

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**КАРАКАЛПАКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ БЕРДАХА**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

**Кафедра ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

*На правах рукописи*

**Артыков Тимур**

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ  
«КОЛЛЕКТОРНАЯ» напряжением 110/6 КВ**

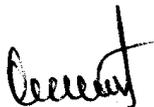
**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

на соискание степени бакалавра по направлению  
5520200 – «Электроэнергетика»

Зав. кафедрой:

д.ф-м.н. Камалов А.Б.

Руководитель:



д.т.н. Сытдыков Р.А.

ЎЗБЕКИСТОН РЕСПУБЛИКАСИ ОЛИЙ ВА УРТА МАХСУС ТАЪЛИМ ВАЗИРЛИГИ  
БЕРДАҚ НОМИДАГИ ҚОРАҚОЛПОҚ ДАВЛАТ УНИВЕРСИТЕТИ

факультети \_\_\_\_\_

кафедраси \_\_\_\_\_

йўналиши \_\_\_\_\_

гурухи \_\_\_\_\_

Тасдиқлайман \_\_\_\_\_

Кафедра мудирини \_\_\_\_\_

200

йил <.....> .....

МАЛАКАВИЙ БИТИРУВ ИШИ БЎЙИЧА ТОПШИРИҚ

Талаба

Артыков Тимур

(фамилияси, исми, шарифи)

1. Битирув ишининг мавзуси Реконструкция подстанции  
«Комлекторная» напряжением 110/6 кВ

..... 200 йил кафедра мажлисида маъқулланган.

2. Битирув ишни топшириш муддати \_\_\_\_\_

3. Битирув ишни бажаришга доир бошланғич маълумотлар Подстанция  
подключается к линии «Куйлюк – Юксак» на 110 кВ;  
от подстанции на 6 кВ питаются 8 фидеров  
суммарной мощностью 20 МВА

4. Ҳисоблаш-тушунтириш ёзувларининг таркиби (ишлаб чиқиладиган масалалар рўйхати)

1. Введение
2. Схемное решение подстанции
3. Расчет токов к.з.
4. Выбор оборудования
5. БЖД
6. Экология

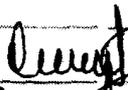
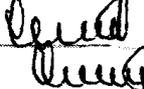
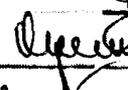
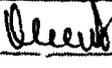
5. График ишлар рўйхати (чизмалар номи аниқ кўрсатилди)

1. Схема подключения подстанции  
к питающей сети 110 кВ
2. Главная электрическая схема
3. План и разрезы ОРУ - 110 кВ.

6. Битирув иши бўйича маслаҳатчи(лар)

№№ п-п	Бўлим мавзуси	Маслаҳатчи ўқитувчи ф., и., ш.	Имзо, сана	
			топшириқ берилди	топшириқ бажарилди
	Безопасность жизнедеятельности Экология			

7. Битирув ишини бажариш режаси

№№ п-п	Битирув иши босқичларининг номи	Бажариш муддати (сана)	Текширувдан ўтганлик belgisi
1.	Введение		
2.	Схемное решение подстанции		
3.	Расчет Т.к.з.		
4.	Выбор оборудования		
5.	БЖД		
6.	Экология		
7.	Оформление работы		

Топшириқ берилган сана <.....> ..... 200 йил

  
(имзо)

Битирув иши раҳбари \_\_\_\_\_

Топшириқни бажаришга олдим \_\_\_\_\_  
сана

(имзо)

## Содержание

Введение .....	5
Назначение подстанции 110/6кВ «Коллекторная» и обоснование мощности установленных трансформаторов .....	8
Анализ схемного решения подстанции и необходимость реконструкции.....	11
Расчет рабочих максимальных токов .....	14
Расчет токов короткого замыкания .....	15
Электрооборудование электрических подстанций.....	17
Обоснование выбора оборудования подстанции .....	30
Элегазовые выключатели ЗАР1 FG 126 кВ .....	34
Безопасность жизнедеятельности .....	37
Экология .....	45
Заключение.....	57
Литература .....	58

## ВВЕДЕНИЕ

Республика Узбекистан – динамично развивающееся молодое независимое государство. Проблема энергообеспеченности страны является одной из главных для обеспечения условий укрепления независимости и социально-экономического развития государства.

Топливо-энергетический комплекс Республики представляет собой крупнейшее в Центральной Азии объединение предприятий по добыче, переработке, транспортировке нефти, природного газа, угля, производству и распределению электрической и тепловой энергии. Ускоренное развитие топливо-энергетического комплекса остается приоритетным направлением политики нашего государства.

Энергетическая стратегия ставит задачу обеспечения энергетической независимости и безопасности, повышение энергетической эффективности и снижения воздействия энергетики на окружающую среду. Для решения этих задач требуется разработка и внедрение новых технологий, основанных на научных достижениях, обеспечивающих более эффективную, безопасную, экологически чистую энергетику.

Узбекская энергосистема является составной частью объединенной энергосистемы (ОЭС) Центральной Азии. В Узбекистане сконцентрировано порядка 50% генерирующих мощностей стран Центральной Азии, что составляет более 12 млн. кВт установленной мощности, с возможностью выработки электроэнергии порядка 60 млрд. кВт в год. Узбекская энергосистема является основным звеном в неразрывной цепи производства и передачи энергии в регионе.

Географическое расположение, наличие развитых электрических сетей позволяют Узбекистану успешно организовывать и быть активным участником рынка электрической энергии и мощности.

Электроэнергетика Узбекистана является базовой отраслью экономики республики, обладает значительным производственным и научно-техническим потенциалом, оказывает высокое воздействие на развитие всего народнохозяйственного комплекса.

Энергосистема Узбекистана полностью обеспечивает потребность отраслей экономики и населения республики в электрической и тепловой энергии и осуществляет экспорт электрической энергии в другие государства.

Основу узбекской энергосистемы составляют крупные тепловые электростанции: Сырдарьинская ТЭС (мощностью 3000 МВт), Ташкентская ТЭС (1860 МВт), Ново-Ангренская ТЭС (2100 МВт), Навоийская ТЭС (1250 МВт), Талимарджанская ТЭС (800 МВт), Тахиаташская ТЭС (730 МВт).

Успешно реализуется «Программа развития и реконструкции генерирующих мощностей в энергетике Республики Узбекистан на период до 2010 года», где основное внимание уделяется вопросам модернизации действующих энергообъектов, повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, внедрения новой технологий производства, снижения уровня их экологического воздействия на окружающую среду. Согласно Программе, около половины потребности в финансовых ресурсах должны быть покрыты за счет иностранных инвестиций.

Последовательное проведение энергосберегающей политики, предусматривающее внедрение новейших технологий в энергетическое производство и рациональное использование имеющихся энергоресурсов, позволит снизить себестоимость производимой продукции (электроэнергии), увеличить прибыль отрасли, а также улучшить технико-экономические показатели работы энергосистемы.

Основными направлениями экономии ресурсов в электроэнергетике республики являются:

- техническое перевооружение энергоблоков ТЭС, повышение экономичности действующего оборудования с заменой отдельных деталей и узлов;
- реконструкция и модернизация действующих электростанций с внедрением новых высокоэффективных технологий энергетического производства на базе парогазовых газотурбинных установок;
- повышение уровня автоматизации технологических процессов, снижения уровня технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку и распределение.

Реформирование экономики и перестройка финансовой системы в Республике Узбекистан существенно затронули и электроэнергетику. В порядке реализации Указа Президента Республики Узбекистан «Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан» (2001г.) осуществляется реформирование энергетики, совершенствование структуры управления многофункциональной отрасли. В настоящее время в энергетическом секторе акционированы 4 тепловых электростанций, в том числе самая крупная Сырдарьинская ТЭС, 9 региональных распределительно-сбытовых предприятий электрических сетей, 18 предприятий, выполняющих проектные, строительные-монтажные, ремонтные и прочие работы.

Поэтапная реструктуризация отрасли, акционирование энергетических предприятий создадут благоприятную почву для развития конкурентной среды в сфере энергетики и будут способствовать полному удовлетворению потребности всех отраслей экономики и населения в качественной электрической и тепловой энергии.

Высокие цели и задачи Мирового энергетического Совета (МИРЭС), а также намеченная программа действия, сформулированные на мировом уровне, должны стать важным ориентиром для нашего собственного развития и роли узбекской энергетики в деле дальнейшей интеграции в мировое энергетическое хозяйство.

Мерами, принятыми руководством страны, Узбекистан еще в 1995 году добился нефтяной и, в целом энергетической независимости. В настоящее время делается все для среднесрочного и долгосрочного обеспечения республики необходимыми энергоресурсами на основе устойчивого развития отрасли.

Крупнейшими потребителями энергии останутся энергетический сектор промышленность и население, основным видом топлива, используемого в республике, как и в настоящее время, будет природный газ, но в долгосрочной перспективе необходимо ориентироваться на газугольное и угольное топливо.

Стратегия развития энергетики Узбекистана будет направлена на:

- дальнейшее развитие добычи бурого угля открытым способом;
- удержание достигнутого уровня добычи жидких углеводородов;
- определенный рост и стабилизация добычи природного газа;
- развитие подземной газификации угля;
- расширение и углубление процессов переработки углеводородного сырья;
- повышения качества производимых продуктов до уровня мировых стандартов;
- сохранение самобалансированности по электроэнергии;
- внедрение возобновляемых источников энергии;
- энерго- и ресурсосбережение;
- международное сотрудничество.

В Узбекистане имеется все необходимое для реализации вышеприведенных показателей и обеспечения энергетической безопасности и устойчивости ее развития и, соответственно, экономики государства.

## **Назначение подстанции 110/6 кВ «Коллекторная» и обоснование мощности установленных трансформаторов**

Подстанция «Коллекторная» расположена Сергелийском районе города Ташкента; была построена для питания насосов коллекторов, откуда и получила своё название. Подстанция присоединяется к двухцепному ответвлению от линии 110 кВ, соединяющей подстанцию «Куйлюк» с подстанцией «Юксак». На подстанции осуществляется понижение напряжения от 110 кВ до 6 кВ.

При проектировании подстанции стараются использовать типовые решения, схемы и элементы, что приводит к унификации оборудования подстанции и, как следствие, к удешевлению обслуживания и проектной стоимости. Но на практике при проектировании подстанции приходится учитывать особенности месторасположения и другие исходные условия выбора компоновочного и схемного решения, числа и мощности трансформаторов и др.

Трансформаторы относятся к основному оборудованию подстанции и правильный технически и экономически обоснованный выбор их типа, числа и мощности необходим для рационального электроснабжения потребителей электрической энергией.

Выбор трансформаторов заключается в определении их числа, типа и номинальной мощности. К основным параметрам трансформатора относятся номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение короткого замыкания; ток холостого хода; потери холостого хода и короткого замыкания.

На подстанции в настоящее время установлены два трансформатора одинаковой мощности 16 МВА.

Перед началом расчета требуется определить категорию электроприемников, получающих питание от подстанции. Подстанция осуществляет электроснабжение приемников первой и второй категории, перебои в электроснабжении которых недопустимы. В связи с этим при выборе типа и числа трансформаторов необходимо учитывать надежность электроснабжения и возможность резервирования. Надежность электроснабжения обеспечивается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. Следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформатора в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать естественного сокращения срока его службы. Поэтому на подстанции согласно ПУЭ и «Норм технологического проектирования понижающих подстанций» для надежного электроснабжения потребителей применена схема двухтрансформаторной подстанции.

При возникновении повреждений или выводе одного трансформатора в ремонт, оставшийся в работе должен обеспечивать потребляемую потребителями мощность. Покрытие может осуществляться не только за счет использования номинальной мощности трансформаторов, но и за счет их перегрузочной способности (в целях уменьшения установочной мощности трансформаторов). Мощность трансформаторов необходимо определять с учетом его перегрузочной способности. Систематическая перегрузочная способность характеризуется коэффициентом заполнения графика нагрузки подстанции.

