

Министерство энергетики и электрификации СССР

ГПИО «ЭНЕРГОПРОЕКТ»

Орденa Октябрьской революции

Всесоюзный Государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт энергетических систем и электрических сетей

«ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

ПТО

"Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ."

(издание 4-е, переработанное и дополненное)

Том I.

№ 13865тм-тI от 81г.

МОСКВА

gost.e-ecolog.ru

МИНЭНЕРГО СССР

ГПИО "ЭНЕРГОПРОЕКТ"

ВГПИ и НИИ "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"

НОРМЫ
технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35...750 кВ

(издание 4-е, переработанное и дополненное /

К 13865тм-т1

Главный инженер		В.С.Ляшенко
Начальник ПТО		А.С.Бурцев
Главный специалист		Н.В.Мурашко

Москва 1991 г.

Настоящие нормы разработаны Всесоюзным государственным ордена Октябрьской Революции проектно-изыскательским и научно-исследовательским институтом энергетических систем и электрических сетей "Энергосетьпроект"

СОДЕРЖАНИЕ

I.	Общая часть	4
2.	Площадка для строительства подстанций	8
3.	Схемы электрические распределительных устройств, выбор количества и мощности трансформаторов	II
4.	Выбор основного электротехнического оборудования и токоведущих частей	I5
5.	Защита от перенапряжений и заземление	I7
6.	Собственные нужды и оперативный ток	20
7.	Ремонт, техническое и оперативное обслуживание	25
8.	Управление, сигнализация, автоматика	30
9.	Компоновка и конструктивная часть	36
I0.	Вспомогательные сооружения (масляное, пневматическое и газовое хозяйства)	43
II.	Генеральный план и транспорт	45
	II.I. Застройка территории (горизонтальная планировка)	45
	II.2. Вертикальная планировка	47
	II.3. Автомобильные дороги	49
	II.4. Железные дороги. Пути перекатки трансформаторов	5I
I2.	Водоснабжение, канализация, противопожарные мероприятия, отвод масла	52
	I2.I. Хозяйственно-питьевое водоснабжение и канализация	52
	I2.2. Техническое водоснабжение	53
	I2.3. Противопожарные мероприятия	53

I2.4. Отвод масла 54

I3. Средства передачи информации 55

I4. Проектирование подстанций в сейсмических районах 59

Приложения: I. Перечень нормативных документов 61

2. Условные обозначения и сокращения 64

Министерство энергетики и электрификации СССР (Минэнерго СССР)	Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35...750 кВ (издание 4-е, переработанное и дополненное)	Взамен норм технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ (изд. ие 3-е)

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

I.I. Нормы технологического проектирования ПС устанавливают основные требования по проектированию ПС и переключательных пунктов переменного тока с высшим напряжением 35...750 кВ, включая ПС и РУ заводского изготовления.

I.2. Настоящие нормы распространяются на вновь сооружаемые, а также расширяемые и реконструируемые ПС и переключательные пункты 35...750 кВ. При проектировании вновь сооружаемых, а также расширяемых и реконструируемых ПС и переключательных пунктов с учетом существующих схем РУ, компоновок оборудования, конструкций зданий и вспомогательных сооружений допускаются обоснованные отступления от настоящих норм, согласованные с энергосистемами на стадии формирования задания на проектирование; указанное не распространяется на требования, связанные с техникой безопасности, пожаробезопасностью, экологией, отступление от которых согласуется в установленном порядке.

При проектировании ПС следует руководствоваться нормативными документами, перечисленными в приложении I.

I.3. Требования настоящих норм являются обязательными для всех ведомств в случае, если ПС будут передаваться в эксплуатацию организациям Минэнерго СССР.

Внесены институтом "Энергосетьпроект"	Утверждены НТС Минэнерго СССР протоколом от I7.05.9I г. № 2I	Срок введения в действие - I июля 1991 г.

При проектировании ПС и переключательных пунктов промышленных предприятий, а также тяговых, городских и сельскохозяйственных ПС необходимо руководствоваться настоящими нормами в той мере, в какой они не противоречат соответствующим специальным нормам, согласованным Госстроем СССР.

I.4. Проектирование ПС должно выполняться на основании утвержденных:

I.4.I. схемы развития энергосистемы, а также, в случае необходимости, схем развития ОЭС и ЕЭС СССР

I.4.2. схемы развития электрических сетей района, города,

I.4.3. схемы внешнего электроснабжения объекта.

I.4.4. схемы организации ремонта, технического и оперативного обслуживания (схемы организации эксплуатации) энергосистемы,

I.4.5. схемы развития средств управления общесистемного назначения (СУОН), включающие релейную защиту и автоматику аварийного режима (РЗА), противоаварийную автоматику, а также схемы развития АСДУ ОЭС,

I.4.6. схемы организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе.

I.5. Из схем развития энергосистемы и сетей района или города, а также схем внешнего электроснабжения объекта принимаются следующие исходные данные:

I.5.I. район размещения ПС;

I.5.2. нагрузки на расчетный период по годам и их рост на перспективу с указанием распределения их по напряжениям и категориям (в %);

I.5.3. число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов[x]; соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов;

I.5.4. уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;

I.5.5. необходимость, тип, количество и мощность источников реактивной мощности, в том числе шунтирующих реакторов;

I.5.6. число присоединяемых линий напряжением 35 кВ и выше и их нагрузки (число линий 6, I0 кВ и их нагрузки – по данным заказчика);

I.5.7. рекомендации по схеме электрических соединений ПС;

I.5.8. режимы заземления нейтралей трансформаторов;

I.5.9. места установки, число и мощность шунтирующих реакторов и других защитных средств для ограничения перенапряжений в сетях II0 кВ и выше;

I.5.I0. места установки, число и мощность дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ и выше (для сети 6, I0 кВ – по данным заказчика);

I.5.II. требования по обеспечению устойчивости электропередачи (энергосистемы);

I.5.I2. требования к СУОН;

I.5.I3. расчетные значения токов однофазного и трехфазного КЗ с учетом развития сетей и генерирующих источников на срок до I0 лет, но не менее 5 лет, считая от предполагаемого срока ввода ПС в эксплуатацию, а также мероприятия по ограничению токов КЗ.

I.6. Из схем организации ремонта, технического и оперативного обслуживания (схем организации эксплуатации) энергосистем принимаются следующие исходные данные:

x) Здесь и далее под словом "трансформатор" подразумеваются и автотрансформаторы

I.6.I. Форма и структура ремонтно-эксплуатационного обслуживания и оперативно-диспетчерского управления ПС;

I.6.2. технические средства для ремонтно-эксплуатационного обслуживания и оперативно-диспетчерского управления ПС;

I.6.3. граница раздела обслуживания объектов различными энергообъединениями и энергопредприятиями.

I.7. Из схем плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе принимаются следующие исходные данные:

I.7.I. необходимость и способ плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ, отходящих от ПС;

I.7.2. Количество устанавливаемых на ВЛ дистанционных сигнализаторов гололедообразования.

I.8. Из СУОН принимаются следующие данные:

I.8.I. объемы реконструкции устройств релейной защиты и вторичных цепей самой ПС (при расширении и модернизации) и ПС прилегающей сети;

I.8.2. объемы реконструкции средств ПА, АРЧМ, АРН прилегающей сети;

I.8.3. данные о необходимости установки дополнительных коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов.

I.9. При отсутствии каких-либо данных, перечисленных в п.п.I.5. - I.8, или при наличии устаревших данных соответствующие вопросы следует разработать на стадии предпроектной подготовки или уточнить в составе проекта (рабочего проекта, ПС в виде самостоятельных разделов.

I.I0. Проект (рабочий проект) ПС должен выполняться на расчетный период (5 лет с момента предполагаемого срока ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития на последующие не менее 5 лет.

2. ПЛОЩАДКА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ

2.I. Выбор площадки для строительства ПС должен производиться в соответствии с основами земельного, водного законодательства СССР и союзных республик, законодательными актами по охране природы и использованию природных ресурсов на основании:

2.I.I. схемы развития электрических сетей района или схемы электроснабжения конкретного объекта;

2.I.2. материалов проектов районной планировки и проектов планировки городов (поселков);

2.I.3. технико-экономического сравнения вариантов.

2.2. Площадка ПС должна по возможности размещаться вблизи:

2.2.I. центра электрических нагрузок;

2.2.2. автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;

2.2.3. железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов, а также примыкание подъездного пути ПС;

2.2.4. населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов эксплуатационного персонала.

При этом должны соблюдаться минимально допустимые расстояния по условиям шума от трансформаторов и воздушных выключателей согласно санитарным нормам;

2.2.5. существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения, связи), а также проектируемых сетей при условии их опережающего ввода.

2.3. ПС должны располагаться:

2.3.I. как правило, на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение ПС на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается только в исключительных случаях по решению соответствующих органов):

2.3.2. как правило, на незалесенной территории, или на территории занятой кустарниками и малоценными насаждениями;

2.3.3. как правило, вне зон природных загрязнений (морское побережье, засоленая почва и др.) и вне зон загрязненной промышленными отходами предприятий атмосферы. Размещение ПС в условиях загрязненной атмосферы допускается при технико-экономическом обосновании с учетом требований соответствующих руководящих указаний и ГОСТ;

2.3.4. вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать застройке и эксплуатации ПС, вне зон, подлежащих промышленной разработке (торфяники и др.), а также вне радиационнозараженных мест;

2.3.5. на незатопляемых местах и, как правило, на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;

2.3.6. на территориях, не подверженных размывам в результате русловых процессов при расположении площадок у рек, или водоемов, а также вне мест, где могут быть потоки дождевых и других вод, а также выше отметок складов с нефтью и нефтепродуктами и другими горючими жидкостями При невозможности расположения ПС вне указанных зон должны быть выполнены специальные гидротехнические сооружения по защите площадки от повреждений (подсыпка площадки, укрепление откосов насыпи, водоотводные сооружения, дамбы и др.);

2.3.7. на площадках, рельеф которых, как правило, не требует производства трудоемких и дорогостоящих планировочных работ;

2.3.8. как правило, на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения. Расположение ПС на торфах, свалках и т.п. допускается только при технико-экономическом обосновании;

2.3.9. в сейсмических районах на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам;

2.3.IO. на площадках, обеспечивающих максимально удобные заходы ВЛ всех напряжений;

2.3.II. вне зон возможного обледенения оборудования и ошиновки ОРУ при сбросе воды через водосбросные сооружения гидростанций в период осенне-зимних паводков;

2.3.I2. на расстоянии от аэродромов и посадочных площадок авиации, складов взрывчатых материалов, крупных складов горюче-смазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций и телевышек, определяемом соответствующими нормами и правилами;

2.3.I3. вне зон влияния каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;

2.3.I4. как правило, на территориях, на которых отсутствуют строения или коммуникации, подлежащие сносу или переносу в связи с сооружением ПС.