Следовательно, номинальная мощность каждого из двух трансформаторов, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей. Мощность каждого из двух трансформаторов выбирается равной 70% от максимальной мощности нагрузки подстанции.

Определим суммарную максимальную мощность нагрузки, проходящей через трансформаторы подстанции. По заданию:

- нагрузка на шинах 6 кВ – 8 фидеров  $S_{\Sigma 6 \text{ кВ}} = 20 \text{ МВА}$ .

Т.о.  $S_{\Sigma \text{ тр}} = S_{\Sigma 6 \text{ кВ}} = 20 \text{ МВА}$ .

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют при аварийных режимах перегрузку трансформаторов на 40% не более 6 часов в течении не более 5 суток.

В настоящее время существует практика выбора номинальной мощности трансформатора для двухтрансформаторной подстанции, исходя из значения  $k = 0,7$  т.е.

$$S_T \geq 0,7 S_{\Sigma \text{ тр}}$$

Мощность каждого трансформатора составляет

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7 \cdot S_{\Sigma \text{ тр}} = 0,7 \cdot 20 = 14 \text{ МВА}.$$

Принимаем к установке на подстанции два трехфазных двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110-У1.

Паспортные данные трансформатора ТДН-16000/110 [4,6]:

Номинальная полная мощность  $S_T = 16 \text{ МВА}$ ;

Номинальное напряжение обмоток:

$$U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН}} = 6,6 \text{ кВ}$$

Напряжение короткого замыкания

$$U_{\text{к ВН-НН}} = 10,5\%$$

Потери мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{xx} = 18 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 85 \text{ кВт}$$

Ток холостого хода  $I_{хх} = 0,6\%$ .

Трансформатор имеет встроенное устройство для регулирования напряжения под нагрузкой – систему РПН на стороне ВН с пределами регулирования  $115 \pm 9 \times 1,77\%$ .

Габаритные размеры трансформатора:

длина – 6 м; ширина – 3,5 м; высота – 5,5 м.

Система охлаждения трансформатора Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла.

В качестве трансформаторов собственных нужд (ТСН) на подстанции установлены два трансформатора типа ТМ-250/6, подключенные к секциям шин 6 кВ. Их параметры [4,6]:

Номинальная полная мощность  $S_T = 0,25 \text{ МВА}$ ;

Номинальное напряжение обмоток:

$$U_{ВН} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$$

Напряжение короткого замыкания

$$U_{к\text{ВН-НН}} = 4,5\%$$

Потери мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{xx} = 39 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 200 \text{ кВт}$$

Ток холостого хода  $I_{хх} = 0,6\%$ .

## Анализ схемного решения подстанции и необходимость реконструкции

Подстанция «Коллекторная» принята комплектной по типу КТПБ Б(М)-110/6-2х16000-85У1.

На подстанции устанавливаются два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110. Имеются распределительные устройства двух напряжений: 110 и 6 кВ.

Для надежного электроснабжения потребителей и развивающихся новых производств в городе Ташкенте и Ташкентском вилояте были определены объемы реконструкции подстанции: ОРУ 110 кВ названной подстанции с заменой установленных короткозамыкателей и отделителей на современные элегазовые выключатели и КРУ 6 кВ с заменой масляных выключателей, отработавших свой ресурс, на вакуумные выключатели.

На подстанции «Коллекторная» ОРУ-110 кВ было выполнено по простой, надежной и экономичной схеме с отделителями и короткозамыкателями без выключателей на этом напряжении. При этом простыми конструктивными решениями можно учесть возможное развитие подстанции с сохранением схемы и установкой трансформаторов большей мощности.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальной схемы электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и так далее.

При выборе схемы электроустановок должны учитываться различные факторы: значение и роль подстанции для энергосистемы; положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей; категория потребителей по степени надежности электроснабжения; перспектива расширения подстанции и прилегающего участка сети. Из всего комплекса условий, влияющих на выбор главной схемы подстанции, можно выделить основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность;
- системная противоаварийная автоматика.

На подстанции применена широко используемая сегодня для отпаечных подстанций упрощенная схема с отделителями и короткозамыкателями со стороны высшего напряжения.

Вместо выключателя на стороне высшего напряжения установлены короткозамыкатели и отделители, и отключение питающей линии происходит посредством срабатывания головного выключателя линии. В случае возникновения повреждения на трансформаторе или шинах подстанции устройства релейной защиты трансформатора действуют на включение короткозамыкателя. Он создает искусственное короткое замыкание. Питающая линия отключается линейной защитой. После этого в бестоковую паузу отключается отделитель поврежденного трансформатора. Устройство АПВ снова включает линию в работу. Перемычка на стороне высшего напряжения увеличивает маневренность подстанции.

При эксплуатации упрощенных подстанций выявились существенные недостатки в работе ОД и короткозамыкателя открытого исполнения. Время срабатывания этих аппаратов велико, что затрудняет автоматическое повторное включение (АПВ) головного выключателя и вызывает развитие возникшего в трансформаторе повреждения. Кроме того, включение короткозамыкателя вызывает резкое снижение напряжения в электрической сети. Применение телеотключающего импульса позволяет избежать снижения напряжения, вызываемого включением короткозамыкателя. В настоящее время ОД и короткозамыкатели модернизируют, помещая контакты в закрытую оболочку, заполненную элегазом.

**Таким образом, для надежного электроснабжения потребителей и развивающихся новых производств в городе Ташкенте и Ташкентском вилояте необходима реконструкция ОРУ 110 кВ подстанции «Коллекторная» с заменой установленных отделителей и короткозамыкателей на современные элегазовые выключатели.**

**Кроме того, предусматривается реконструкция распределительного устройства подстанции напряжением 6 кВ с заменой установленных масляных выключателей, отработавших свой ресурс, на современные вакуумные выключатели, замена панелей релейной защиты и управления.**

Подстанция имеет две секции шин на напряжении 6 кВ. Из РУ по кабельным линиям 6 кВ электрическая энергия передается потребителям. Для распределения энергии по линиям 6 кВ используется радиальная схема. Радиальная схема выбрана по ряду причин: потребители электроэнергии размещены в разных направлениях от подстанции; радиальная схема более надежна по сравнению с магистральной схемой; в данной схеме электрическая энергия передается прямо к приемникам, без ответвлений на пути для питания других потребителей.

Каждый из двух трансформаторов питает свои секции шин 6 кВ с одним выключателем на цепь. Шины соединены секционным выключателем. Эта схема выбрана из-за того, что к шинам присоединено большое количество приемников, а также учитывается необходимость 100 - процентного резервирования. Обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, и каждый трансформатор питает свою секцию шин. При выходе из строя одного из трансформаторов, он отключается, срабатывает секционный выключатель и питание всех потребителей производится через второй трансформатор. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы.

## Расчет рабочих максимальных токов

### I. На напряжении 110 кВ:

а) ток в цепи силового трансформатора

$$I_T = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}^1}{\sqrt{3}U_{н}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,92 \text{ А},$$

где  $S_{ном}^1 = 25 \text{ МВА}$  – мощность следующего по шкале номинальных мощностей трансформатора;

б) ток транзита по цепи «Юксак»-«Куйлюк»

$$I_{транз} = \frac{S_{транз 110кВ}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 314,9 \text{ А}$$

в) максимальный ток по линиям связи подстанции с системой

$$I_{лин св} = \frac{S_{ном}^1 + S_{транз 110кВ}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{25000 + 60000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 446,66 \text{ А}$$

За рабочий максимальный ток на ОРУ – 110 кВ принимаем

$$I_{раб. max.} = I_{лин св} = 446,66 \text{ А}$$

### II. На напряжении 6 кВ

а) в цепях трансформаторов – во вводных ячейках

$$I_T = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}^1}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3368 \text{ А}$$

б) в цепях вводных ячеек по нагрузке

$$I_T = \frac{S_{нагр 6кВ}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1924,5 \text{ А}$$

в) в цепях отходящих кабельных линий

$$I_{фид} = \frac{S_{нагр 6кВ}}{\sqrt{3}U_{ном}} \cdot \frac{2}{n_{фид}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6} \cdot \frac{2}{10} = 385 \text{ А}$$

За рабочий максимальный ток на напряжении 6 кВ принимаем

$$I_{раб. max.} = I_T = 1924,5 \text{ А}$$

## Расчет токов короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания на шинах подстанции «Коллекторная» используем данные о питающей сети 110 кВ проектного и научно-исследовательского института «Энергосетьпроект», а также справочные данные оборудования и линий электропередачи из справочников [4,6].

Трансформатор типа ТДН-16000/110 [4]:

$$S_T = 16 \text{ МВА};$$

$$U_{BH} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{HH} = 6,6 \text{ кВ}$$

$$X_T = 86,8 \text{ Ом (сопротивление приведено к 110 кВ)}.$$

Трансформатор типа ТДН-25000/110 [4]:

$$S_T = 25 \text{ МВА};$$

$$U_{BH} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{HH} = 6,6 \text{ кВ}$$

$$X_T = 55,5 \text{ Ом (сопротивление приведено к 110 кВ)}.$$

Удельное сопротивление ЛЭП примем:

$$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление ЛЭП ПС «Юксак» - ПС «Коллекторная»:

$$X_{Л1} = X_0 * L_1 = 0,4 * (0,97 + 0,75) = 0,688 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ЛЭП ПС «Куйлюк» - ПС «Коллекторная»:

$$X_{Л2} = X_0 * L_2 = 0,4 * (8,4 + 3,36) = 4,704 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление системы в максимальном режиме работы сети на шинах ПС «Юксак» 110 кВ:

$$X_{СЮ \text{ МАХ}} = 4,46 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление системы в максимальном режиме работы сети на шинах ПС «Куйлюк» 110 кВ:

$$X_{СК \text{ МАХ}} = 5,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление отпайки до ПС «Коллекторная»:

$$X_{ОТ} = X_0 * L_{ОТ} = 0,4 * 0,35 = 0,14 \text{ Ом.}$$

### Расчет токов к.з. на шинах 110 кВ (точка К-1)

В результате расчета токов к.з. по программе «ТКЗ-3000» получаем начальное значение периодической слагающей тока к.з. (сверхпереходный ток):

$$I_{K-1}^{II} = 18,6 \text{ кА.}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{K-1}^{II} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 18,6 = 47,43 \text{ кА.}$$

где  $k_y = 1,8$  – ударный коэффициент.

### Расчет токов к.з. на шинах 6 кВ (точка К-2)

В результате расчета токов к.з. по программе «ТКЗ-3000» получаем начальное значение периодической слагающей тока к.з. (сверхпереходный ток):

$$I_{K-2}^{II} = 19,58 \text{ кА.}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{K-2}^{II} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 19,58 = 49,93 \text{ кА.}$$

где  $k_y = 1,8$  – ударный коэффициент.

Результаты расчетов токов короткого замыкания сводим в таблицу:

Точка к.з.	Величины расчета		
	К-1	К-2	
<i>U<sub>ном</sub></i> (кВ)	110	6	
<i>I</i> <sup>II</sup> (кА)	18,6	19,58	
<i>I</i> <sub>∞</sub> (кА)	18,6	19,58	
<i>i<sub>y</sub></i> (кА)	47,43	46,93	

Полученные результаты расчета токов к.з. будем использовать для обоснования выбора и проверки оборудования подстанции (проверка на термическую и электродинамическую стойкость при к.з.).

# Электрооборудование электрических подстанций

## Силовые трансформаторы

Для связи с энергосистемой и потребителями, а также для питания собственных потребителей (собственных нужд) на электрических станциях и подстанциях устанавливают повышающие и понижающие трансформаторы. В связи с тем, что в сетях энергосистем существует несколько ступеней трансформации, количество трансформаторов и их мощность в несколько раз превышают число и установленную мощность генераторов. Следует заметить, что на каждый установленный киловатт генераторной мощности приходится 7—8 кВ · А трансформаторной мощности, а на вновь вводимый — до 12—15 кВ · А.

На крупных электростанциях и подстанциях для связи двух высших напряжений, как правило, применяются автотрансформаторы, обладающие существенными технико-экономическими преимуществами в сравнении с обычными трансформаторами. Стоимость автотрансформатора, потери энергии при эксплуатации значительно ниже, чем у обычных трансформаторов той же мощности.

### Структура условного обозначения типа трансформатора

Буквенная часть условного обозначения содержит обозначения в следующем порядке:

- А — автотрансформатор;
- О или Т — одно- или трехфазный трансформатор;
- Р — расщепленная обмотка НН;
- Т — трехобмоточный трансформатор;
- Н — трансформатор с РПН (с регулированием напряжения под нагрузкой);
- С — исполнение трансформатора собственных нужд электростанции;
- Л — трансформатор с литой изоляцией.

Условное обозначение видов охлаждения:

- а) масляные трансформаторы:
  - М — естественная циркуляция воздуха и масла;
  - Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

- МЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла;
- НМЦ — естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла;
- ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;
- НДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла;
- Ц — принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло — в межтрубном пространстве, разделенном перегородками);
- НЦ — принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла;
- б) трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком:
  - Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;
  - НД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха;
  - ННД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика;
- в) сухие трансформаторы:
  - С — естественное воздушное при открытом исполнении;
  - СЗ — естественное воздушное при защищенном исполнении;
  - СГ — естественное воздушное при герметичном исполнении;
  - СД — воздушное с принудительной циркуляцией воздуха;
  - З — исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;

### **Измерительные трансформаторы**

Измерительные трансформаторы используют, главным образом, для подключения электроизмерительных приборов к цепи переменного тока высокого напряжения. При этом электроизмерительные приборы оказываются изолированными от цепей высокого напряжения, что обеспечивает безопасность работы обслуживающего персонала. Кроме того, измерительные трансформаторы дают возможность расширять пределы измерения

приборов, т.е. измерять большие токи и напряжения с помощью сравнительно несложных приборов, рассчитанных для измерения малых токов и напряжений. В ряде случаев измерительные трансформаторы служат для подключения к цепям высокого напряжения обмоток *реле*, обеспечивающих защиту электроустановок от *аварийных режимов*.

Измерительные трансформаторы подразделяют на два типа — *трансформаторы напряжения* и *трансформаторы тока*.

Трансформаторы напряжения служат для включения вольтметров, а также других приборов, реагирующих на значение напряжения (например, катушек напряжения ваттметров, счетчиков, фазометров и различных реле). Вторые служат для включения амперметров и токовых катушек указанных приборов. Измерительные трансформаторы изготавливают мощностью от пяти до нескольких сотен вольт-ампер; они рассчитаны для совместной работы со стандартными приборами (амперметрами на 1; 2; 2,5 и 5 А, вольтметрами на 100 и  $100\sqrt{3}$  В).

*Трансформатор напряжения* выполняют в виде двухобмоточного понижающего трансформатора. Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку тщательно изолируют от первичной и заземляют. Условное обозначение трансформатора напряжения такое же, как двухобмоточного трансформатора.

Так как сопротивления обмоток вольтметров и других приборов, подключаемых к трансформатору напряжения, велики, то он практически работает в режиме холостого хода. В этом режиме можно с достаточной степенью точности считать, что

$$U_1 = U_2 K,$$

где  $K$  — коэффициент трансформации.

Поскольку ток холостого хода создает в трансформаторе некоторое падение напряжения, преобразование напряжения происходит с некоторой погрешностью по значению и фазе.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей стационарные трансформаторы напряжения подразделяют на три класса точности: 0,5; 1 и 3; а

лабораторные — на четыре класса: 0,05; 0,1; 0,2 и 0,5. Обозначение класса соответствует значению относительной погрешности по фазе при номинальном напряжении  $U_{\text{ном}}$ .

*Трансформатор тока* выполняют в виде двухобмоточного повышающего трансформатора или в виде проходного трансформатора, у которого первичной обмоткой служит провод, проходящий через окно магнитопровода. В некоторых конструкциях магнитопровод и вторичная обмотка смонтированы на проходном изоляторе, служащем для ввода высокого напряжения в *силовой трансформатор* или другую электрическую установку. Первичной обмоткой трансформатора служит медный стержень, проходящий внутри изолятора.

Сопротивления обмоток амперметров и других приборов, подключаемых к трансформатору тока, обычно малы. Поэтому он практически работает в режиме короткого замыкания, при котором ток  $I_1$  во много раз больше тока холостого хода  $I_0$ , и с достаточной степенью точности можно считать, что

$$I_1 = I_2 / k.$$

В действительности из-за наличия тока холостого хода в рассматриваемом трансформаторе между векторами этих токов первичной и вторичной обмоток имеется некоторый угол, отличный от  $180^\circ$  что создает относительную токовую (амплитудную) и угловую погрешность.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей трансформаторы тока подразделяют на пять классов точности: стационарные — на классы 0,2; 0,5; 1; 3 и 10; лабораторные — на классы 0,01; 0,02; 0,05; 0,1; 0,2. Приведенные цифры соответствуют допускаемой для данного класса токовой погрешности при номинальном значении тока.

## **КОММУТАЦИОННЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ АППАРАТЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

### **1. Назначение и классификация аппаратов**

По функциональному признаку электрические *аппараты высокого напряжения* (АВН) подразделяются на следующие виды:

- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители);

- защитные и ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);
- комплектные распределительные устройства (КРУ).

**Коммутационные аппараты** используются для формирования необходимых схем передачи энергии от ее источника (электростанции) к *потребителю*.

Рассмотрим наиболее важные аппараты.

*Выключатели* предназначены для оперативной и аварийной коммутации в *энергосистемах*, т.е. выполнения операций включения и отключения отдельных *цепей* при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Коммутация цепи, осуществляемая при переключении выключателя из одного положения в другое, производится нерегулярно, время от времени, а выполнение им специфических требований по отключению возникающего в цепи короткого замыкания чрезвычайно редко. Выключатели должны надежно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии. Отсюда следует, что они должны иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в год) должна быть обеспечена постоянная готовность к осуществлению коммутаций.

*Разъединители* применяются для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем, для переключения РУ с одной ветви на другую, а также для отделения на время ревизии или ремонта силового электротехнического оборудования и создания безопасных условий от смежных частей *линии*, находящихся под напряжением. Разъединители способны размыкать электрическую цепь только при отсутствии в ней тока или при весьма малом токе. В отличие от выключателей разъединители в отключенном состоянии образуют видимый разрыв цепи. После отключения разъединителей с обеих сторон объекта, например выключателя или *трансформатора*, они должны заземляться с обеих сторон либо при

помощи переносных заземлителей, либо специальных заземляющих ножей, встраиваемых в конструкцию разъединителя.

*Отделитель* служит для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время (не более 0,1 с). Он подобен разъединителю, но снабжен быстродействующим приводом.

*Короткозамыкатель* служит для создания искусственного короткого замыкания (КЗ) в цепи высокого напряжения. Конструкция его подобна конструкции заземляющего устройства разъединителя, но снабженного быстродействующим приводом.

Короткозамыкатели и отделители устанавливаются на стороне высшего напряжения РУ малоответственных потребителей, когда в целях экономии площади и стоимости РУ выключатели предусмотрены только на стороне низшего напряжения.

**Ограничивающие аппараты** подразделяются на аппараты ограничения тока и напряжения.

К токоограничивающим аппаратам относятся предохранители и реакторы высокого напряжения. Плавкие предохранители предназначены для защиты *силовых трансформаторов* и измерительных трансформаторов напряжения, воздушных и кабельных линий, *конденсаторов*.

*Токоограничивающие реакторы* представляют собой катушку индуктивности без стали и служат для ограничения *тока короткого замыкания* (КЗ) и поддержания напряжения на сборных шинах РУ. Применение их позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в *сетях* с реакторами по сравнению с аналогичными сетями, не защищенными реакторами.

В качестве ограничителей грозовых и внутренних *перенапряжений* используются *разрядники* и *ограничители перенапряжения*. Они должны быть установлены вблизи силовых повышающих трансформаторов и вводов *воздушных линий* в РУ. Они позволяют снизить требования к прочности электрической изоляции аппаратов и оборудования РУ, уменьшить габаритные размеры электрической установки и значительно снизить ее стоимость.

*Комплектные распределительные устройства (КРУ)* состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них АВН, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Различают распределительные устройства внутренней и наружной установки. Комплектные распределительные устройства становятся наиболее распространенным типом РУ. В последнее время начали широко применяться герметизированные РУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители) расположены внутри герметичной оболочки, заполненной сжатым газом (*элегазом*). Наиболее эффективно ГРУ будут применяться в крупных городах, что даст значительную экономию городских площадей и повысит *надежность* энергосистем.

## **2. Условия работы аппаратов высокого напряжения и общие требования, предъявляемые к ним**

Аппараты высокого напряжения могут устанавливаться как внутри помещения, так и на *открытых распределительных устройствах (ОРУ)*. Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отражение в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды. Эти воздействия особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололеда, ветра и загрязнений.

Загрязнения и периодические увлажнения изоляции АВН требуют соответствующего развития поверхности изоляторов. Поскольку условия загрязнения на разных ОРУ существенно зависят от конкретных климатических условий (близость водных бассейнов, пустынных зон), наличия вредных выбросов производств в атмосферу, то они значительно различаются. Для изоляторов наружной установки предусмотрены три исполнения в зависимости от длины пути тока утечки: категория I — 1,67 см/кВ, категория II — 2,5 см/кВ, категория III — 3,5 см/кВ. Согласно этим нормам допустимая длина утечки соответствует удельной длине утечки — длине, отнесенной к 1 кВ наибольшего рабочего линейного напряжения. Для аппаратов внутренней установки длина пути утечки не нормируется.

Аппараты внешней установки оказываются под воздействием коммутационных перенапряжений, зависящих от вида коммутации, типа выключателя, параметров

электрической сети и грозových импульсов, возникающих при воздействии грозových разрядов на электрическую сеть.

Природа происхождения перенапряжений определяет специфическую форму импульса перенапряжений. Так, грозовой импульс имеет обозначение 1,2/50 мкс, что означает крутизну фронта импульса  $1,2 \pm 0,3$  мкс при общей длительности  $50 \pm 10$  мкс. Коммутационные перенапряжения имитируются апериодическим импульсом с длительностью фронта  $t_{\phi} = 250 \pm 50$  мкс и длительностью полуспада  $t_{\text{псп}} = 2500 \pm 1500$  мкс.

В процессе эксплуатации при возникновении короткого замыкания все токоведущие элементы сети испытывают мощное термическое и электродинамическое воздействие токов КЗ, превосходящих номинальные токи в десятки раз. При протекании токов КЗ температура токоведущих элементов, повышаясь, не должна превышать нормированных предельных допустимых значений для неизолированных шинопроводов, например для медных  $300^{\circ}\text{C}$ , для алюминиевых  $200^{\circ}\text{C}$ .

Токи КЗ вызывают появление значительных электродинамических усилий, воздействующих на шинопроводы и их несущие механические конструкции (в частности, опорные изоляторы). Кроме того, контактные системы всех коммутирующих аппаратов должны выдерживать эти нагрузки без сваривания или самопроизвольного размыкания контактов. Электродинамические усилия рассчитываются по наибольшему мгновенному значению (ударного) тока трехфазного КЗ  $i_{\text{уд}}$  с учетом фазового сдвига между токами

### **3. Выключатели высокого напряжения**

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}$ ; наибольшее рабочее напряжение  $U_{\text{н.р}}$ ; номинальный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота  $f_{\text{ном}}$ ; номинальный ток  $I_{\text{ном}}$ ; номинальный ток отключения  $I_{\text{о.ном}}$ ; номинальный ток включения  $I_{\text{в.ном}}$ ; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неудаленных КЗ; номинальная длительность КЗ;

номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др.