2.4. Размещение ПС должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения ПС. При этом должны учитываться коридоры подходов ВЛ всех напряжений.

2.5. При сооружении ОРУ новых напряжений должен быть рассмотрен вариант его размещения на существующей ПС. При этом результаты технико-экономического сравнения вариантов отражаются в акте выбора площадки.

2.6. При размещении ПС, обслуживаемой энергосистемой, на территории промышленного предприятия должна быть предусмотрена возможность выделения ее в самостоятельный объект с независимым проездом на территорию ПС.

2.7. При проектировании ПС следует предусматривать максимально возможное кооперирование с соседними промышленными предприятиями и населенными пунктами по строительству дорог, инженерных сетей подготовки территории, жилых домов.

2.8. При размещении ПС следует учитывать наличие источников водоснабжения, естественные водоемы и реки, артезианские источники, присоединение к существующим сетям.

2.9. В районах с объемом снегопереноса 300 $м^3/м$ и более при выборе площадки ПС следует учитывать генеральное направление снегопереноса и возможность защиты от снежных заносов.

3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ, ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.I. Схемы электрические распределительных устройств 6... 750 кВ выбираются с учетом схем развития энергосистемы, электроснабжения объекта и других внестадийных работ по развитию электрических сетей согласно утвержденной Минэнерго СССР и согласованной Госстроем СССР работе "Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций." Нетиповые принципиальные схемы могут применяться только при выполнении обосновывающих технико-экономических расчетов.

3.2. Число трансформаторов, устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, два. Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико-экономических расчетов, а также в тех случаях, когда на ПС требуются два средних напряжения.

В первый период эксплуатации (пусковой комплекс) допускается установка одного трансформатора при условии обеспечения резервирования питания потребителей СН и НН.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их допустимой перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения или нагревостойкой бумаги) мощностью до I00 МВ.А включительно класса напряжения II0, I50 и 220 кВ выбираются в соответствии с "Нормативами выбора мощности силовых трансформаторов" и заводскими материалами.

При росте нагрузки сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные; установка дополнительных трансформаторов должна быть технико-экономически обоснована.

3.3. Допускается применение однотрансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

3.4. На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные трансформаторы.

При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений, допускается применение группы однофазных трансформаторов, либо двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности.

3.5. При установке на ПС одной группы однофазных трансформаторов предусматривается резервная фаза, для которой должна быть предусмотрена возможность ее присоединения взамен вышедшей из работы при помощи перемычек при снятом напряжении.

При двух группах необходимость установки резервной фазы определяется на основе технико-экономических расчетов с учетом резерва по сетям СН; на период работы одной группы предусматривает установка фазы от второй группы.

При установке двух групп и резервной фазы замена вышедшей из работы осуществляется, как правило, путем перекатки.

3.6. Должны применяться трансформаторы, оборудованные устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

3.7. При питании потребителей от обмотки НН автотрансформаторов для независимого регулирования напряжения следует предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов, за исключением, случаев, когда уровень напряжения обеспечивается другими способами.

При питания потребителей от обмоток СНиНН трехобмоточных трансформаторов с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения при наличии технико-экономического обоснования может предусматриваться установка линейных регулировочных трансформаторов на одной из сторон трансформатора.

3.8. Установка предохранителей на стороне ВН силовых трансформаторов подстанций 35,II0 кВ не допускается.

3.9. Допускается применять отделители на стороне ВН сил ных трансформаторов в сочетании как с короткозамыкателями, так и с передачей отключающего сигнала. Область применения отделителей дана в работе, указанной в п.3.I.

Применение передачи отключающего сигнала должно быть обосновано. При передаче отключающего импульса по ВЧ- каналам (каналам связи) необходимо выполнять резервирование по другому ВЧ каналу (каналу связи) или с помощью короткозамыкателя.

3.I0. На стороне 6 и I0 кВ должна предусматриваться, как правило, раздельная работа трансформаторов.

3.II. При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6 и I0 кВ могут предусматриваться следующие основные мероприятия:

3.II.I. применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;

3.II.2. применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6 и I0 кВ;

3.II.3. применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов, причем отходящие линии выполняются, как правило, нереактированными.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновать технико-экономическим сравнением с учетом обеспечения качества электроэнергии.

3.I2. Степень ограничения токов КЗ в РУ 6 и I0 кВ определяется с учетом применения наиболее легкого оборудования, кабелей и проводников, допустимых колебаний напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках.

3.I3. При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 35,I0, 6 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности. На напряжении 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подклю-

чать их к любому из трансформаторов. На напряжении 6 и I0 кВ дугогасящие реакторы подключаются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам через выключатель.

Дугогасящие реакторы с плавным регулированием индуктивности должны оснащаться системой автоматического регулирования емкостного тока замыкания на землю.

Количество и мощность дугогасящих реакторов 6-I0 кВ определяются в проекте ПС на основании данных, представляемых энергосистемой.

4. ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

4.I. При выборе типов выключателей рекомендуется руководствоваться следующим:

4.I.I. в ЗРУ II0 кВ и выше должны устанавливаться маломасляные, элегазовые или воздушные выключатели, а также КРУЭ;

4.I.2. в ОРУ 330 кВ и выше должны устанавливаться элегазовые или воздушные выключатели;

4.I.3. в ОРУ 220, I50,II0 кВ должны устанавливаться:

4.I.3.I. маломасляные выключатели;

4.I.3.2. элегазовые или воздушные выключатели в тех случаях, когда отсутствуют маломасляные выключатели требуемых параметров;

4.I.4. В РУ 35 кВ должны устанавливаться баковые выключатели (до освоения элегазовых выключателей) или маломасляные выключатели, в тех случаях, когда отсутствуют баковые элегазовые выключатели требуемых параметров.

4.I.5. в РУ 6,I0 кВ применяются шкафы КРУ (КРУН) с маломасляными электромагнитными и вакуумными выключателями.

4.I.6. при установке воздушных выключателей и выключателей с пневматическими приводами при необходимости должны предусматриваться мероприятия по снижению уровня шума на границе жилой застройки.

4.2. Перечисленные в п.4.I указания не исключают возможности применения других типов выключателей, после начала их серийного изготовления, а также выключателей иностранных фирм.

4.3. При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току оборудования (СК, реакторы, трансформаторы) необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

4.4. Оборудование и ошиновка в цепи трансформатора должны выбираться, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по номенклатуре заводов-изготовителей мощности. При этом в цепях ВН и СН всех трехобмоточных трансформаторов (кроме трансформаторов с обмоткой СН напряжением 35 кВ

и ниже) и НН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по нагреву производится по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с учетом допустимой его перегрузки (см.также п.9.31).

Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН (35кВ и ниже) и НН (35кВ и ниже) выбор оборудования и ошиновки следует производить по току перспективной нагрузки согласно п.I.10. настоящих норм с учетом отключения второго трансформатора.

4.5. При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 35 кВ и выше следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме, при этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным.

4.6. На реконструируемых и расширяемых ПС допускается предусматривать оборудование аналогичное установленному; в том числе отделители 220 кВ.

В случае, если такое оборудование промышленностью не выпускается, либо не соответствует необходимым параметрам, следует руководствоваться п.п.4.I, 4.2.

4.7. При установке ограничителей перенапряжения ОПН на ПС, позволяющих применить сокращенные расстояния в ОРУ или оборудование со сниженным уровнем изоляции, необходимо предусматривать резервную фазу ОПН на каждом классе напряжения.

5. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

5.I. Число комплектов вентильных разрядников 3... 750 кВ, ограничителей перенапряжений 35... 750 кВ и мес их установки выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ в отношении допустимых расстояний между защитным аппаратом и защищаемым оборудованием и учета защиты распределительных устройств от прямых ударов молнии. Выбор стержневых и тросовых молниеотводов осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ.

При отклонении реальных условий от принятых в ПУЭ за расчетные, а также для ОРУ 750 кВ схемы молниезащиты должны уточняться на основе соответствующи расчетов.

5.2. Для обеспечения условий включения линий, для снижения перенапряжений промышленной частоты и обеспечения условий гашения разрядниками на ВЛ 750 и 500 кВ устанавливаются шунтирующие реакторы. Резервная фаза реактора, как правило, предусматривается. Отказ от ее установки обосновывается технико-экономическим расчетом.

5.3. Необходимость установки вентильных разрядников комбинированного типа или ограничителей перенапряжений на вводах ВЛ 330, 500 и 750 кВ для ограничения коммутационных перенапряжений определяется расчетом. Ограничители перенапряжений не допускается применять на подстанциях 220...330 кВ без включателей на стороне высшего напряжения (в блочных схемах, в которых наименьшая из частот свободных колебаний меньше 250 Гц). Для коротких линий 330 и 500 кВ (до 200 км) установка разрядников не требуется. Под длиной линий подразумевается ее протяженность между соседними ПС с мощностью подпитки КЗ на шинах выше 3 МВ.А. При этом мощность, поступающая по рассматриваемой линии, не учитывается.

При отсутствии разрядников на линии и применении трехфазного АПВ на линии должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения электромагнитного типа. При длине линии до 200 км достаточно наличие комплекта НКФ с одной стороны ВЛ.

5.4. На вводах трансформаторов 750 кВ, а также на вводах реакторов 500,750 кВ устанавливаются вентильные разрядники комбинированного типа или ограничители перенапряжений.

5.5. Режим заземления нейтрали обмоток II0...I50 кВ трансформаторов выбирается с учетом класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования, действия релейной защиты и влияния на линии связи, а также с учетом требований к заземлению нейтрали по условиям установки фиксирующих приборов.

5.6. При присоединении к линии II0...I50 кВ ответвлениями нескольких ПС и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны СН или НН необходимо обеспечивать постоянное заземление нейтрали не менее, чем у одного из присоединенных к линии трансформаторов, имеющих питание со стороны СН или НН.

5.7. Постоянное заземление нейтрали должны иметь все автотрансформаторы и обмотки 220-750 кВ трансформаторов (кроме обмоток 220кВ повышающих трансформаторов). Нейтрали обмоток II0 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений типа ОПНН-II0.

5.8. Проектирование заземляющих устройств следует выполнять в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растеканию (см.также п.8,I4).

Выбор нормирования определяется технико-экономическим расчетом.

Для обеспечения в эксплуатации контроля соответствия действительных значений сопротивления растеканию и напряжений прикосновения принятым значениям исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты должны быть указаны в проекте.

5.9. Защита от прямых ударов молнии пролетов ВЛ 35,II0 кВ между концевой опорой и порталом ПС в этом пролете (или приемным

устройством) в случаях, когда грозозащитный трос в этом пролете не подвешивается, должны решаться в составе проекта ПС.