К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление и расход воздуха, необходимые для проведения операций включения и отключения, нижний предел давления для производства отдельных операций.

Рассмотрим некоторые наиболее важные параметры. *Номинальное напряжение*  $U_{\text{ном}}$  (линейное) — это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать *наибольшие рабочие напряжения* (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы. Номинальные напряжения выключателей соответствуют классам напряжения (табл. 5.1).

*Номинальный уровень изоляции* выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

*Номинальный ток* — действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12 500; 16 000; 20 000; 25 000; 31 500 А.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется *номинальным током отключения*  $I_{\text{о.ном}}$ , который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей  $I_{\text{о.п}}$ , отнесенной к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения  $I_{\text{о.ном}}$  (2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а также нормированным процентным содержанием  $\beta_n$  аperiodической составляющей, равным отношению аperiodической составляющей  $i_a$  тока отключения к амплитуде периодической составляющей ( $\sqrt{2}I_{\text{о.п}} = \sqrt{2}I_{\text{о.ном}}$ ) того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов. Ток отключения выключателя определяется суммой периодической и аperiodической составляющих.

Номинальный ток включения  $I_{в.ном}$  — наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ. Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока КЗ из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи [в режиме автоматического повторного включения (АПВ)].

Номинальная длительность тока КЗ характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток)  $i_{уд} = 2,55 I_{о.ном}$  и ток термической стойкости  $I_T = I_{о.ном}$ . Время протекания тока  $I_T$  составляет 1 или 2 с для выключателей при  $U_{ном} \geq 330$  кВ и 1 или 3 с для выключателей при  $U_{ном} \geq 220$  кВ.

При отключении тока КЗ на выводах выключателя возникает переходный процесс, который при гашении дуги характеризуется *переходным восстанавливающимся напряжением* (ПВН), зависящим от собственных параметров отключаемой сети.

Отключающая способность дугогасительных устройств по-разному зависит от характера изменения ПВН. Воздушные и элегазовые выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН ( $du/dt$ ), а масляные — к максимальному ПВН. Этим объясняется нормирование  $I_{о.ном}$ .

Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги подразделяются на воздушные, элегазовые, электромагнитные и вакуумные.

### 3.1. Воздушные выключатели

Широкое применение воздушных выключателей в энергосистемах обусловливается их высокими, для своего времени, техническими характеристиками. Конструктивно воздушные выключатели оказались хорошо приспособленными для различных условий работы современных *распределительных устройств* высокого напряжения при внутренней и наружной установке. Недостаточно высокая электрическая прочность воздуха ( $E = 20$  кВ/см) не позволяет получать модули с напряжением 350—500 кВ, что и приводит в последнее время к интенсивному развитию выключателей с использованием другой дугогасящей среды — элегаза.

### 3.2. Масляные выключатели

**Принцип действия дугогасительных устройств.** В дугогасительных устройствах традиционных масляных выключателей гашение дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения в потоке газопаровой смеси, вырабатываемой дугой в результате разложения и испарения масла. В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

- баковые (многообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземленного бака;
- маломасляные (малообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.

### **3.5. Вакуумные выключатели**

В последние годы отмечается интенсивное использование вакуумных коммутаторов в области напряжений 6—35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до -70°С), надежность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная стойкость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки, произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

## **4. Разъединители, отделители, короткозамыкатели**

Как отмечалось выше, *разъединители* служат лишь для коммутации обесточенных цепей в целях проведения ремонта или ревизии АВН, а также для выполнения переключений РУ на резервное питание. При проведении ревизии или ремонта того или иного электротехнического оборудования на высоком напряжении необходимо после отключения тока в данной цепи произвести отключение данного объекта с обеих сторон с созданием видимого разрыва цепи. Кроме того, объект с обеих сторон заземляется либо переносными заземлителями, либо заземлитель предусмотрен в конструкции разъединителя и заблокирован с механизмом привода ножа разъединителя. Исходя из задачи обеспечения безопасности обслуживающего персонала при проведении работ на

линии, а также осуществления бесперебойного электроснабжения *потребителей*, разъединитель должен отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать видимый разрыв тока в цепи при отключении;
- быть термически и электродинамически устойчив;
- иметь требуемый уровень изоляции при любых атмосферных условиях;
- иметь простую и надежную конструкцию с учетом самых тяжелых условий работы (обледенение, ветровые нагрузки).

Поэтому разъединитель имеет таким образом организованную изоляцию, что при появлении недопустимо большого напряжения на полюсе отключенного разъединителя пробой должен произойти между полюсом и землей по его опорной изоляции, а не между разведенными ножами.

Разъединители наружной установки, как правило, имеют заземлители и могут снабжаться дугогасительными рогами для гашения емкостных токов и приспособлениями, разрушающими корку льда.

*Отделители и короткозамыкатели* устанавливаются на стороне высшего напряжения в менее ответственных РУ в целях экономии капитальных затрат и места. Выключатели при этом предусматриваются только на стороне низшего напряжения. При перегрузках силового трансформатора, повреждении его внутренней изоляции, повышенном газовыделении внутри бака происходит срабатывание реле газоанализатора среды либо реле дифференциальной защиты. Срабатывание этих реле дает команду на автоматическое срабатывание короткозамыкателя, провоцирующего действительное КЗ на стороне высшего напряжения. В цепи протекания тока КЗ короткозамыкателя установлены трансформаторы тока, которые дают команду о чрезмерном токе в систему *релейной защиты*, в свою очередь включающей систему управления выключателем на отключение выключателя. После отключения искусственно созданного КЗ линейным выключателем, часто находящимся на значительном удалении от данного РУ, исчезновение тока КЗ дает команду на отключение отделителя данного РУ. После чего в соответствии с режимом АПВ питание линии вновь возобновляется, т.е. обеспечивается отключение трансформатора в аварийном состоянии без использования выключателя на стороне высшего напряжения. Отключение короткозамыкателя осуществляется приводом, включение — с помощью взведенных пружин. Отделитель отключается автоматически,

включается вручную для исключения возможности ошибочного автоматического включения при неотключенном короткозамыкателе.

## **5. Защитные и токоограничивающие аппараты**

Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозовых и коммутационных перенапряжений применяются *разрядники* и *нелинейные ограничители перенапряжения* (ОПН).

*Токоограничивающим реактором* называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки неизменной *индуктивности*, предназначенный для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах РУ в аварийном режиме.

## Обоснование выбора оборудования подстанции

### Выбор оборудования на напряжении 110 кВ

#### а) выбор выключателей

На ОРУ-110 кВ ранее были установлены отделители ОД-110М и короткозамыкатели КЗ-110М. Примем к установке на ОРУ элегазовые выключатели ЗАР1 FG 126 кВ фирмы SIEMENS. Проверим корректность выбора выключателей.

Расчетные данные			Параметры ЗАР1 FG 126 кВ		
Величина	Ед. измерения	Значение	Величина	Ед. измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	110	$U_n$	кВ	126
$I_{раб макс}$	А	446,66	$I_n$	А	2000
$I''$	кА	18,6	$I_{отк}$	кА	31,5
$i_y$	кА	47,43	$i_y$	кА	80
Вк	кА <sup>2</sup> ·сек	18,6 <sup>2</sup> ·1	$I_{nt}^2 \cdot t_{nt}$	кА <sup>2</sup> ·сек	31,5 <sup>2</sup> ·1

Так как параметры выключателя превышают расчетные, то выключатель выбран правильно.

Время отключения с приводом – 0,06 сек.

Собственное время отключения – 0,03 сек.

Минимальная бестоковая пауза при АПВ – 0,27 сек.

Собственное время включения – 0,06 сек.

Тип привода – пружинный.

Выключатели типа ЗАР1 FG 126 кВ устанавливаем на всех присоединениях 110 кВ

#### б) Выбор разъединителей.

Проверим возможность установки разъединителей типа РНДЗ 1(2) – 110/1250 УХЛ1

Расчетные данные			Параметры РНДЗ 1(2) – 110/1250 УХЛ1		
Величина	Ед. измерения	Значение	Величина	Ед. измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	110	$U_n$	кВ	110
$I_{раб макс}$	А	446,66	$I_n$	А	1250
$i_y$	кА	47,43	$i_y$	кА	80
Вк	кА <sup>2</sup> ·сек	18,6 <sup>2</sup> ·3	$I_{nt}^2 \cdot t_{nt}$	кА <sup>2</sup> ·сек	31,5 <sup>2</sup> ·3

Разъединитель проходит по всем параметрам.

Устанавливаем такие разъединители во всех ячейках 110 кВ. Привод ПРГ-5УХЛ1 для рабочих ножей.

в) Выбор трансформаторов тока.

На напряжении 110 кВ намечены к установке отдельно стоящие трансформаторы тока типа ТФЗМ -110Б- I У У1 с четырьмя сердечниками.

Расчетные данные			Параметры ТФЗМ -110Б- I У У1		
Величина	Ед. измерения	Значение	Величина	Ед. измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	110	$U_n$	кВ	110
$I_{раб макс}$	А	184; 446,7	$I_n$	А	300; 600
$i_y$	кА	47,43	$i_y$	кА	104
Вк	кА <sup>2</sup> ·сек	18,6 <sup>2</sup> ·3	$I_{nt}^2 \cdot t_{nt}$	кА <sup>2</sup> ·сек	28 <sup>2</sup> ·3

Трансформатор тока проходит по всем параметрам.

Трансформатор тока имеет четыре сердечника класса точности 0,2S/10P/10P/10P.

Номинальная нагрузка  $z_{2ном} = 1,2$  Ом для класса 0,2.

Коэффициент трансформации 300/1 А, 600/1 А.

г) Выбор трансформаторов напряжения

Принимаем к установке на ОРУ – 110 кВ трансформатор напряжения типа НКФ – 110 ПУ1.

Это однофазный трансформатор напряжения, который имеет три обмотки. Группа соединения  $\Delta/\Delta/\Delta$

$$\text{Коэффициент трансформации } \frac{110000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100 \text{ В.}$$

Вторичная номинальная нагрузка в классе точности 0,2 –  $S_{2н} = 400$  ВА.

д) Выбор ограничителей перенапряжений.

Для защиты изоляции оборудования от перенапряжений на напряжении 110 кВ вблизи выводов силового трансформатора вместо вентильных разрядников РВС-110 устанавливаются ограничители перенапряжений нелинейные с регистратором срабатываний во всех трех фазах типа ОПНп – 110/800/84-10-III Т1.

## Выбор оборудования на напряжении 6 кВ

На напряжении 6 кВ установлено комплектное распределительное устройство (КРУ) с выключателями типа ВМПЭ-10-3200-31,5 УЗ для вводных ячеек и выключателями типа ВМПП-10-1600 (630) -20 УЗ для остальных ячеек.

При дальнейшей реконструкции подстанции на напряжении 6 кВ к установке намечено КРУ серии К-63, К-61 с вакуумными выключателями типа ВВУ СЭЩ-10-31,5(20)/3150(1600,1000)УХЛ2. Названные выключатели спроектированы и изготавливаются также для реконструкции и модернизации подстанций путем замены в существующем КРУ выключателей, отработавших свой ресурс, с использованием комплекта адаптации или выкатного элемента по программе Ретрофит.

### а) Выбор выключателей

Выбор выключателей вводов в КРУ – 6 кВ.