5.I0. В проектах ПС для РУ напряжением II0кВ и выше с выключателями, имеющими емкостное шунтирование дугогасительной камеры, должны предусматриваться меры и устройства по предотвращению явлений феррорезонанса, вызывающих повреждения трансформаторов напряжения электромагнитного типа.

6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

6.I. На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Для однотрансформаторных ПС (в том числе комплектных ПС заводского исполнения) питание второго трансформатора собственных нужд обеспечивается от местных сетей, а при их отсутствии второй трансформатор собственных нужд включается аналогично первому.

От сети собственных нужд ПС не допускается питание сторонних потребителей.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и т.п.). На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР.

На подстанциях 330кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от независимого источника питания.

Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийных режимах.

Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВ.А для ПС II0....220 кВ и не более I000 кВ.А. для ПС 330кВ и выше. При наличии технико-экономического обоснования допускается применение трансформаторов мощностью I000 кВ.А при $U_к = 8\%$ на ПС II0....220 кВ.

На двухтрансформаторных ПС II0... 750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором необходимо устанавливать два трансформатора собственных нужд с питанием одного из них от сети другой ПС с АВР. Это питание в дальнейшем допустимо сохранить.

На двухтрансформаторных ПС в начальный период их работы с одним трансформатором в районах, где второй трансформатор собственных нужд невозможно питать от сети другой ПС, допускается устанавливать один рабочий трансформатор собственных нужд, при этом второй должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

На двухтрансформаторных ПС 35... 220кВ в начальный период их работы с одним трансформатором с постоянным оперативным током при отсутствии на них СК, воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один трансформатор собственных нужд. В этом случае второй трансформатор собственных нужд должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

При подключении одного из трансформаторов собственных нужд к внешнему независимому источнику питания необходимо выполнять проверку на предмет отсутствия недопустимог сдвига фаз.

6.2. На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6... 35кВ, а при отсутствии РУ 6... 35кВ – к обмотке НН основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем.

В случае питания оперативных цепей переменного или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам НН ПС. При питании оперативных цепей переменного тока от трансформаторов собственных нужд последние допускается присоединять к ВЛ, питающим ПС.

6.3. Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью.

Питание сети оперативного переменного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением на выходе 220 В.

Питание оперативных цепей всех присоединений ПС должно быть "кольцевым" (двухсторонним) с секционирующим коммутационным аппаратом. В проектах следует выполнить проверку чувствительности и селективности автоматов в цепях собственных нужд и оперативного тока ПС, а также выбор сечения проводов вторичных цепей ТН, питающих оперативные цепи.

6.4. Вид оперативного тока на ПС определяется в соответствии с "Указаниями по области применения различных видов оперативного тока на ПС".

6.5. На ПС должен, как правило, применяться для всех присоединений 6 кВ и выше один вид оперативного тока. При наличии обоснования допускается применение смешанной системы оперативного тока.

На ПС с постоянным оперативным током следует применять переменный оперативный ток на панелях щитов собственных нужд, а также для компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

6.6. На ПС 110....330 кВ с постоянным оперативным током должна устанавливаться одна аккумуляторная батарея 220 В. На ПС 330кВ допускается установка двух батарей.

На ПС 500, 750 кВ должны устанавливаться две аккумуляторные батареи с раздельным питанием от них основных и резервных защит элементов ПС, дублированных устройств ПА и противопожарной автоматики, а также цепей управления основных и дополнительных электромагнитов отключения выключателей. При этом резервирование всей нагрузки одной батареи от другой, как правило, не предусматривается.

Для питания микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной и противопожарной автоматики, в случае необходимости, предусматривается установка аккумуляторной батареи на напряжение 24-60 в.

6.7. Для подзаряда, а также послеаварийного заряда каждой аккумуляторной батареи следует применять два комплекта автоматизированных выпрямительных устройств. Для первоначальной

формовки пластин должна предусматриваться возможность их параллельного включения. Зарядные выпрямительные устройства должны обеспечивать послеаварийный заряд батареи в течение суток до 2,33 на элемент.

Для подзаряда концевых элементов аккумуляторных батарей следует предусматривать отдельные автоматизированные выпрямительные устройства, а также стационарно регулируемое разрядное сопротивление для контрольных разрядов.

6.8. Расчет и выбор аккумуляторной батареи необходимо производить с учетом эксплуатации последней по методу постоянного подзаряда без тренировочных разрядов и уравнительных перезарядов.

6.9. Число и номер элементов аккумуляторной батареи должны выбираться, исходя из необходимости обеспечения после получасового аварийного разряда аккумуляторной батареи следующих условий:

6.9.1. напряжение на зажимах наиболее мощного электромагнита включения наиболее удаленного выключателя не должно быть в момент его включения меньше нижнего предела рабочего напряжения.

6.9.2. напряжение на шинах, от которых питаются устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики, при включении ближайшего к аккумуляторной батарее выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения не должно быть меньше 0,8 номинального значения.

6.10. При выборе аккумуляторной батареи следует учитывать требования п.13.6.2.

6.11. При нормальной работе батареи в режиме подзаряда напряжение на зажимах электромагнитов отключения выключателей при одновременном отключении максимально возможного количества выключателей данной ПС (работа устройства резервирования отказа выключателей, срабатывание защит шин или защит трансформаторов при схеме трансформатор - шины и т.п.) должно быть не ниже минимального значения, при котором обеспечивается отклю-

чение выключателей с номинальным временем. При этом напряжение на шинах питания устройств релейной защиты и автоматики не должно быть ниже 0,8 номинального значения.

6.I2. На ПС, оборудованных электромагнитный блокировкой, независимо от наличия аккумуляторной батареи предусматриваются выпрямительные установки для питания цепей этой блокировки.

6.I3. Освещение на ПС подразделяется на рабочее, аварийное и охранное.

Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Аварийное освещение предусматривается только на ПС с оперативным постоянным током.

Охранное освещение предусматривается по периметру ПС, имеющих военизированную или сторожевую охрану, а также на ПС, оборудованных охранной сигнализацией.

Ремонтное освещение необходимо питать от установленного понижающего трансформатора с выполнением стационарной сети не выше 42 или I2 В в соответствии с ПУЭ.

6.I4. Источники света для рабочего освещения ОРУ (прожекторы и другие мощные источники света) следует устанавливать группами на высоких сооружениях (опоры молниеотводов, порталы ОРУ и т.п.) или на специальных прожекторных мачтах.

7. РЕМОНТ, ТЕХНИЧЕСКОЕ И ОПЕРАТИВНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

7.I. Форма и структура организации ремонта, технического и оперативного обслуживания ПС определяется утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы или проектом организации эксплуатации предприятия (района) электрических сетей, в которых указывается также местоположение и тип РПБ, РЭП, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

7.2. Проектирование РПБ, РЭП осуществляется в виде самостоятельного проекта. Допускается включение РПБ, РЭП, в проекты ПС, если они предусмотрены утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы (НЭС) и заданием на проектирование ПС.

Допускается включение в состав проекта ПС диспетчерского пункта (ДП) района электрических сетей в части оборудования для ДП и каналов диспетчерской и технологической связи и телемеханики, если в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы предусмотрено совмещение функций диспетчера по району и дежурного по ПС и в задании на проектирование сделана соответствующая запись.

Допускается также включение в состав проекта ПС 500 кВ и выше тренажеров и полигонов для обучения и тренировки персонала при наличии обоснования в утвержденной схеме организации эксплуатации энергосистемы и указания в задании на проектирование ПС.

7.3. Численность персонала ПС, осуществляющего ремонт, оперативное и техническое обслуживание оборудования и устройств ПС, определяется по действующим нормативам Минэнерго СССР на расчетный период.

7.4. Объем жилищного строительства для персонала ПС определяется по нормативам, действующим в районе его размещения. Строительство жилья для обслуживающего персонала ПС должно предусматриваться, как правило, долевым участием в кварталах

жилой застройки населенного пункта (в районе размещения ПС или РПБ, с которой намечено осуществлять ремонт и техническое обслуживание ПС) с учетом его в сводке затрат. При невозможности строительства жилья долевым участием, предусматривается строительство производственно-жилого дома с включением затрат в сводный сметный расчет. При этом должно обеспечиваться преимущественное применение домов комплектной заводской поставки.

7.5. При ПС, обслуживаемых ОВБ или ОРБ, строительство производственно-жилого дома для оперативного персонала ПС не предусматривается. Это требование не распространяется на ПС, которые являются базовыми для зоны обслуживания ОВБ или ОРБ. Объем строительства жилья для оперативного персонала в этом случае определяется расчетом.

7.6. При ПС с дежурством на дому, как правило, предусматривается строительство двухквартирного производственно-жилого дома или двух однокварти рных домов, оборудованных вызывной сигнализацией и связью.

Допускается при соответствующем обосновании при ПС 110кВ и выше в этом случае строительство трех и четырехквартирного производственно-жилого дома. Обоснованием может служить необходимость использования квартир в качестве общежития для персонала в период проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования ПС.

При расположении ПС на расстоянии до 2-х км от населенного пункта, производственно-жилой дом допускается размещать в последнем.

7.7. При ПС 35... 150 кВ, сооружаемых в сельскохозяйственных районах, при которых в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы предусматривается строительство РЭП, должен быть сооружен производственно- жилой дом для персонала, обслуживающего ПС и прилегающие распределительные сети.

7.8. Ремонт и техническое обслуживание ПС должно осуществляться, как правило, централизованно, специализированными выездными бригадами:

- с РПЕ (РЭП) ПЭС (РЭС);

- с базовой ПС группы ПС.

В обоих случаях для обслуживания ПС предусматриваются производственные помещения в ОПУ, а также используются передвижные ремонтные мастерские службы или группы ПС. В случае, когда данная ПС является базовой для группы ПС, не имеющих РПБ, на ней должно предусматриваться ЗВН.

На ПС 220-750 кВ с объемом работ по техническому обслуживанию и ремонту 800 усл.ед. и более могут быть организованы местные специализированные бригады.

В этом случае на ПС также должно быть предусмотрено ЗВН, в состав помещений которого должна входить мастерская по ремонту выключателей и другого оборудования, оснащенная грузоподъемным механизмом.

7.9. В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС независимо от формы обслуживания, должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место оперативного персонала ПС должно предусматриваться в помещении панелей управления, которое рекомендуется отделять от помещения релейных панелей сплошным ограждением. При установке автоматических осциллографов в ОПУ следует предусматривать помещение для обработки осциллограмм.

7.10. На ПС, не имеющих ОПУ, для организации рабочего места персонала по оперативному, техническому и ремонтному обслуживанию силового оборудования, средств релейной защиты, автоматики, телемеханики, управления и связи, а также для размещения устройств связи и хранения средств техники безопасности, должны предусматриваться обогреваемые помещения площадью 12-18 м2.

Помещения для персонала должны быть отделены от помещения, в котором устанавливается оборудование средств связи.

7.II. На ПС с КРУЭ для технического и ремонтного обслуживания оборудования с элегазовой изоляцией следует предусматривать дополнительно помещение площадью до I8 м2 каждое

- для хранения баллонов с элегазом и азотом;
- для защитной спецодежды, устройств и приспособлений;
- для чистки и обезвреживания защитной спец.одежды и приспособлений от продуктов разложения элегаза.

В зале КРУЭ должны быть предусмотрены монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры. Необходимо учитывать, чтобы вышеперечисленные помещения, а также санузел с холодной и горячей водой располагались бы на одном уровне с залом КРУЭ.

7.I2. Ремонтное обслуживание трансформаторов на ПС напряжением до 750 кВ включительно, независимо от мощности трансформаторов должно осуществляться на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с трансформатором следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом должно быть обеспечено расстояние:

- от крана до оборудования - I,0 м;
- между оборудованием - 0,7 м.

7.I3. На ПС 500 кВ и выше, расположенных в районах с неблагоприятными климатическими условиями со слабо развитыми и ненадежными транспортными связями, для ремонтного обслуживания трансформаторов (реакторов) допускается предусматривать стационарные устройства - башни, оборудованные мостовыми кранами с мастерской и аппаратной маслохозяйства, оборудованной коллектором для передвижных установок.

Необходимость сооружения стационарных устройств обосновывается утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы или в проекте организации эксплуатации ПЭС.

Доставка трансформаторов (реакторов) в башню осуществляется по путям перекатки.

7.I4. Монтаж и ремонт СК должен осуществляться на месте их установки с помощью пневмоколесных кранов. Рядом с СК следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с СК, технологического оборудования и такелажа, необходимого для ремонтных работ.

8. УПРАВЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

8.I. Управление элементами ПС производится:

8.I.I. со щита управления ОПУ;

8.I.2. из РУ 6, I0 и 35 кВ;

8.I.3. из шкафов наружной установки на территории ОРУ;

8.I.4. по каналам телемеханики с диспетчерского пункта сетей; при наличии диспетчерского управления объектом, управление элементами ПС указанное в п.п.8.I.I., 8.I.2. и 8.I.3 сохраняется и используется для контроля и местного управления.

8.2. ОПУ (отдельные или сблокированные с ЗРУ 6, I0 кВ) должны сооружаться на ПС:

8.2.I. для которых требуется постоянное дежурство персонала на щите управления;

8.2.2. оборудованных аккумуляторными батареями;

8.2.3. с ЗРУ 35 кВ и выше;

8.2.4. при необходимости установки устройств релейной защиты и автоматики присоединений, выпрямительных устройств и других устройств, не размещаемых в шкафах наружной установки из-за габаритов или несоответствия шкафов требуемой категории аппаратуры по ГОСТу.

На остальных ПС устройства релейной защиты и автоматики допускается размещаться в отапливаемых шкафах наружной установки на территории РУ.

На ПС 35 кВ и выше панели управления и защиты, устройства телемеханики допускается размещать в помещениях оперативной связи, для чего указанные помещения должны проектироваться с учетом возможности установки в них перечисленного выше оборудования.

8.3. При наличии на ПС ОПУ управление основными элементами электрических схем РУ, в том числе линиями напряжение II0 кВ и выше, а также управление РПН трансформаторов следует производить со щита управления.

Управление линиями 35кВ при наличии ОРУ 35 кВ должно осуществляться со щита управления, при ЗРУ - из РУ 35 кВ или со щита управления, линиями 6, I0 кВ - из РУ 6, I0 кВ.

8.4. Управление разъединителями:

8.4.I. местное управление разъединителями с ручными приводами должно осуществляться из РУ, а разъединителями с пневматическими или электродвигательными приводами из шкафов, расположенных в РУ в зоне безопасного обслуживания;

8.4.2. дистанционное управление разъединителями из ОПУ на РУ 220 кВ и выше допускается при соответствующем обосновании;

8.4.3. для линий, на которых может иметь место работа в неполнофазном режиме, должно предусматриваться пополюсное управление линейными разъединителями.

8.4.4. дистанционное управление разъединителями II0.220 кВ, используемыми в схемах плавки гололед .

8.5. На ПС предусматриваются следующие виды автоматических устройств:

8.5.I. релейная защита и автоматика аварийного режима элементов ПС и линий, устройство резервирования отказа выключателя;

8.5.2. противоаварийная автоматика, в том числе комплексы противоаварийного управления;

8.5.3. устройство защиты при дуговых замыканиях в шкафах КРУ (КРУН) 6-I0 кВ;

8.5.4. АПВ линий всех типов и напряжений. Для потребительских кабельных ВЛ 6-I0 кВ, присоединенных к шинам ПС, не следует предусматривать АПВ;

8.5.5. АПВ шин напряжением II0 кВ и выше с возможностью автоматического восстановления доаварийной схемы;

8.5.6. АПВ шин 6,I0 и 35кВ со взаимной блокировкой между ними;

8.5.7. АВР на секционных выключателях шин среднего и низшего напряжений (при их раздельной работе), а также на стороне ВН (при работе ПС в разомкнутом кольце питающих линий со стороны ВН) с автоматическим восстановлением доаварийного режима;

8.5.8. АВР шин собственных нужд с автоматическим восстановлением доаварийного режима;

8.5.9. автоматика пуска и остановки СК, включение и отключение конденсаторных батарей;

8.5.I0. автоматическое регулирование возбуждения СК;

8.5.II. регулирование напряжения под нагрузкой трансформаторов;

8.5.I2. отключение ненагруженных трансформаторов;

8.5.I3. автоматическая частотная разгрузка (АЧР) с АПВ после восстановления частоты (ЧАПВ) и блокировкой от ложной работы АЧР при снятии напряжения, а так же при выбеге электродвигателей;

8.5.I4. включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;

8.5.I5. управление работой компрессоров;

8.5.I6. управление работой различных устройств (насосных, электроотопления, электрообогрева приводов выключателей и разъединителей, шкафов КРУ, пожаротушения и др.);

8.5.I7. автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов, в том числе осциллографы для регистрирования токов и напряжений;

8.5.I8. регистрация срабатываний устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

8.5.I9. устройство точной синхронизации на присоединениях, где это требуется по режиму эксплуатации;

8.5.20. автоматическое поддержание заданной температуры в помещениях, приводах выключателей, других коммутационных аппаратах, шкафов КРУ, РПШ.

8.5.2I. автоматическое регулирование компенсации тока замыкания на землю в электрических сетях 6..35 кВ;

8.5.22. автоматический контроль баланса и расхода электроэнергии на ПС, а также контроль электропотребления потребителей на стороне НН силовых трансформаторов.

8.6. В проект ПС должна включаться реконструкция устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, связи и управления на действующих объектах, требующаяся в связи с включением в эксплуатацию проектируемой ПС; объем реконструкции устройств межсистемного значения следует согласовать с ОДУ или ЦДУ СССР.

8.7. Сигнализация на ПС должна выполняться в следующем объеме:

8.7.I. световая сигнализация положения объектов с дистанционным управлением - на ОПУ, с местным - в шкафах РУ соответствующих напряжений;

8.7.2. индивидуальная световая и общая звуковая сигнализация аварийного отключения (аварийная сигнализация);

8.7.3. сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений 6..35 кВ, а также систем пожарной сигнализации и пожаротушения;

8.7.4. индивидуальная световая и общая звуковая предупредительная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования и неисправностях;

8.7.5. центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при действии предупредительной или аварийной сигнализации.

При отсутствии ОПУ устройство центральной сигнализации устанавливается в РУ 6,I0 кВ, а сигналы предупредительной и аварийной сигнализации выводятся к дежурному на дому, при его отсутствии - на ДП РЭС и ПЭС.

8.8. Размещение аппаратуры измерения, управления, сигнализации, автоматики и релейной защиты должно выполняться следующим образом:

8.8.I. при наличии ОПУ - в помещении щита управления для трансформаторов, шинных аппаратов (шиносоединительные, секционные и обходные выключатели, трансформаторы напряжения) и линий всех напряжений, кроме линий 6,I0 кВ, а также линий 35 кВ при выполнении управления их из ЗРУ;

8.8.2. для ПС 330.....750 кВ допускается размещение аппаратуры релейной защиты и автоматики в отдельных помещениях на ОРУ; аппаратура управлен.я, регулирования возбуждения и релейной защиты СК на всех ПС размещается в помещении вспомогательного оборудования СК;

8.8.3. для подстанций без ОПУ аппаратура размещается в шкафах, устанавливаемых в РУ соответствующих присоединений, а для общеподстанционных устройств - в шкафах РУ 6,I0 кВ.

8.9. На ПС II0 кВ и выше для отыскания повреждения на ВЛ II0 кВ и ..ше (протяженностью 20 км и больше) следует предусматривать фиксирующие приборы (индикаторы) и неавтоматические импульсные (локационные) искатели (последние предусматриваются на ПС II0 кВ и выше при наличии ОПУ).

На ВЛ 6-I0 и 35 кВ следует предус.атривать фиксирующие приборы (индикаторы).

8.I0. Автоматические искатели повреждений устанавливаются на всех ВЛ 330кВ и выше, а также для ВЛ 220кВ, трассы которых проходят в зоне многолетнемерзлых грунтов или по труднодоступной местности (горной или болотистой), либо при наличии не менее двух ВЛ 220 кВ длиной более I00 км каждая без ответвлений или длиной ее участка до ближайшего ответвления более 80 км.

8.II. На ПС II0кВ, не имеющих постоянного дежурного персонала, и на ПС II0-220 кВ закрытого типа, входные двери производственных зданий должны быть оборудованы внутренними замками и охранно-блокировочной сигнализацией; окна первых этажей должны быть защищены металлическими решетками, остекленные проемы заблокированы датчиками разрушения стекла. Сигнал о нарушении блокировки зданий должен быть выведен на ближайший пункт ведомственной (вневедомственной) охраны или в места, имеющие постоянный дежурный персонал.

8.I2. На ПС 500 кВ и выше, а также на особо важных ПС 220-330кВ средства охранной сигнализации должны выполняться в соответствии с инструкцией по проектированию комплекса инженерно-технических средств охраны на предприятиях Минэнерго СССР ВСН - 03-77.

8.I3. На ПС 500 кВ и выше рекомендуется выполнить АСУ ТП, объем и содержание которого определяется приведенными в Приложении I документами.