Проверим возможность установки выключателей типа ВВУ СЭЩ-10-31,5/3150 УХЛ2 (вводной шкаф К-61) с пружинным приводом с  $I_{отк} = 31,5$  кА.

Так как во вводных ячейках  $I_{раб.мах.} = 1924,5$  А, следовательно там необходимо установить выключатель с  $I_{ном} = 3150$  А.

Расчетные данные			Параметры ВВУ СЭЩ-10-31,5/3150 УХЛ2		
Величина	Ед. измерения	Значение	Величина	Ед. измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	6	$U_n$	кВ	10
$I_{раб}$	А	1924,5	$I_n$	А	3150
$I''$	кА	19,58	$I_{отк}$	кА	31,5
$i_y$	кА	49,93	$i_y$	кА	80
Вк	кА <sup>2</sup> ·сек	$19,58^2 \cdot 3$	$I_{nt}^2 \cdot t_{nt}$	кА <sup>2</sup> ·сек	$31,5^2 \cdot 3$

Полное время отключения  $t_{отк} = 0,095$  сек.

Собственное время отключения  $t_{в.отк} = 0,07$  сек.

Собственное время включения  $t_{вкл.} = 0,3$  сек.

Выключатель выбран правильно.

В ячейках отходящих линий 6 кВ принимаем к установке такие же выключатели ВВУ СЭЩ-10-20/630– 1000 – 1600 УХЛ2 с пружинными приводами с  $I_{отк} = 20$  кА и с меньшими номинальными токами (шкафы К-63).

б) выбор трансформаторов тока.

В КРУ серий К-61 и К-63 устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ СЭЩ – 10 УЗ с коэффициентами трансформации  $k_T = 2000/5, 1500/5, 1000/5$  и  $600/5$ .

Расчетные данные			Параметры ТОЛ СЭЩ – 10 УЗ		
Величина	Ед. измерения	Значение	Величина	Ед. измерения	Значение
$U_{ном}$	кВ	6	$U_n$	кВ	10
$I_{раб}$	А	1924,5;962	$I_n$	А	2000/1000
$i_y$	кА	30,04	$i_y$	кА	104/81
Вк	кА <sup>2</sup> ·сек	10,86 <sup>2</sup> ·3	$I_{nt}^2 \cdot t_{nt}$	кА <sup>2</sup> ·сек	31,5 <sup>2</sup> ·3

Трансформатора тока выбраны верно.

в) Выбор трансформаторов напряжения

На каждой секции КРУ-10 кВ имеется ячейка трансформатора напряжения.

Принимаем к установке трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-10-95 со стандартным коэффициентом трансформации  $\frac{10000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100$  В.

$$S_{2 ном} = 120 \text{ ВА в классе точности } 0,5$$

Схема соединения обмоток 

г) Выбор ограничителей перенапряжений.

Для защиты изоляции оборудования КРУ-6 кВ от перенапряжений на каждой секции шин и вблизи выводов силового трансформатора устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений с регистратором срабатываний типа ОПН – 6.

## Элегазовый выключатель 3AP1 FG 145 (126) кВ (SIEMENS)

В эксплуатационном положении определенные части силового выключателя находятся под напряжением, опасным для жизни, и давлением газа (элегаза), который используется в качестве изоляционной и дугогасящей среды.

Элегаз (шестифтористая сера – SF<sub>6</sub>) в чистом состоянии представляет собой бесцветный, негорючий и неядовитый газ без запаха и вкуса, который, как и азот, является инертным. Безопасное обращение с элегазом обеспечивается в том случае, если во вдыхаемом воздухе имеется достаточное содержание кислорода. Элегаз не представляет никакой опасности окружающей среде.

### Технические характеристики выключателя.

Силовой выключатель 3AP1 является трехполюсным автоматическим компрессионным выключателем для наружной установки, в котором в качестве изолирующего и дугогасящего средства используется элегаз.

Выключатель имеет один пружинный привод на все фазы, что позволяет ему выполнять операцию автоматического повторного включения (АПВ) на трех фазах.

Силовой выключатель 3AP1 FG 145 кВ предназначен для применения в диапазоне температуры окружающей среды от - 35<sup>0</sup>С до +55<sup>0</sup>С.

### Изолирующая способность согласно МЭК

Номинальное напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Расчетное краткосрочное переменное напряжение:		
- относительно земли	кВ	230
- через участок между разомкнутыми контактами	кВ	230
- между полюсами	кВ	230
Расчетное напряжение грозового импульса (1,2/50 мкс):		
- относительно земли	кВ	550
- через участок между разомкнутыми контактами	кВ	550
- между полюсами	кВ	550
Разрядный промежуток		
- относительно земли	мм	1250

- через участок между разомкнутыми контактами	мм	1200
- между полюсами	мм	1360
<b>Минимальный путь скользящего разряда</b>		
- относительно земли	мм	3625
- через участок между разомкнутыми контактами	мм	3625

### Электрические характеристики выключателя

<b>Номинальное напряжение</b>	<b>кВ</b>	<b>126</b>
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	1600
Номинальный ток отключения при КЗ	кА	40
Переходное восстанавливающееся напряжение при КЗ на клеммах		согл. МЭК, VDE
Номинальный ток включения	кА	50
Номинальная продолжительность КЗ	сек.	1

### Время коммутаций

		Расцепитель стандартный	Расцепитель быстродействующий
Минимальная продолжительность команды	мсек.	40	40
Время до смыкания контактов	мсек.	58±8	48±8
Собственное время выключения	мсек.	37±4	27±4
Время горения дуги	мсек.	<19	<19
Время выключения	мсек.	<60	<50
Продолжительность паузы	мсек.	276	276

## Конструкция выключателя

Три опорных изолятора силового выключателя находятся на совместной опоре основы. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изолирующей и дугогасительной средой.

Три опорных изолятора соединены с газовой камерой посредством трубопровода. Плотность элегаза контролируется прибором контроля плотности и уровень давления отображается на манометре.

Выключатель оснащен пружинным приводом, который находится в блоке привода, расположенном на несущей опоре. Необходимая для выполнения коммутации энергия накапливается в общей для всех полюсов включающей пружине и отключающей пружине, которые расположены в блоке привода.

Опорный изолятор фазы В задействуется посредством поворотного механизма непосредственно пружинным приводом и соединен с поворотными механизмами опорных изоляторов А и С посредством соединительных штанг.

На встроенной в блок привода монтажной раме расположены все устройства, необходимые для контроля и управления выключателем, а также клеммные коробки, необходимые для электрических соединений.

**Полюса.** Три опорных изолятора силового выключателя одинаковы по исполнению. Гасительная камера смонтирована на штыревом изоляторе, образующем изоляцию с землей. Движение выключателя передается от пружинного привода (на потенциале земли) через приводной шток, вал и контактный шток на гасительную камеру (на потенциале высокого напряжения).

В поворотном механизме расположен фильтрующий пакет, предназначенный для сбора продуктов разложения элегаза и для поддержания элегаза в сухом состоянии.

**Дугогасительная камера.** Система контактов расположена в газоплотной фарфоровой рубашке. Основная токовая цепь состоит из верхнего фланца подключения, контактодержателя, расположенных в контактодержателе контактных пальцев.

### **Дисциплина БЖД, цель, задача и ее содержание.**

Данная дисциплина представляет область знаний, в которой изучаются опасности (негативные воздействия), угрожающие человеку, закономерности их проявления и способы защиты от них. Она посвящена решению задач сохранения здоровья и жизни человека в среде его обитания.

Дисциплина "БЖД" интегрирует области знаний по охране труда (ОТ), охране окружающей среды (ООС) и гражданской обороне (ГО). Объединяющим ее началом стали: воздействие на человека одинаковых по физике опасных и вредных факторов среды его обитания, общие закономерности реакций на них у человека и единая научная методология, а именно, количественная оценка риска несчастных случаев, профессиональных заболеваний, экологических бедствий и др.

Цель дисциплины - вооружить будущих специалистов теоретическими знаниями и практическими навыками, необходимыми для: 1) создания оптимального (нормативного) состояния среды обитания в зонах трудовой деятельности и отдыха человека; 2) идентификации (распознавание и количественная оценка) опасных и вредных факторов среды обитания естественного и антропогенного происхождения; 3) разработки и реализации мер защиты человека и среды обитания от негативных воздействий (опасностей); 4) проектирования и эксплуатации техники, технологических процессов и объектов народного хозяйства (ОНХ) в соответствии с требованиями по безопасности и экологичности; 5) обеспечения устойчивости функционирования ОНХ и ТС в штатных и чрезвычайных ситуациях; 6) прогнозирования развития и оценка последствий ЧС; 7) принятия решений по защите производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий и применения современных средств поражения, а также принятия мер по ликвидации их последствий.

## *Обеспечение безопасности при эксплуатации электроустановок. Защита от неблагоприятного действия электричества*

### *Действие электрического тока на организм человека и виды поражений.*

1. Электрический ток оказывает на человека биологическое, тепловое, механическое и химическое действие.

- Биологическое - проявляется в нарушении протекающих в организме биологических процессов, сопровождающихся раздражением (разрушением) нервных и других тканей и ожогах, прекращению деятельности органов дыхания и кровообращения.
- Тепловое действие характеризуется нагревом тканей, кровеносных сосудов, нервов сердца и др. органов, находящихся на пути тока.
- Механическое действие сопровождается разрывом тканей, кровеносных сосудов в результате электродинамического эффекта.
- Химическое - разлагает кровь, лимфу, нарушает их физико-химический состав.

2. Факторы, определяющие опасность поражения электрическим током.

а) Электрические: напряжение, сила, род тока, его частота, электрическое сопротивление человека.

б) Неэлектрические: индивидуальные особенности человека, продолжительность действия тока и его путь через человека.

в) Состояние окружающей среды.

а) Электрический ток наименьшей силы, вызывающий раздражающее ощущение человеком, называется пороговым ощутимым током. Это примерно 1,1 МА для тока частоты 50 Гц, а для постоянного тока - 6 МА. При токе 10-15 МА частотой 50 Гц и постоянным в 50-80 МА человек не в состоянии разжать руку, которой касается токоведущей части. Такой ток называется неотпускающим пороговым. Ток 80-100 МА для частоты 50 гц и 300 МА для постоянного тока вызывает прекращение кровообращения и смертью Этот ток называется фибрилляционным. а минимальное его значение - пороговым фибрилляционным током. Ток более 100 МА (при частоте 50 гц) мгновенно вызывает смерть от остановки сердца. Наиболее опасным является переменный ток частотой 20-

1000 гц. Значение неблагоприятного тока для постоянного больше в 3 раза, чем переменного. Сопротивление цепи человека электрическому току:

$$R_{\text{ч}} = R_{\text{т.ч.}} + R_{\text{о.д.}} + R_{\text{о.б.}} + R_{\text{о.п}}$$

где  $R_{\text{т.ч.}}$  -сопротивление тела человека

$R_{\text{о.д.}}$  - сопротивление одежды

$R_{\text{о.б.}}$  - сопротивление обуви

$R_{\text{о.п.}}$  - сопротивление опорной поверхности ног

Электрическое сопротивление тела человека индивидуально, его значение ориентировочно принимается равным 1000 ом. Продолжительность действия тока на тело человека пропорционально тяжести поражения, предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и силы токов выше отпускающих установлены для путей тока от одной руки к другой, от руки к ногам ГОСТ12.1.038. Стандарт. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов», которые для нормального ритма работы электроустановки при продолжительности воздействия не более 10 минут в сутки не должны превышать следующих значений: при переменном токе 50 гц - 2 в и при постоянном токе - 8 в при токе 0,3 МА. При работе в условиях высоких температур ( более 25 градусов) и влажности более 75 процентов указанные значения напряжения прикосновения я должны быть уменьшены в 3 раза.