8.I4. При установке на ПС аппаратуры на микроэлектронной или микропроцессорной элементной базе необходимо предусматривать мероприятия по ограничению импульсных и в.ч. помех во вторичных цепях ПС II0 кВ и выше.

9. КОМПОНОВКА И КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ

9.I. ПС 35... 750 кВ сооружаются, как правило, открытого типа.

ПС 35... II0 кВ должны преимущественно проектироваться комплектными, заводского изготовления. Применение некомплектных ПС обосновывается проектом.

Сооружение закрытых ПС напряжением 35...220 кВ допускается в случаях:

9.I.I. расположения ПС глубокого ввода с трансформаторами I6 МВ.А и выше на селитебной территории городов;

9.I.2. расположения ПС на территории городов, когда это диктуется градостроительными соображениями;

9.I.3. расположения ПС в районах с большими снежными заносами, в зонах сильных промышленных уносов и в прибрежных зонах с сильнозасоленной атмосферой;

9.I.4. необходимости снижения уровня шумов до допустимых пределов.

9.2. РУ 35... 750 кВ, кроме оговоренных в п.9.5, должны выполняться открытого типа.

РУ 6 и I0 кВ для комплектных трансформаторных ПС выполняются в виде КРУН или устанавливаемых в закрытом помещении КРУ.

РУ 6 и I0 кВ закрытого типа (в зданиях, в том числе из УТБ или облегченных конструкций типа панели "Сэндвич" и др.) могут применяться:

9.2.I. в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы или наличия снежных заносов и пыльных уносов, невозможно применение КРУН;

9.2.2. при числе шкафов более 25;

9.2.3. для размещения КРУ С.Н. ПС 500 кВ и выше;

9.2.4. при наличии технико-экономического обоснования.

9.3. На ПС 35... 330кВ с упрощенными схемами на стороне ВН с минимальным количеством аппаратуры, размещаемых в районах

с загрязненной атмосферой, рекомендуется открытая установка оборудования ВН и трансформаторов с усиленной внешней изоляцией. Закрытая установка допускается при технико-экономическом обосновании.

9.4. Уровень изоляции оборудования ОРУ выбирается по "Инструкции по проектированию изоляции" в зависимости от степени загрязнения атмосферы природными или производственными уносами.

9.5. ЗРУ 35... 330кВ применяются в районах:

9.5.1. с загрязненной атмосферой, где применение ОРУ с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения с учетом ее обмыва неэффективно, а удаление ПС от источника загрязнения экономически нецелесообразно;

9.5.2. требующих установки оборудования исполнения ХЛ при отсутствии его в номенклатуре электропромышленности;

9.5.3. стесненной городской и промышленной застройки;

9.5.4. с сильными снегозаносами и снегопадами, а также в особо суровых климатических условиях и при стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании;

9.5.5. где необходимо снижение уровня шумов до допустимых пределов.

9.6. Отопление зданий ПС осуществляется:

- на ПС 35-330 кВ с помощью электропечей с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы;

- на ПС 500-750 кВ с помощью электрокотлов, либо путем присоединения к существующей тепловой сети; указанное допустимо также для ПС 35-330 кВ с постоянным дежурным персоналом при наличии технико-экономического обоснования.

9.7. Здания ЗРУ допускается выполнять как отдельно стоящими, так и облокированными со зданиями ОПУ, в том числе и по вертикали.

9.8. КРУЭ напряжением 110 кВ и выше применяются при технико-экономическом обосновании при стесненных условиях, в крупных городах и на промышленных предприятиях, в районе с загрязненной атмосферой, а также в других обоснованных случаях.

9.9. Трансформаторы 35....750 кВ следует устанавливать открытыми; в районах с загрязненной атмосферой трансформаторы 35... 330 кВ применяются с усиленной изоляцией.

В условиях интенсивного загрязнения в блочных схемах "трансформатор-кабельная линия" рекомендуется применять трансформаторы со специальными кабельными вводами на стороне II0... 220кВ и закрытые токопроводы на стороне 6 и I0 кВ.

9.I0. Закрытая установка трансформаторов 35... 220 кВ применяется:

9.I0.I. когда усиление изоляции не дает должного эффекта;

9.I0.2. когда в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты нерационально;

9.I0.3. при необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами.

9.II. Компоновка и конструкция ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания выключателей, измерительных трансформаторов и др. в.в.аппаратов с применением автокранов, гидроподъемников, телескопических вышек и др.механизмов преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ.

9.I2. В ЗРУ 35-220 кВ и в закрытых камерах трансформаторов должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или возможность применения грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования.

9.I3. С целью снижения затрат на кабельные связи ОРУ следует располагать, как правило, в центре РУ разных напряжений.

С этой же целью на крупных ПС рекомендуется сооружение на ОРУ зданий для размещения панелей релейной защиты и автоматики присоединений данного ОРУ.

9.I4. На ПС 35... 220 кВ допускается совмещение фасадной линии ОПУ с оградой ПС, при этом на фасадной стене ОПУ не должно быть окон, а вход в ОПУ предусматривается с территории ПС .

9.I5. В районах, где температура воздуха по параметрам А превышает 25°С, в помещениях ОПУ, релейной защиты, а также в помещениях, где возможно длительное (более 4 часов) пребывание персонала, должно предусматриваться кондиционирование воздуха.

9.I6. При использовании аппаратуры на микроэлектронной или микропроцессорной элементной базе помещения для ее размещения должны удовлетворять требованиям технических условий на применяемую аппаратуру.

9.I7. Компоновки ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны предусматривать возможность перехода от простых к более сложным схемам электрических соединений, за исключением тех случаев, когда в перспективе не предусматривается расширение ПС.

9.I8. Выносные измерительные трансформаторы тока устанавливаются лишь в тех случаях, когда использование встроенных трансформаторов тока не обеспечивает требуемых условий релейной защиты, системы учета электроэнергии и питания измерительных приборов.

9.I9. Ошиновка ОРУ 35...750 кВ выполняется сталеалюминиевыми и полыми алюминиевыми (только ОРУ 330... 750 кВ) проводами, а также трубами из алюминиевых сплавов. Применение стальных труб допускается в РУ до 220 кВ включительно только при наличии технико-экономических обоснований. При трубчатой ошиновке следует предусматривать компенсаторы от температурных удлинений и меры против вибрации.

Жесткая ошиновка на стороне 6 и I0 кВ трансформаторов (реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

Все ответвления от проводов и шин, а также присоединения их к аппаратурным зажимам должны производиться опрессовкой, в том числе методом взрыва, или сваркой.

Болтовые соединения допускаются только на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения.

При сооружении ОРУ вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий и т.п. местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, следует применять специальные алюминиевые и сталеалюминиевые провода (в т.ч. полые), защищенные от коррозии.

9.20. На ОРУ кабели должны прокладываться в наземных лотках, а в КТПБ также и в металлических коробах. Применение кабельных каналов и тоннелей должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между рядами оборудования.

При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды с сохранением расположения лотков на одном уровне.

При применении лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами или переездами для машин в трубах и каналах, расположенных ниже уровня лотков.

Одиночные кабели (до 7) от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения могут прокладываться в земле без специальной защиты (в том числе небронированные).

Во всех кабельных сооружениях следует предусматривать запас емкости для дополнительной прокладки кабелей порядка 15% от количества, предусмотренного на расчетный период.

9.21. Кабели должны применяться с изоляцией, нераспространяющей горение (с индексом НГ). При выборе типа силовых кабелей следует руководствоваться "Номенклатурой кабельных изделий для тепловых электростанций, гидростанций и подстанций Минэнерго СССР".

9.22. На ПС 220... 750 кВ кабельные потоки от распределительных устройств различных напряжений, трансформаторов, а также от разных секций распределительного устройства одного

напряжения должны прокладываться в отдельных лотках и каналах.

На ПС IIO кВ, от которых питаются потребители I-П категории, кабельные потоки от РУ 6 и IO кВ, указанных потребителей, прокладываются в отдельных коробах, лотках, каналах.

9.23. Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вынод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

9.24. В ЗРУ 6 и IO кВ рекомендуется устанавливать шкафы КРУ заводского изготовления. Для монта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

9.25. СК, как правило, должны устанавливаться на открытом воздухе.

9.26. В качестве подзарядных устройств применяются статические выпрямительные устройства, устанавливаемые в помещении щитов постоянного тока.

9.27. Аккумуляторы устанавливаются на стальных стеллажах.

9.28. Групповые токоограничивающие реакторы на 6 и IO кВ следует применять, как правило, в исполнении для наружной установки.

9.29. Строительную часть ОРУ всех напряжений рекомендуется проектировать с учетом ее сооружения в объеме расчетного периода.

9.30. На ПС 35 кВ и выше для подвески гибкой ошиновки должны, как правило, применяться стеклянные и полимерные изоляторы.

9.3I. Строительную часть под трансформаторы, допустимо предусматривать с учетом возможности замены трансформаторов на две ступени при наличии соответствующих обоснований.

9.32. Компоновка оборудования и ошиновки ОРУ 330... 750кВ должны обеспечивать наименьшее влияние электрического поля на обслуживающий персонал. В случаях, когда электрическое поле на рабочих местах и пешеходных дорожках превышает нормируемые гигиеническими нормативами значения, необходимо предусматривать стационарные, инвентарные и индивидуальные средства защиты.

9.33. На ПС с ОРУ, изоляция которых загрязняется смываемыми водой промышленными, морскими или солончаковыми уносами, следует предусматривать специальные стационарные или передвижные установки, обеспечивающие обмыв водой загрязненной изоляции под напряжением в соответствии с инструкцией по выбору изоляции электроустановок.

9.34. Для обеспечения возможности наблюдения за уровнем масла в трансформаторах и давлением масла во вводах в камерах силовых трансформаторов должны предусматриваться смотровые площадки.

9.35. На расширяемых и реконструируемых ПС 35-220 кВ, содержащих конденсаторные батареи с изолирующей жидкостью в виде трихлордифенила, необходимо предусматривать под конструкцией батареи асфальтированную площадку с направленным стоком с нее, с оборудованным приямком для возможности стекания в этот приямок трихлордифенила из поврежденных конденсаторов и исключающей попадание трихлордифенила в почву.

Для хранения поврежденных конденсаторов с трихлордифенилом необходимо предусматривать вытороженную асфальтированную площадку с направленным стоком в приямок, позволяющий принять 1,5- 2% трихлордифенила от общего объема этой жидкости всех конденсаторов, находящихся в эксплуатации. К указанной площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

9.36. На вновь сооружаемых ПС 35-110 кВ, содержащих конденсаторные батареи с экологически безопасной жидкостью необходимо предусматривать для хранения конденсаторов вытороженную площадку, площадь которой позволяет складировать до 2% находящихся в эксплуатации конденсаторов, к площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

IO. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ (МАСЛЯНОЕ, ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ И ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВА)

IO.I. При проектировании масляного хозяйства ПС напряжением 85... 750 кВ следует руководствоваться Руководящими указаниями по проектированию масляного хозяйства ПС.

IO.2. Для снабжения сжатым воздухом электрических аппаратов (воздушных выключателей, пневматических приводов к выключателям и разъединителям) РУ ПС должны предусматриваться стационарная компрессорная установка и воздухораспределительная сеть.

IO.3. Компрессорная установка должна работать без постоянного дежурного персонала в автоматическом режиме и иметь сигнализацию о нарушении нормальной работы, выведенную на щит управления ПС, при отсутствии постоянного персонала на ОПУ сигнал неисправности передается на диспетчерский пункт ПЭС или РЭС.

IO.4. В установках сжатого воздуха при любом количестве рабочих компрессоров должны быть предусмотрены два резервных, один из которых служит для замены рабочего компрессора, выведенного в планово-предупредительный или капитальный ремонт, а второй - для восполнения расхода воздуха при наладке выключателя, находящегося в ремонте, за исключением ПС с одним масляным выключателем, имеющим пневмопривод, где устанавливается один резервный компрессор.

IO.5. По тех.условию завода-изготовителя воздушных выключателей следует предусматривать в схеме компрессорной установки блоки осушки воздуха, устанавливаемые в отдельном помещении, где исключен нагрев воздуха, работающими компрессорами.

IO.6. Для ремонта и монтажа компрессорной установки должны быть предусмотрены выгороженная ремонтная площадка и грузоподъемное устройство.

IO.7. В закрытых ПС допускается установка на первом этаже воздухосборников и компрессоров, отгороженных друг от друга и от РУ.

I0.8. ПС с СК с водородным охлаждением обеспечиваются привозным водородом и углекислым газом.

Собственные электролизные установки на ПС, как правило, не сооружаются. При этом рекомендуется сооружение на близлежащей ТЭС водородно-наполнительной станции, проект которой выполняется по титулу одной из ПС с СК.

I0.9. Снабжение СК водородом и углекислым газом осуществляется централизованно от ресиверов.

Для приема баллонов с водородом и углекислым газом на ПС сооружается механизированный приемо-раздаточный пункт (склад), где размещаются рампы с баллонами и ресиверы из расчета обеспечения водородом двадцатидневного эксплуатационного расхода и однократного заполнения одного СК, имеющего наибольший объем.

Расчетный суточный расход водорода в одном СК принимается равным 5% от общего объема газа в корпусе машины.

Минимальный запас углекислого газа на ПС должен быть равен трехкратному объему заполнения одного СК.

Воздух для продувки СК берется от системы пневматического хозяйства ПС или от самостоятельного компрессора.

I0.I0. Водород, углекислый газ и сжатый воздух подаются к СК по отдельным трубопроводам, прокладываемым открыто на одних и тех же стойках, с расположением трубопроводов (сверху вниз): воздух-водород-углекислый газ.

Трубопровод сжатого воздуха соединяется с СК гибким шлангом.

Допускается при обоснованиях прокладка трубопроводов углекислого газа и водорода в каналах или лотках при условии применения стальных бесшовных труб.

I0.II. Помещения фундаментов, машзала СК, а также приемо-раздаточный пункт (склад) водорода и углекислого газа оборудуются приборами, сигнализирующими о возникновении опасных концентраций газов.

II. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ

II.I. Застройка территории (горизонтальная планировка)

II.I.I. Решение генерального плана ПС должно быть увязано со схемой разводки ВЛ всех напряжений, положением подъездной автомобильной (железной) дороги.

Размещение всех зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей должно обеспечивать перспективное расширение ПС.

При расположении ПС на территории промышленного предприятия генеральный план ПС должен быть увязан с генеральным планом предприятия.

II.I.2. Расположение сооружений и оборудования на площадке ПС должно обеспечивать:

а) использование индустриальных методов производства строительных и монтажных работ;

б) ревизию, ремонты и испытания оборудования с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;

в) проезд (подъезд) пожарных автомашин;

г) доставку тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных средств;

д) минимальную плотность застройки ПС (%) не менее указанной по напряжениям:

кВ	35	II0-220	330-750
%	80	75	68

Примечания.

I. Плотность застройки ПС определяется в процентах как отношение площади застройки к площади ПС в ограде.

2. Площадь застройки определяется как сумма площадей ОРУ (в пределах их ограждений) и всех зданий, сооружений и монтажных площадок с учетом резервируемой площади в пределах ограды, определенной согласно расчетному периоду.

3. Указанные в таблице процентные значения не распространяются на реконструируемые ПС.

II.I.3. Взаимное размещение РУ должно обеспечивать минимальное количество пересечений и углов поворота на подходах ВЛ и ПС, минимальную протяженность внутриплощадочных дорог и инженерных сетей, а также токопроводов, связывающих РУ с трансформаторами.

II.I.4. При разработке генерального плана здания и сооружения ПС следует сгруппировать в две основные зоны:

- зону основных технологических зданий и сооружений (общеподстанционный пункт управления (ОПУ), здание релейного щита, здание ЗРУ, здание компрессорной, ОРУ, трансформаторные группы, реакторные группы и синхронные компенсаторы);

- зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерская для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства, открытый склад масла, гараж, склад, насосная I подъема, совмещенная с артезианской скважиной, резервуары противопожарного водоснабжения и другие).

II.I.5. Здания и сооружения вспомогательного назначения, не связанные технологически с РУ, а также ОПУ необходимо отделять от ОРУ ограждением, за исключением ПС типа КТПБ.

II.I.6. На ПС 500 кВ и выше и особо важных ПС 220-330 кВ по периметру внешнего ограждения с внутренней стороны ПС предусматривается незастраиваемая полоса земли шириной 5,0 м для устройства охранных мероприятий.

II.I.7. Ограждение территории ПС следует выполнять в объеме, предусмотренном проектом на расчетный период (см.п.I.I0).

Территория, предусмотренная для расширения ПС после расчетного периода, оговаривается проектом, оформляется при отводе площадки, как не подлежащая застройке и не ограждается. До расширения ПС эта территория может быть использована для сельскохозяйственных нужд.

II.I.8. Свободная от застройки территория ПС должна озеленяться путем засева травами. Территория ОРУ может засеваться травой, а отдельные участки засыпаться гравием или щебнем в соответствии с ПУЭ. Вне ОРУ допускается посадка кустарников и деревьев.

II.I.9. На территории ОРУ для обеспечения обходов дежурного персонала предусматривается устройство пешеходных дорожек простейшей конструкции.

Пешеходные дорожки сооружаются в соответствии с маршрутом обхода, разработанным для проектируемого ОРУ.

II.I.IO. Ширину полосы отвода земли вокруг внешнего ограждения следует принимать не более I,0 м при отсутствии за пределами ограды инженерных сооружений (водоотводные канавы, откосы планировки и др.), а при наличии сооружений - с учетом их размещения.

II.I.II. При размещении ПС в лесных массивах, заповедниках, парках, предусматривается вырубка леса согласно требованиям ПУЭ.

II.2. Вертикальная планировка

II.2.I. При вертикальной планировке территории ПС следует применять:

а) сплошную систему планировки с выполнением планировочных работ по всей территории;

б) выборочную или местную систему планировки с выполнением планировочных работ только на участках, где расположены отдельные здания с сохранением естественного рельефа на остальной территории.

Выборочную систему планировки следует применять также при наличии скальных грунтов, при необходимости сохранения деревьев и при неблагоприятных гидрогеологических условиях.

II.2.2. Основные здания и сооружения ПС, имеющие значительную протяженность,- открытые и закрытые РУ и общеподстанционный пункт управления, продольный путь перекатки трансформаторов, а также внутриплощадочные автодороги, используемые для доставки тяжеловесного оборудования, должны, как правило, располагаться своими продольными осями параллельно горизонталям естественного рельефа.

II.2.3. Вертикальную планировку следует проектировать с максимальным использованием естественного рельефа, как правило, с нулевым балансом земляных масс.

Уклоны поверхности площадки надлежит принимать не менее 0,003. Уклоны вдоль ячеек ОРУ, как правило, должны быть не более 0,05- для глинистых грунтов, 0,03 - для песчаных и вечномерзлых грунтов, 0,01 - для грунтов легкоразмываемых (лесс, мелкие пески). В условиях просадочных грунтов П типа минимальные уклоны планируемой поверхности следует принимать 0,005.

II.2.4. В особо трудных условиях горной и пересеченной местности допускается планировать территорию ПС террасами. Сопряжение террас следует производить откосами, а при стесненных условиях, допускается заменять откосы подпорными стенками. Высоту откосов, исходя из условий эксплуатации ПС, рекомендуется принимать не более 2,5 м. Уклоны вдоль ячеек ОРУ, указанные в п.II.2.3, допускается увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях в особо трудных условиях горной и пересеченной местности, при условиях выполнения требований ПУЭ и техники безопасности работы механизмов, уклоны могут быть увеличены до 0,12.

II.2.5. Отвод атмосферных вод с площадки ПС должен, как правило, осуществляться поверхностным способом. Устройство дождеприемников допускается при наличии технико-экономического обоснования.

II.2.6. Рекомендуется, чтобы отметка пола первого этажа зданий была выше планировочной отметки участка, примыкающего к зданию, не менее чем на 15 см. При этом отметка низа отмостки должна превышать планировочную отметку не менее чем на 0,05м.

II.2.7. При размещении ПС на заболоченной или подтопляемой территории следует предусматривать защиту от заболочения и затопления. Защита площадки от затопления атмосферными водами, притекающими с нагорной стороны, производится при помощи водозащитных сооружений.

II.3. Автомобильные дороги

II.3.I. Для ПС с трансформаторами мощностью I000 кВ.А и выше должны предусматриваться следующие виды автомобильных дорог:

- подъездная дорога для связи ПС с общей сетью автомобильных дорог;
- резервный подъезд к ПС (при площади ПС более 5 га);
- внутриплощадочные автомобильные дороги.

Для перевозки тяжелых грузов (трансформаторов, шунтовых реакторов, СК) от разгрузочной площадки железнодорожной станции или причала водного транспорта до площадки ПС, в случае отсутствия подъездного железнодорожного пути, должен быть разработан автодорожный маршрут.

II.3.2. Проект подъездных автомобильных дорог ПС следует увязывать со схемами районных планировок и с генеральными планами населенных пунктов и промышленных предприятий при расположении площадки в пределах последних.

II.3.3. Подъездные автомобильные дороги относятся к У категории по СНИП. Как правило, должны иметь ширину проезжей части 4,5 м, а в пределах населенных пунктов - в соответствии с типом существующих или проектируемых автомобильных дорог по согласованию с местными организациями. При доставке оборудования трейлерами г.п.200 т и более ширина проезжей части уточняется в каждом конкретном случае в зависимости от габаритов транспортных средств.