В зависимости от влияния окружающей среды ПУЭ классифицируют производственные помещения по степени опасности поражения электрическим током:

а) помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием в них одного из следующих факторов:

- сырость ( относительная влажность более 75 %)
- токопроводящая пыль
- токопроводящие полы
- высокая температура воздуха ( более 35 градусов)

- возможность одновременного прикосновения человека к заземленным местам металлоконструкций с одной стороны и металлическим частям электрооборудования с другой.

б) особо опасные помещения характеризуются наличием одного из факторов:

- особая сырость (относительная влажность более 100%)
- *химически активная или органическая среда*
- одновременно два или более признака помещений с повышенной опасностью.

Помещениями без повышенной опасности являются такие, в которых отсутствуют признаки, указанные выше.

Территории размещения наружного электрооборудования приравниваются к особо-опасным помещениям.

### **Мероприятия по обеспечению электробезопасности.**

Основными мероприятиями по защите от поражения электрическим током являются:

1. Обеспечение недоступности электроведущих частей.
2. Электрическое разделение сети.
3. Устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах других частях электрооборудования нормально не находящихся под напряжением с помощью:
  - а) защитного заземления,
  - б) зануления,
  - в) защитного отключения.
4. Применение малых напряжений
5. Защита от опасности при переходе от напряжения с высшей стороны на низшую.
6. Контроль и профилактика повреждений изоляции.
7. Компенсация емкостной составляющей тока на землю.

8. Применение специальных электрозащитных средств.

9. Организация безопасной эксплуатации электроустановок.

Применение малых напряжений: 6-12-24-36-42 в. ограничивается трудностью осуществления протяжной сети. Область применения: ручной инструмент, переносные лампы, лампы местного освещения, сигнализация.

Электрическое разделение сети, осуществляется путем подключения отдельных электроприемников через разделительный трансформатор. Цель - уменьшение емкости и увеличение сопротивления сети.

Защита от опасности при переходе с высшей стороны на низшую.

Опасность возникает при повреждении изоляции между обмотками ВН и НН трансформатора. Способы защиты зависят от режима нейтрали. Сети до 1 кв с изолированной нейтралью: связанные с сетями выше 3 кв защищают с помощью пробивного предохранителя, установленного в нейтрали или фазе на стороне НН трансформатора. Если напряжение стороны НН лежит в пределах 1 ВН 3 кв, заземляют обмотку НН.

Контроль и профилактика повреждений изоляции. С течением времени изоляция «стареет». Поэтому необходимо регулярно выполнять профилактические испытания, осмотры. В помещениях без повышенной опасности 1 раз в 2 года, в опасных помещениях 1 раз в полгода проверяют сопротивление изоляции. По ПУЗ не менее 0,5 мом/фазу участка сети напряжением до 1 кв. Существуют такие приборы контроля изоляции ПКИ, РУВ, УАКИ. Часто применяется метод испытания изоляции повышенным напряжением.

Защита от случайного прикосновения к токоведущим частям.

а) ограждение: - сплошное / до 1 кв / - сетчатые.

б) блокировки ( для электроустановок более 250 в, в которых часто производятся ремонтные работы. Блокировки бывают электрические и механические.

Компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю.

Осуществляется введением в сеть дополнительной индукции. ПУЭ предписывает компенсацию при токах замыкания на землю: 35кВ-10А, 15 - 20 кВ - 15 А, 10кВ-20А, 6кВ - 30А.

Защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение с землёй металлических нетокопроводящих частей.

Эффективно только в случае, если ток замыкания на землю не увеличивается с уменьшением сопротивления заземления. Область применения:

- Сети до 1000 В переменного тока: 3-х фазные с изолированной нейтралью, 1-фазные 2-х проводные изолированные от земли, постоянного тока 2-х проводные изолированные от земли.

- Сети свыше 1кВ переменного и постоянного тока с любым режимом земли. Защитному заземлению подлежит оборудование:

- В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных,

- Наружных установках при номинальном напряжении выше 42 В переменного тока и 110 В постоянного тока,

- В помещениях без повышенной опасности при переменном токе более 380 В и постоянном токе более 440В.

- Во всех взрывоопасных помещениях.

Заземлители бывают: естественными и искусственными, выносные и контурные.

По требованию ПУЭ сопротивление заземления должно быть равно или менее 4 Ом в сетях до 1 кВ или 10 Ом, если суммарная мощность источников подключения к сети не более 100 КВА.

В сетях свыше 1 Кв и токами замыкания на землю более 500 А сопротивление заземления должно быть равно или менее 0,5 Ом , для сетей свыше 1 КВ и токами замыкания менее 500 А допускается сопротивление заземления равным или менее  $250/I_z$  но не более 10 Ом.

# ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Аппаратом защиты называется аппарат, автоматически отключающий защищаемую электрическую цепь при ненормальных режимах.

## Требования к аппаратам защиты

Аппараты защиты по своей отключающей способности должны соответствовать максимальному значению тока КЗ в начале защищаемого участка электрической сети.

Допускается установка аппаратов защиты, нестойких к максимальным значениям тока КЗ, а также выбранных по значению одноразовой предельной коммутационной способности, если защищающий их групповой аппарат или ближайший аппарат, расположенный по направлению к источнику питания, обеспечивает мгновенное отключение тока КЗ, для чего необходимо, чтобы ток уставки мгновенно действующего расцепителя (отсечки) указанных аппаратов был меньше тока одноразовой коммутационной способности каждого из группы нестойких аппаратов, и если такое неселективное отключение всей группы аппаратов не грозит аварией, порчей дорогостоящего оборудования и материалов или расстройством сложного технологического процесса.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей и токи уставок автоматических выключателей, служащих для защиты отдельных участков сети, во всех случаях следует выбирать по возможности наименьшими по расчетным токам этих участков или по номинальным токам электроприемников, но таким образом, чтобы аппараты защиты не отключали электроустановки при кратковременных перегрузках (пусковые токи, пики технологических нагрузок, токи при самозапуске и т. п.).

В качестве аппаратов защиты должны применяться автоматические выключатели или предохранители. Для обеспечения требований быстродействия, чувствительности или селективности допускается при необходимости применение устройств защиты с использованием выносных реле (реле косвенного действия).

Автоматические выключатели и предохранители пробочного типа должны присоединяться к сети так, чтобы при вывинченной пробке предохранителя (автоматического выключателя) винтовая гильза предохранителя (автоматического

выключателя) оставалась без напряжения. При одностороннем питании присоединение питающего проводника (кабеля или провода) к аппарату защиты должно выполняться, как правило, к неподвижным контактам.

Каждый аппарат защиты должен иметь надпись, указывающую значения номинального тока аппарата, уставки расцепителя и номинального тока плавкой вставки, требующиеся для защищаемой им сети. Надписи рекомендуется наносить на аппарате или схеме, расположенной вблизи места установки аппаратов защиты.

# ЭКОЛОГИЯ

## *I. Введение*

Электрическая энергия – важнейший, универсальный, самый эффективный технически и экономически вид энергии. Другое его преимущество – экологическая безопасность использования и передачи электроэнергии по линиям электропередач по сравнению с перевозкой топлив, перекачкой их по системам трубопроводов. Электричество способствует развитию природосберегающих технологий во всех отраслях производства. Однако выработка электроэнергии на многочисленных ТЭС, ГЭС, АЭС сопряжена со значительными отрицательными воздействиями на окружающую среду. Энергетические объекты вообще по степени влияния принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на биосферу промышленных объектов.

На современном этапе проблема взаимодействия энергетики и окружающей среды приобрела новые черты, распространяя влияние на огромные территории, большинство рек и озёр, громадные объёмы атмосферы и гидросферы Земли. Ещё более значительные масштабы энергопотребления в обозримом будущем определяют дальнейшее интенсивное увеличение разнообразных воздействий на все компоненты окружающей среды в глобальных масштабах.

С ростом единичных мощностей блоков, электрических станций и энергетических систем, удельных и суммарных уровней энергопотребления возникла задача ограничения загрязняющих выбросов в воздушный и водный бассейны, а также более полного использования их естественной рассеивающей способности.

Ранее при выборе способов получения электрической и тепловой энергии, путей комплексного решения проблем энергетики, водного хозяйства, транспорта, назначении основных параметров объектов (тип и мощность станции, объем водохранилища и др.) руководствовались в первую очередь минимизацией экономических затрат. В настоящее же время на первый план все более выдвигаются вопросы оценки возможных последствий возведения и эксплуатации объектов энергетики.

## *II. Тепловые электростанции*

Большая доля электроэнергии (63,2%) в мире вырабатывается на ТЭС. Поэтому вредные выбросы этого типа электростанций в атмосферу обеспечивают наибольшее количество

антропогенных загрязнений в ней. Так, на их долю приходится примерно 25% всех вредных выбросов, поступающих в атмосферу от промышленных предприятий.

**Таблица №1. Годовые выбросы ТЭС на органическом топливе мощностью 1000 МВт,  
Тыс. т.**

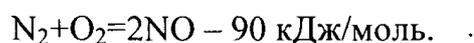
<b>Выброс \ Топливо</b>	<b>Газ</b>	<b>Мазут</b>	<b>Уголь</b>
SO <sub>x</sub>	0,012	52,66	139
NO <sub>x</sub>	12,08	21,70	20,88
CO	Незначительно	0,08	0,21
Твёрдые частицы	0,46	0,73	4,49
Гидрокарбонаты	Незначительно	0,67	0,52

Кроме основных компонентов, образующихся в результате сжигания органического топлива (углекислого газа и воды), выбросы ТЭС содержат пылевые частицы различного состава, оксиды серы, оксиды азота, фтористые соединения, оксиды металлов, газообразные продукты неполного сгорания топлива. Их поступление в воздушную среду наносит большой ущерб, как всем основным компонентам биосферы, так и предприятиям, объектам городского хозяйства, транспорту и населению городов. Наличие пылевых частиц, оксидов серы обусловлено содержанием в топливе минеральных примесей, а наличие оксидов азота – частичным окислением азота воздуха в высокотемпературном пламени. До 50% вредных веществ приходится на диоксид серы, примерно 30% – на оксида азота, до 25% - на летучую золу. Данные по годовым выбросам ТЭС в атмосферу для разных топлив представлены в таблице №1. Приведённые данные относятся к установившимся режимам работы оборудования. Работа же ТЭС на нерасчётных (переходных) режимах связана не только с понижением экономичности котлоагрегатов, турбоагрегатов, электрогенераторов, но и с ухудшением эффективности всех устройств, снижающих негативные воздействия электростанций.

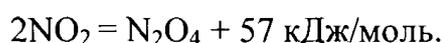
Окислы углерода (CO и CO<sub>2</sub>) практически не взаимодействуют с другими веществами в атмосфере и время их существования практически не ограничено. Свойства CO и CO<sub>2</sub>, как и других газов, по отношению к солнечному излучению характеризуются избирательностью в небольших участках спектра. Так, для CO<sub>2</sub> при нормальных условиях характерны три полосы селективного поглощения излучения в диапазонах длин волн: 2,4 – 3,0; 4,0 – 4,8; 12,5 – 16,5 мкм. С ростом температуры ширина полос увеличивается, а поглощательная способность уменьшается, т.к. уменьшается плотность газа.