Внутриплощадочные автомобильные дороги должны иметь ширину проезжей части 3,5 м кроме трейлерного проезда, являющегося продолжением подъездной автодороги в пределах площадки, ширина которого должна быть равна 4,5 м.

Покрытие ремонтных площадок у трансформаторов выполняется аналогично покрытию основных внутриплощадочных дорог.

II.3.4. Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами, с усовершенствованным облегченным покрытием должны быть предусмотрены, как правило, к следующим зданиям, сооружениям и установкам: к трансформаторам, шунтовым реакто-

рам, СК, к зданию маслохозяйства и емкостям масла, ОПУ, ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 кВ и выше, вдоль батарей конденсаторов статических компенсаторов, к каждой фазе выключателей 330..750 кВ, компрессорной, складу хранения водорода и материальному складу, насосным и резервуарам воды.

Ко всем остальным зданиям и сооружениям предусматриваются проезды с щебеночным (гравийным) или грунтощебеночным покрытием, обеспечивающим круглогодичный проезд автотранспорта.

II.3.5. Внутриплощадочные автодороги ПС напряжением 220кВ и выше должны проектироваться, как правило, по кольцевой системе.

II.3.6. Покрытие проезжей части подъездных и основных внутриплощадочных автомобильных дорог должно выполняться:

а) для ПС 35..110 кВ с использованием местных дорожно-строительных материалов на основе технико-экономического сравнения вариантов:

- щебеночное или гравийное;
- чернощебеночное или черногравийное.

В отдельных случаях, при специальном обосновании, для ПС 110 кВ допускается устройство асфальтобетонного, цементобетонного покрытия.

При отсутствии местных дорожных строительных материалов покрытие дорог на ПС, расположенных в Северной строительно-климатической зоне, выполняется из сборных железобетонных плит.

При благоприятных грунтовых условиях, обеспечивающих круглогодичный проезд автотранспорта для ПС 35..110 кВ, допускается проектировать автомобильные дороги с низшим покрытием (из грунтов, улучшенных местным каменным материалом);

б) для ПС 220 кВ и выше:

- асфальтобетонное;
- с применением сборных железобетонных плит, при специальном обосновании (отсутствие местных дорожных строительных материалов, асфальтобетонных заводов, а также благоприятные климатические и гидрологические условия), когда это требуется по условиям доставки тяжелого оборудования.

II.3.7. В отдельных случаях при отсутствии в районе сооружения ПС 220...750 кВ асфальтобетонных заводов и наличии автомобильных дорог с переходным покрытием (щебеночное, гравийное и др.), обеспечивающих круглогодичное движение автотранспорта и безрельсовую доставку тяжеловесного оборудования, допускается покрытие автомобильных дорог ПС, аналогичное существующему на дорогах, к которым осуществляется примыкание.

II.3.8. Покрытие подъездных дорог ПС II0 кВ и выше протяженностью до 200 м, примыкающих к дорогам с усовершенствованным покрытием и участок внутриплощадочной дороги до места установки или разгрузки тяжелого оборудования, допускается выполнять из сборных железобетонных плит.

II.4. Железные дороги. Пути перекатки трансформаторов

II.4.I. Подъездные ж.д. пути нормальной колеи к ПС 220-750 кВ предусматриваются в случае технической невозможности доставки тяжеловесных грузов (трансформаторов, шунтовых реакторов, СК) трейлерами по автодорогам или при наличии технико-экономических обоснований.

II.4.2. Подъездной ж.д. путь должен быть предусмотрен до трансформаторной башни, а при ее отсутствии - до места установки или разгрузки трансформаторов (шунтовых реакторов). Трасса подъездного ж.д. пути, как правило, должна совпадать на территории ПС с продольным путем перекатки трансформаторов.

II.4.3. Продольный путь перекатки трансформаторов, как правило, совмещается с автомобильной дорогой и, по возможности, должен быть горизонтальным.

В исключительных случаях, по условиям вертикальной планировки, продольный уклон пути допускается принимать не более I%. Проект подъездного ж.д. пути следует согласовать с организацией Министерства путей сообщения СССР (МПС).

II.4.4. Примыкание подъездного ж.д. пути допускается к станционным путям МПС и к путям промышленных предприятий.

II.4.5. Применение старогодних рельсов при строительстве путей и путей перекатки трансформаторов не допускается.

I2. ВОДОСНАБЖЕНИЕ, КАНАЛИЗАЦИЯ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОТВОД МАСЛА

I2.I. Хозяйственно-питьевое водоснабжение и канализация

I2.I.I. На ПС, имеющих постоянный дежурный персонал, и на ПС с дежурством на дому при расположении жилого дома вблизи ПС, следует предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к существующим сетям, а при отсутствии сетей – предусматривать простейшие очистные сооружения (септик, хлораторная, поля фильтрации, установки для полной биологической очистки или, водонепроницаемый выгреб) по согласованию с органами санитарного надзора.

При невозможности сооружения хозяйственно-питьевого водопровода допускается использование водозаборных скважин, шахтных колодцев.

I2.I.2. На ПС без постоянного дежурного персонала должны предусматриваться неутепленные уборные и шахтные колодцы.

I2.I.3. Если вода из колодцев непригодна для питья или ПС размещается в районах с глубиной промерзания грунтов более 2,0 м, а также с многолетнемерзлыми и скальными грунтами, необходимо предусматривать доставку воды передвижными средствами.

I2.I.4. При расположении ПС 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала в городах и на промышленных предприятиях вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м) в здании ОПУ должен предусматриваться водопровод и санитарно-технические блоки (душ, умывальник, унитаз).

На ПС без ОПУ водопровод и санитарно-технические блоки должны быть предусмотрены в помещении для приезжего оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала.

I2.I.5. При определении расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды следует учитывать для засушливых районов полив всей территории ПС за исключением территории ОРУ.

I2.2. Техническое водоснабжение

I2.2.I. Системы технического водоснабжения для нужд охлаждения СК следует проектировать, как правило, по оборотной схеме.

I2.2.2. Тип охладителя (градирни или брызгальные бассейны) выбирается с учетом климатических условий района размещения КС.

I2.2.3. Качество добавочной воды в системах технического водоснабжения должно исключать отложения карбоната кальция и магния в трубах охладителей и их коррозию. Для обеспечения этого условия при необходимости должна использоваться стабилизационная обработка воды.

I2.3. Противопожарные мероприятия

I2.3.I. Категория зданий и помещений КС по взрывопожаробезопасности определяется в соответствии с "Перечнем помещений и зданий энергетических объектов Минэнерго СССР с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности (№ 8002тм-тI)".

I2.3.2. Противопожарные мероприятия на ПС 35 кВ и выше должны предусматриваться в зависимости от отнесения их к группам I,II, или III, (таблица I) и выполняться в соответствии с требованиями "Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий" (РД 34.49.I0I-87).

Таблица I

Группа	Номинальное напряжение подстанций	Мощность установленных силовых трансформаторов
I	500 кВ и выше	любой мощности
	220 и 330 кВ	200 МВ.А и выше
	Закрытые подстанции	
	II0 кВ и выше	63 МВ.А и выше
II	220 и 330 кВ	от 40 МВ.А до 200 МВ.А
	II0 и I54 кВ	63 МВ.А и выше
III	220кВ	менее 40 МВ.А
	II0 и I54 кВ	менее 63 МВ.А
	35 кВ	любой мощности

I2.3.3. Оборудование зданий, помещений и сооружений средствами противопожарной автоматики следует предусматривать по отраслевому "Перечню зданий, помещений и сооружений предприятий Минэнерго СССР, подлежащих оборудованию установками автоматического пожаротушения и установками автоматической пожарной сигнализации", утвержденному в установленном порядке.

I2.3.4. На ПС промышленных предприятий, расположенных на их территории или в непосредственной близости от них, пожарные резервуары не предусматриваются при условии, если противопожарный водопровод предприятия обеспечивает требующийся расход воды.

I2.4. Отвод масла

I2.4.I. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

I2.4.2. Маслоотводы выполняются, как правило, закрытыми. В отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтвых вод и пр.) при специальном обосновании допускаются открытые маслоотводы при соблюдении следующих условий:

I2.4.2.I. при сооружении бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;

I2.4.2.2. трасса открытых маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее I0 м от маслонаполненной аппаратуры;

I2.4.2.3. сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник, как правило, закрытый, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

I2.4.3. Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных подстанций и ПС II0 кВ по блочным и мостиковым схемам) при условии его ограждения и обеспечения подъезда автотранспорта.

I2.4.4. Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100% масла, содержащегося в наибольшем трансформаторе, и 80% расчетного расхода воды от автоматического пожаротушения, с предусматриваемой сигнализацией наличия условно чистой воды, с выводом сигнала на щит управления.

На ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100% масла и 20% расчетного расхода воды из гидрантов.

I2.4.5. Для ПС 750 кВ рекомендуется размещать маслосборники вблизи маслонаполненного оборудования.

I2.4.6. Для закрытых ПС маслосборник, как правило, предусматривается за пределами здания.

I3. СРЕДСТВА ОБРАБОТКИ И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

I3.I. ПС должны оснащаться средствами передачи информации в объемах, предусмотренных действующими "Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах" с учетом задач, решаемых АСДУ энергосистемы и систем автоматического управления нормального и аварийного режима.

Средства передачи информации для ПС должны проектироваться на основании перспективных схем развития средств диспетчерского и технологического управления энергосистемой с учетом, при необходимости, реконструкции средств передачи информации прилегающей сети.

I3.2. Оборудование средств передачи информации на ПС с ОПУ рекомендуется размещать следующим образом:

I3.2.I. аппаратура ВЧ каналов по ВЛ, аппаратура уплотнения кабельных и радиорелейных линий, УКВ и КВ радиостанций, АТС, радиотрансляционный узел, аппаратура передачи данных и энергетический телеграф, а также устройства электропитания - в аппаратной связи;

I3.2.2. устройства телемеханики, диспетчерский коммутатор, пульт управления радиостанции, звукозаписывающие устройства и вводные и вводно-распределительные щиты электропитания - в помещении щита управления;

I3.2.3. специализированная аппаратура ВЧ каналов по ВЛ и тональных каналов для РЗА и ПА, аппаратура телемеханики для ПА - в помещениях совместно с соответствующими устройствами РЗА и ПА.

I3.2.4. аккумуляторные батареи для питания средств передачи информации на ПС с оперативным постоянным током - в общеподстанционной аккумуляторной или отдельном помещении, на ПС с оперативным переменным и выпрямленным током - в аппаратной связи (переносные аккумуляторы в специальных шкафах) или в отдельном помещении (стационарные аккумуляторы);

I3.2.5. электромашинные преобразователи - в отдельном помещении.