Одним из наиболее токсичных газообразных выбросов энергоустановок является *сернистый ангидрид* –  $\text{SO}_2$ . Он составляет примерно 99% выбросов сернистых соединений (остальное количество приходится на  $\text{SO}_3$ ). Его удельная масса – 2,93 кг/м<sup>3</sup>, температура кипения – 195°C. Продолжительность пребывания  $\text{SO}_2$  в атмосфере сравнительно невелика. Он принимает участие в каталитических, фотохимических и других реакциях, в результате которых окисляется и выпадает в сульфаты. В присутствии значительных количеств аммиака  $\text{NH}_3$  и некоторых других веществ время жизни  $\text{SO}_2$  исчисляется несколькими часами. В сравнительно чистом воздухе оно достигает 15 – 20 суток. В присутствии кислорода  $\text{SO}_2$  окисляется до  $\text{SO}_3$  и вступает в реакцию с водой, образуя серную кислоту. Согласно некоторым исследованиям, конечные продукты реакций с участием  $\text{SO}_2$  распределяются следующим образом: в виде осадков выпадает на поверхность литосферы 43% и на поверхность гидросферы 13%. Накопление серосодержащих соединений происходит в основном в мировом океане. Воздействие этих продуктов на людей, животных и растения, а также на различные вещества разнообразно и зависит от концентрации и от различных факторов окружающей среды.

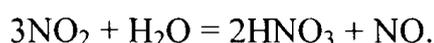
В процессах горения *азот* образует с кислородом ряд соединений:  $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{N}_2\text{O}_3$ ,  $\text{NO}_2$ ,  $\text{N}_2\text{O}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}_5$ , свойства которых существенно различаются. Закись азота  $\text{N}_2\text{O}$  образуется при восстановлении высших окислов и не реагирует с атмосферным воздухом. Окись азота  $\text{NO}$  – бесцветный слабо растворимый газ. Как показано Я.Б. Зельдовичем, реакция образования окиси азота имеет термическую природу:



В присутствии воздуха  $\text{NO}$  окисляется до  $\text{NO}_2$ . Двоокись азота  $\text{NO}_2$  состоит из молекул двух видов –  $\text{NO}_2$  и  $\text{N}_2\text{O}_4$ :



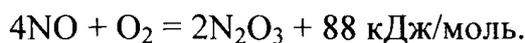
В присутствии влаги  $\text{NO}_2$  легко вступает в реакцию, образуя азотную кислоту:



Азотистый ангидрид  $\text{N}_2\text{O}_3$  разлагается при атмосферном давлении:



и образуется в присутствии кислорода:



Азотный ангидрид  $\text{N}_2\text{O}_3$  – сильный окислитель. Взаимодействуя с водой, образует серную кислоту. Ввиду скоротечности реакций образования окислов азота и их взаимодействий друг с другом и компонентами атмосферы, а также из-за излучения учесть точное количество каждого из окислов невозможно. Поэтому суммарное количество  $\text{NO}_x$  приводят к  $\text{NO}_2$ . Но для оценок токсического воздействия необходимо учитывать, что соединения азота, выбрасываемые в атмосферу, имеют различную активность и продолжительность существования:  $\text{NO}_2$  – около 100 часов,  $\text{N}_2\text{O}$  – 4,5 года.

*Аэрозоли* подразделяются на первичные – непосредственно выбрасываемые, и вторичные – образующиеся при превращениях в атмосфере. Время существования аэрозолей в атмосфере колеблется в широких пределах – от минут до месяцев, в зависимости от многих факторов. Крупные аэрозоли в атмосфере на высоте до 1 км существуют 2-3 суток, в тропосфере – 5-10 суток, в стратосфере – до нескольких месяцев. Подобно аэрозолям ведут себя и *канцерогенные вещества*, выбрасываемые или образующиеся в атмосфере. Однако точных данных о поведении этих веществ в воздухе практически нет.

Одним из факторов взаимодействия ТЭС с водной средой является потребление воды системами технического водоснабжения, в т.ч. безвозвратное потребление воды. Основная часть расхода воды в этих системах идёт на охлаждение конденсаторов паровых турбин. Остальные потребители технической воды (системы золо- и шлакоудаления, химводоочистки, охлаждения и промывки оборудования) потребляют около 7% общего расхода воды. В тоже время именно они являются основными источниками примесного загрязнения. Например, при промывке поверхностей нагрева котлоагрегатов серийных блоков ТЭС мощностью 300 МВт образуется до 10000 м<sup>3</sup> разбавленных растворов соляной кислоты, едкого натра, аммиака, солей аммония.

Кроме того, сточные воды ТЭС содержат ванадий, никель, фтор, фенолы и нефтепродукты. На крупных электростанциях расход воды, загрязнённой нефтепродуктами (масла и мазут), доходит до 10-15 м<sup>3</sup>/ч при среднем содержании

нефтепродуктов 1-30 мг/кг (после очистки). При сбросе их в водоёмы они оказывают пагубное влияние на качество воды, водные организмы.

Представляет опасность и так называемое тепловое загрязнение водоёмов, вызывающее многообразные нарушения их состояния. ТЭС производят энергию при помощи турбин, приводимых в движение нагретым паром, а отработанный пар охлаждается водой. Поэтому от электростанций в водоёмы непрерывно поступает поток воды с температурой на 8-12°C превышающей температуру воды в водоёме. Крупные ТЭС сбрасывают до 90 м<sup>3</sup>/с нагретой воды. По подсчётам немецких и швейцарских учёных, возможности рек Швейцарии и верхнего течения Рейна по нагреву сбросной теплотой электростанций уже исчерпаны. Нагрев воды в любом месте реки не должен превышать больше чем на 3°C максимальную температуру воды реки, которая принята равной 28°C. Из этих условий мощность электростанций ФРГ, сооружаемых на Рейне, Инне, Везере и Эльбе, ограничивается значением 35000 МВт. Тепловое загрязнение может привести к печальным последствиям. По прогнозам Н.М. Сваткова изменение характеристик окружающей среды (повышение температуры воздуха и изменение уровня мирового океана) в ближайшие 100-200 лет может вызвать качественную перестройку окружающей среды (стаивание ледников, подъём уровня мирового океана на 65 метров и затопление обширных участков суши).

Нужно сказать, что воздействия ТЭС на окружающую среду значительно отличаются по видам топлива (таблица 1). Одним из факторов воздействия ТЭС на угле являются выбросы систем складирования, транспортировки, пылеприготовления и золоудаления. При транспортировке и складировании возможно не только пылевое загрязнение, но и выделение продуктов окисления топлива.

Наиболее «чистое» топливо для тепловых электростанций – газ, как природный, так и получаемый при переработке нефти или в процессе метанового брожения органических веществ. Наиболее «грязное» топливо – горючие сланцы, торф, бурый уголь. При их сжигании образуется больше всего пылевых частиц и оксидов серы.

Для соединений серы существуют два подхода к решению проблемы минимизации выбросов в атмосферу при сжигании органических топлив:

- 1) очистка от соединений серы продуктов сгорания топлива (сероочистка дымовых газов);
- 2) удаление серы из топлива до его сжигания.

К настоящему времени по обоим направлениям достигнуты определённые результаты. В числе достоинств первого подхода следует назвать его безусловную эффективность – удаляется до 90-95% серы – возможность применения практически вне зависимости от вида топлива. К недостаткам следует отнести большие капиталовложения. Энергетические потери для ТЭС, связанные с сероочисткой, ориентировочно составляют 3-7%. Основным преимуществом второго пути является то, что очистка осуществляется независимо от режимов работы ТЭС, в то время как установки по сероочистке дымовых газов резко ухудшают экономические показатели электростанций за счёт того, что большую часть времени вынуждены работать в нерасчётном режиме. Установки же по сероочистке топлив можно всегда использовать в номинальном режиме, складывая очищенное топливо.

Проблема снижения выбросов окислов азота ТЭС серьёзно рассматривается с конца 60-х годов. В настоящее время по этому вопросу уже накоплен определённый опыт. Можно назвать следующие методы:

- 1) уменьшение коэффициента избытка воздуха (так можно добиться снижения содержания окислов азота на 25-30%, уменьшив коэффициент избытка воздуха ( $\alpha$ ) с 1,15 - 1,20 до 1,03);
- 2) улавливание окислов с последующей переработкой в товарные продукты;
- 3) разрушение окислов до нетоксичных составляющих.

Для уменьшения концентрации вредных соединений в приземном слое воздуха котельные ТЭС оборудуют высокими, до 100-200 и более метров, дымовыми трубами. Но это приводит также к увеличению площади их рассеивания. В результате крупными промышленными центрами образуются загрязнённые области протяженностью в десятки, а при устойчивом ветре – в сотни километров.

### ***III. Гидравлические электростанции***

Несомненно, по сравнению с электростанциями, работающими на органическом топливе, более чистыми с экологической точки зрения являются электростанции, использующие гидроресурсы: отсутствуют выбросы в атмосферу золы, оксидов серы и азота. Это важно, поскольку ГЭС довольно распространены и находятся на втором месте после ТЭС по выработке электроэнергии. Обострение экологической ситуации, как в

мире, так и в нашей стране, к началу 90-х годов послужило поводом для возобновления дискуссий по проблемам экологии в гидроэнергетике. В нашей стране приоритет охраны окружающей среды был признан на Всесоюзном научно-техническом совещании «Будущее гидроэнергетики. Основные направления создания гидроэлектростанций нового поколения». Наиболее резко прозвучали вопросы создания высоконапорных ГЭС с крупными водохранилищами, затопления земель, качества воды, сохранения флоры и фауны.

Действительно, работа данного типа электростанций также сопряжена со значительными отрицательными изменениями в окружающей среде, которые связаны с созданием плотин и водохранилищ. Многие изменения приходят к равновесию с окружающей средой через длительное время, что затрудняет прогноз возможного влияния на окружающую среду новых электростанций.

Создание ГЭС связано с затоплением земельных ресурсов. Всего в настоящее время в мире затоплено более 350 тыс. км<sup>2</sup>. В это число входят земельные площади, пригодные для сельскохозяйственного использования. Перед затоплением земель не всегда проводится лесочистка, поэтому оставшийся лес медленно разлагается, образуя фенолы, тем самым, загрязняя водохранилище. Кроме того, в прибрежной полосе водохранилища меняется уровень грунтовых вод, что приводит к заболачиванию местности и исключает использование этой местности в качестве сельскохозяйственных угодий.

Большие амплитуды колебаний уровней воды на некоторых водохранилищах неблагоприятно сказываются на воспроизводстве рыбы; плотины преграждают путь (на нерест) проходным рыбам; на некоторых водохранилищах развиваются процессы эвтрофирования, в основном обусловленные сбросом в реки и водоёмы сточных вод, содержащих большое количество биогенных элементов. Биологическая продуктивность водохранилищ увеличивается при попадании в них с речной водой биогенных элементов (азота, фосфора, калия). Вследствие этого в водоёмах усиленно развиваются сине-зеленые водоросли, происходит т.н. цветение воды. На окисление обильно отмирающих водорослей расходуется большое количество растворённого в воде кислорода, в анаэробных условиях из их белка выделяется ядовитый сероводород, и вода становится мёртвой. Этот процесс развивается сначала в придонных слоях воды, затем постепенно захватывает большие водные массы – происходит эвтрофирование водоёма. Такая вода непригодна для водоснабжения, в ней резко снижается рыбная продуктивность. Интенсивность развития процесса эвтрофирования зависит от степени проточности

водоёма и от его глубины. Как правило, самоочищение воды в озёрах и водохранилищах происходит медленнее, чем в реках, поэтому по мере роста числа водохранилищ на реке её самоочищающая способность уменьшается.

Для ГЭС характерно изменение гидрологического режима рек – происходит изменение и перераспределение стока, изменение уровневого режима, изменение режимов течений, волнового, термического и ледового. Скорости течения воды могут уменьшаться в десятки раз, а в отдельных зонах водохранилища могут возникать полностью застойные участки. Специфичны изменения термического режима водных масс водохранилища, который отличается как от речного, так и от озёрного. Изменение ледового режима выражается в сдвиге сроков ледостава, увеличении толщины ледяного покрова водохранилища на 15-20%, в то время как у водосливов образуются полыньи. Изменяется тепловой режим в нижнем бьефе: осенью поступает более тёплая вода, нагретая в водохранилище за лето, а весной – холоднее на 2-4°C в результате охлаждения в зимние месяцы. Эти отклонения от естественных условий распространяются на сотни километров от плотины электростанции.

Как в верхнем, так и в нижнем бьефе изменяется газовый состав и газообмен воды. В результате изменения русловых режимов в водохранилищах образуются наносы.

Создание водохранилищ может вызвать землетрясения даже в асейсмичных районах из-за просачивания воды в границы разломов. Подтверждением этому служат землетрясения в долинах рек Миссисипи, Чайры (Индия) др.

Урон, наносимый ГЭС, во многом можно уменьшить или компенсировать. Эффективным способом уменьшения затопления территорий является увеличение количества ГЭС в каскаде с уменьшением на каждой ступени напора и, следовательно, зеркала водохранилищ. Несмотря на снижение энергетических показателей, низконапорные гидроузлы, обеспечивающие минимальное затопление земель, лежат в основе всех современных разработок. Затопление земель также компенсируется культивацией почв в других районах и повышением рыбной продуктивности водохранилищ. Ведь с каждого гектара акватории можно получать больше животного белка, чем с сельскохозяйственных угодий. Для достижения этого служат рыбные заводы. Также следует уменьшать площадь затопляемой земли на единицу создаваемой мощности. Радикальным же способом предупреждения эвтрофирования водоёмов является прекращение сброса сточных вод.

#### *IV. Атомные электростанции*

Иллюзия о безопасности атомной энергетики была разрушена после нескольких больших аварий в Великобритании, США и СССР, апофеозом которых стала катастрофа на Чернобыльской АЭС. В эпицентре аварии уровень загрязнения был настолько высок, что население ряда районов пришлось эвакуировать, а почвы, поверхностные воды, растительный покров оказались радиоактивно зараженными на многие десятилетия. Всё это обострило понимание того, что мирный атом требует особого подхода.

Однако опасность атомной энергетики лежит не только в сфере аварий и катастроф. Даже когда АЭС работает нормально, она обязательно выбрасывает изрядное количество радиоактивных изотопов (углерод-14, криптон-85, стронций-90, йод-129 и 131). Нужно отметить, что состав радиоактивных отходов и их активность зависят от типа и конструкции реактора, от вида ядерного горючего и теплоносителя. Так, в выбросах водоохлаждаемых реакторов преобладают радиоизотопы криптона и ксенона, в графитогазовых реакторах – радиоизотопы криптона, ксенона, йода и цезия, в натриевых быстрых реакторах – инертные газы, йод и цезий.

Обычно, когда говорят о радиационном загрязнении, имеют в виду гамма-излучение, легко улавливаемое счетчиками Гейгера и дозиметрами на их основе. В то же время есть немало бета-излучателей, которые плохо обнаруживаются существующими массовыми приборами. Также как радиоактивный йод концентрируется в щитовидной железе, вызывая ее поражение, радиоизотопы инертных газов, в 70-е годы считавшиеся абсолютно безвредными для всего живого, накапливаются в некоторых клеточных структурах растений (хлоропластах, митохондриях и клеточных мембранах). Одним из основных выбрасываемых инертных газов является криптон-85. Количество криптона-85 в атмосфере (в основном за счет работы АЭС) увеличивается на 5 % в год. Еще один радиоактивный изотоп, не улавливаемый никакими фильтрами и в больших количествах производимый всякой АЭС – углерод-14. Есть основания предполагать, что накопление углерода-14 в атмосфере (в виде  $\text{CO}_2$ ) ведет к резкому замедлению роста деревьев. Сейчас в составе атмосферы количество углерода-14 увеличено на 25% по сравнению с доатомной эрой.

Важной особенностью возможного воздействия АЭС на окружающую среду является необходимость демонтажа и захоронения элементов оборудования, обладающих радиоактивностью, по окончании срока службы или по другим причинам. До настоящего времени такие операции производились лишь на нескольких экспериментальных установках.

При нормальной работе в окружающую среду попадают лишь немногие ядра газообразных и летучих элементов типа криптона, ксенона, йода. Расчёты показывают, что даже при увеличении мощностей атомной энергетики в 40 раз её вклад в глобальное радиоактивное загрязнение составит не более 1% от уровня естественной радиации на планете.

На электростанциях с кипящими реакторами (одноконтурными) большая часть радиоактивных летучих веществ выделяется из теплоносителя в конденсаторах турбин, откуда вместе с газами радиолитической воды выбрасываются эжекторами в виде парогазовой смеси в специальные камеры, боксы или газгольдеры выдержки для первичной обработки или сжигания. Остальная часть газообразных изотопов выделяется при дезактивации растворов в баках выдержки.

На электростанциях с реакторами, охлаждаемыми водой под давлением, газообразные радиоактивные отходы выделяются в баках выдержки.

Газообразные и аэрозольные отходы из монтажных пространств, боксов парогенераторов и насосов, защитных кожухов оборудования, ёмкостей с жидкими отходами выводятся с помощью вентиляционных систем с соблюдением нормативов по выбросу радиоактивных веществ. Воздушные потоки из вентиляторов очищаются от большей части аэрозолей на тканевых, волокнистых, зерновых и керамических фильтрах. Перед выбросом в вентиляционную трубу воздух проходит через газовые отстойники, в которых происходит распад короткоживущих изотопов (азота, аргона, хлора и др.).

Помимо выбросов, связанных радиационным загрязнением, для АЭС, как и для ТЭС, характерны выбросы теплоты, влияющие на окружающую среду. Примером может служить атомная электростанция «Вепко Сарри». Её первый блок был пущен в декабре 1972 г., а второй – в марте 1973 г. При этом температура воды у поверхности реки вблизи электростанции в 1973 г. была на  $\approx 4^\circ\text{C}$  выше температуры в 1971 г. и максимум температур наблюдался на месяц позже. Выделение тепла происходит также в атмосферу, для чего на

АЭС используются т.н. градирни. Они выделяют 10-400 МДж/(м<sup>2</sup>·ч) энергии в атмосферу. Широкое применение мощных градирен выдвигает ряд новых проблем. Расход охлаждающей воды для типового блока АЭС мощностью 1100 МВт с испарительными градирнями составляет 120 тыс. т/ч (при температуре окружающей воды 14°С). При нормальном солесодержании подпиточной воды за год выделяется около 13,5 тыс. т солей, выпадающих на поверхность окружающей территории. До настоящего времени нет достоверных данных о влиянии на окружающую среду этих факторов.

На АЭС предусматриваются меры для полного исключения сброса сточных вод, загрязнённых радиоактивными веществами. В водоёмы разрешается отводить строго определённое количество очищенной воды с концентрацией радионуклидов, не превышающей уровень для питьевой воды. Действительно, систематические наблюдения за воздействием АЭС на водную среду при нормальной эксплуатации не обнаруживают существенных изменений естественного радиоактивного фона. Прочие отходы хранятся в ёмкостях в жидком виде или предварительно переводятся в твёрдое состояние, что повышает безопасность хранения.

#### *У. Альтернативная энергетика*

Всё большее обсуждение получают электростанции, использующие возобновляемые источники энергии – приливные, геотермальные, солнечные, космические солнечные, ветровые и некоторые другие. Разрабатываются их новые проекты, сооружаются опытные и первые промышленные установки. Это вызвано как экономическими, так и экологическими факторами. На «альтернативные» электростанции возлагают большие надежды с точки зрения снижения антропогенной нагрузки на окружающую среду. Европейский союз, например, планирует увеличить в ближайшие несколько лет долю вырабатываемой такими электростанциями энергии.

Распространению «альтернативных» электростанций препятствуют разнообразные технические и технологические сложности. Не лишены эти электростанции и экологических недостатков. Так, ветровые электростанции являются источниками т.н. шумового загрязнения, солнечные электростанции достаточных мощностей занимают большие площади, что портит ландшафт и изымает из земли из сельскохозяйственного оборота. Действие космических солнечных электростанций (в проекте) связано с передачей энергии на Землю посредством высококонцентрированного пучка микроволнового излучения. Его возможное действие не изучено и характеризуется как

предположительно негативное. Отдельно стоят геотермальные электростанции. Их влияние на атмосферу характеризуется возможными выбросами мышьяка, ртути, соединения серы, бора, силикатов, аммиака и других веществ, растворённых в подземных водах. В атмосферу выбрасываются также водяные пары, что связано с изменением влажности воздуха, выделением тепла, шумовыми эффектами. Воздействие геотЭС на гидросферу проявляется в нарушении балансов подземных вод, круговорота веществ, связанного с подземными водами. Воздействие на литосферу связано с изменением геологии пластов, загрязнением и эрозией почвы. Возможны изменения сейсмичности районов интенсивного использования геотермальных источников.

## ***VI. Вывод***

Развитие энергетики оказывает воздействие на различные компоненты природной среды: на атмосферу, на гидросферу, на литосферу. В настоящее время это воздействие приобретает глобальный характер, затрагивая все структурные компоненты нашей планеты. Выходом для общества из этой ситуации должны стать: внедрение новых технологий (по очистке, рециркуляции выбросов; по переработке и хранению радиоактивных отходов и др.), распространение альтернативной энергетики и использование возобновляемых источников энергии (\*).

В целом предпринятый всесторонний анализ проблемы влияния электростанций на окружающую среду позволил выявить основные воздействия, проанализировать их и наметить направления их минимизации и устранения.

*(\*) Нужно заметить, что использование альтернативной энергетики предпочтительнее, т.к. «альтернативные» электростанции всё-таки более экологичны, чем традиционные.*

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены актуальные вопросы реконструкции подстанции напряжением 110/6 кВ «Коллекторная».

1. В работе осуществлен расчет мощности перспективной нагрузки и обоснована установка на подстанции двух трансформаторов типа ТДН-16000/110.

2. Был обоснован выбор главной схемы электрических соединений подстанции. ОРУ - 110 кВ выполнено по схеме: два блока линия – трансформатор с ремонтной перемычкой. Комплектное РУ 10 кВ выполнено по схеме: одиночная секционированная система шин с отдельной работой секций.

3. Для надежного электроснабжения потребителей и развивающихся новых производств в городе Ташкенте и Ташкентском вилояте необходима реконструкция ОРУ 110 кВ подстанции «Коллекторная» с заменой установленных отделителей и короткозамыкателей на современные элегазовые выключатели. Кроме того, предусматривается реконструкция распределительного устройства подстанции напряжением 6 кВ с заменой установленных масляных выключателей на современные вакуумные выключатели, замена панелей релейной защиты и управления.

4. В работе были рассчитаны максимальные рабочие токи и токи короткого замыкания на шинах РУ 110 и 6 кВ для обоснования выбора оборудования для реконструкции подстанции и его проверки.

5. Был обоснован выбор основного оборудования распределительных устройств подстанции. Оборудование удовлетворяет всем необходимым требованиям.

6. Выпускная квалификационная работа может быть использована для принятия проектных решений по реконструкции подстанций 110/6 кВ в свете современных требований модернизации, экономичности и надежности подстанций с принятием современных технических решений.

## Литература

1. Каримов И.А. Узбекистан на пороге XXI века: угрозы безопасности, условия и гарантии прогресса. Ташкент: Узбекистан, 1997.
2. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. – Ташкент: «Fan va texnologiya», 2009, 464 с.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). /Инспекция «Узгосэнергонадзор». Под общ. ред. Б.Х.Гулямова, А.Г.Салиева, Б.Т.Ташпулатова, Б.М.Тешабаева. Ташкент, 2007 г. – 732 с.
4. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1986, 640 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций./ Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергия, 1989, 456 с.
7. Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергия, 1986.
8. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985, 312 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций. /Под ред. А.А.Васильева. Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1988, 608 с.
10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1988.
11. [www.uzreport.com](http://www.uzreport.com).
12. [www.uzenergy.uzpak.uz](http://www.uzenergy.uzpak.uz).
13. [www.rtsoft.ru](http://www.rtsoft.ru)