Допускается размещение: радиостанции и радиотрансляционного узла - в помещении щита управления ПС; устройств электропитания (выпрямители, преобразователи) - в отдельном помещении;

I3.2.6. При размещении УКВ и КВ радиостанций необходимо исключить влияние радиопомех от РУ.

I3.3. Оборудование средств передачи информации на ПС без ОПУ должно размещаться в специальных шкафах наружной установки или в отдельном помещении, предусмотренном для оперативного персонала и ремонтно-эксплуатационных нужд.

I3.4. На узловых и транзитных ПС 220 кВ и выше, на которых предусматривается организация узлов СДТУ энергосистем, при соответствующем обосновании допускается размещение оборудования средств передачи информации в отдельно стоящем здании узла связи.

I3.5. Помещения для установки оборудования средств передачи информации и их компоновка должны соответствовать "РУ по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем",

I3.6. Электропитание средств передачи информации на ПС должно осуществляться:

I3.6.I. основное электропитание - от сети собственных нужд переменного тока ПС;

I3.6.2. резервное электропитание - от аккумуляторных батарей оперативного тока 220В, через преобразователь на ПС с оперативным постоянным током или от аккумуляторных батарей напряжением 24 и 60 В на ПС с оперативным переменным и выпрямленным током.

В отдельных случаях допускается (при соответствующем обосновании) установка на ПС с оперативным постоянным током аккумуляторных батарей 24 и 60В.

Емкость аккумуляторных батарей, используемых для резервного электропитания средств передачи информации, должна быть достаточной для питания нагрузки в течение I ч - на ПС с двухсторонним питанием и в течение 2 ч - на ПС с односторонним питанием. При этом необходимо учитывать коэффициент одновременности использования средств связи.

На ПС 220 кВ и выше, на которых предусмотрены крупные узлы СДТУ энергосистем, для резервного электропитания средств передачи информации при соответствующем обосновании применяются автоматизированные дизель-электрические станции.

Классификация средств передачи информации по категориям электропитания определяется согласно "Руководящим указаниям по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления".

I3.7. ПС с постоянным дежурством оперативного персонала и ПС с ОПУ, обслуживаемые ОВБ, должны радиофицироваться от местного радиотрансляционного узла Министерства связи или другого ведомства. Радиофикации подлежат производственные помещения ПС.

I3.8. Для записи диспетчерских переговоров на ПС 330 кВ и выше должна предусматриваться установка звукозаписывающих устройств.

I3.9. На ПС с постоянным дежурством оперативного персонала для нужд технологического, эксплуатационного и ремонтного обслуживания в пределах территории ПС должна быть предусмотрена установка телефонных аппаратов, включенных в АТС, или диспетчерские коммутаторы ПС, в следующих местах:

I3.9.I. в производственных помещениях ОПУ и зданий вспомогательного назначения;

I3 9.2. на территории ОРУ;,

I3.9.3. в ЗРУ;

I3.9.4. в проходной ПС.

Количество телефонных аппаратов и конкретные места их установки определяются местными условиями.

I3.I0. На узловых ПС 220 кВ и выше с постоянным дежурством оперативного персонала должна предусматриваться громкоговорящая поисковая связь с установкой на территории ОРУ и ЗРУ громкоговорителей, включенных в радиотрансляционный узел ПС.

На ПС, оборудованных охранной сигнализацией по периметру ПС, организуется громкоговорящая связь с проходной ПС.

I3.II. Устройства и аппаратура связи, устанавливаемые на ПС, и кабели внешней связи, выходящие за территорию ПС, подлежат защите от опасных напряжений и токов.

I4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС В СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНАХ

I4.I. При выборе оборудования, устанавливаемого на ПС, необходимо использовать в первую очередь оборудование в сейсмическом исполнении.

I4.2. При выборе площадки ПС необходимо в числе сравниваемых вариантов иметь площадку с I или, в крайнем случае, II категорией грунта по сейсмическим свойствам.

I4.3. Трансформаторы напряжением 35 кВ и выше должны устанавливаться на фундаменты непосредственно днищем с креплением к закладным элементам фундамента для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях при расчетных сейсмических воздействиях.

I4.4. Гибкую ошиновку ОРУ следует выполнять так, чтобы выбранное значение стрелы провеса провода исключало поломку аппаратов при их максимально возможном отклонении. Применение гибкой ошиновки предпочтительнее жесткой (исключение - подстанции типа КТПБ).

I4.5. Жесткая ошиновка РУ 35 кВ и выше должна иметь элементы компенсации, допускающие возможность отклонения аппаратов без их поломки.

I4.6. Выводы низшего напряжения трансформаторов и другого электрооборудования следует соединять с жесткой ошиновкой через гибкие вставки.

I4.7. При выборе оборудования в РУ и его компоновке следует стремиться к снижению центра тяжести этого оборудования. В случае применения разрядников 220 кВ следует выбирать тот тип разрядника, который конструктивно состоит из двух колонок на фазу.

Следует стремиться к снижению высоты конструкции, на которой установлено оборудование, в том числе, отдавая предпочтение наземной установке с ограждением.

I4.8. При установке оборудования на нескольких стойках выполнять жесткие связи между верхними частями этих стоек.

I4.9. При применении высокочастотных заградителей использовать подвесной способ их установки.

I4.I0. При проектировании аккумуляторной батареи должны быть приняты меры по закреплению конструкций стеллажей, а также по фиксации аккумуляторов на стеллажах от подвижек. В целях предотвращения расплескивания электролита рекомендуется применять аккумуляторные батареи типа СН, либо другие аккумуляторы закрытого типа.

I4.II. При использовании типовых проектов, предназначенных для несейсмичных районов, следует осуществлять проверку устойчивости оборудования и конструкций при соответствующих данному региону сейсмических воздействиях путем выполнения расчетов и, в случае необходимости, выполнять мероприятия по увеличению устойчивости.

I4.I2. При составлении технической документации по проектируемой ПС предусмотреть аварийный запас оборудования в объеме соответствующих нормативов, обеспечивающий замену поврежденного оборудования в сжатые сроки.

Приложение I

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ И МЕТОДИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

I. Правила устройства электроустановок (изд.6-е), М., "Энергоатомиздат", I985.

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., "Энергоатомиздат", I989.

3. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М., "Энергоатомиздат", I987.

4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций (407-03-456.87)., М., ин-т "Энергосетьпроект", I987.

5. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.5I.IOI-90, М., СПО "Союзтехэнерго", I990.

6. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. РД 34 49.IOI-87. М.Минэнерго СССР, I987.

7. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов (№ 8080тм-тI) М., ин-т "Энергосетьпроект", I989.

8. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ (ТИ 34-70-070-87), М., СПО "Союзтехэнерго", I988.

9. Руководство по выбору и согласованию площадок понижающих подстанций 35 кВ и выше (№ II599тм-тI), М., ин-т "Энергосетьпроект", I989.

9А. Указания по проектированию грозозащиты ПС напряжением 35 кВ и выше (№ 9504тм-тI). М:, ин-т "Энергосетьпроект", I979.

I0. Руководящие указания по проектированию подстанций с высшим напряжением 35-500 кВ в северных труднодоступных районах (№ 7775тм-тI). М., ин-т "Энергосетьпроект", I987.

II. Рекомендации по проектированию закрытых ПС (№ I2909 тм-тI) М., ин-т "Энергосетьпроект", I988.

I2. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и ПС напряжением 3-750 кВ переменного тока (№ 2740 тм-тI). М., ин-т "Энергосетьпроект", I987.

I3. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем(№ 9484тм-т6)., М., ин-т "Энергосетьпроект",I98I.

I4. ГОСТ I2.I.002-84. Электрические поля промышленной частоты.

I5. ГОСТ I2.4.I54-85. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты.

I6. Методические указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах II0-500 кВ, МУ 34-70-I63-87 М., СПО "Союзтехэнерго", I987.

I7. Директивное указание № 23-I2/I-79.

По предотвращению повреждений электромагнитных трансформаторов напряжения II0-500 кВ в условиях феррорезонанса, ин-т "Энергосетьпроект", I979.

I8. Перечень помещений и зданий энергетических объектов Минэнерго СССР с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности (№ 8002тм-тI), М., ин-т "Энергосетьпроект", I989.

I9. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах. М., СПО "Союзтехэнерго", I98I.

20. Руководящие указания по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем (№ II600тм). М., ин-т "Энергосетьпроект", I987.

2I. Руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления (№ II6I9тм). М., ин-т "Энергосетьпроект", I987.

22. СНиПы

23. Руководящие указания по проектированию масляного хозяйства подстанций (№ I2404тм-тI). М., ин-т "Энергосетьпроект", I990.

24. Основные положения по созданию АСУТП ПС II0 кВ и выше. Состав задач АСУ ТП различных классов ПС (№ I2289тм-тI). I989, ин-т "Энергосетьпроект", М.

25. Основные положения по созданию АСУ ТП подстанций напряжением 35-II50 кВ М., СПО "Союзтехэнерго" I99I.

26. Правила устройств и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М., Недра, I989.

27. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. М., Металлургия, I983.

28. Указания по областям применения различных видов оперативного тока на ПС II0 кВ и выше (№ I3906тм-тI). М., ин-т "Энергосетьпроект", I990.

29. Руководящие указания по релейной защите.

30. Сборник руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР (электротехническая часть). Издание четвертое.

3I. Временные рекомендации по ограничению импульсных и в.ч. помех во вторичных цепях устройств... М., Ин-т 'Энергосетьпроект", НиТМ № 35/9-83.

Приложение 2

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПУЭ	– Правила устройства электроустановок
ПС	– подстанция
РУ	– распределительное устройство
ЗРУ	– закрытое РУ
ОРУ	– открытое РУ
КРУ	– комплектное РУ
КРУН	– КРУ, предназначенное для наружной установки
КРУЭ	– КРУ, с применением элегазового оборудования
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ВН	– высшее напряжение
СН	– среднее напряжение
НН	– низшее напряжение
РПН	– устройство регулирования напряжения под нагрузкой
КЗ	– короткое замыкание
СК	– синхронный компенсатор
АПВ	– автоматическое повторное включение
ОАПВ	– однофазное АПВ
АВР	– устройство автоматического ввода резерва
НКФ	– тип трансформатора напряжения
ПДЭ, ШДЭ	– комплексы устройств релейной защиты на микроэлектронной элементной базе
ПЭС	– предприятие электрических сетей
РЭС	– район электрических сетей
РЭБ	– ремонтно-производственная база
РЭП	– ремонтно-эксплуатационный пункт
ДП	– диспетчерский пункт
ОВБ	– оперативно-выездная бригада
ОРБ	– оперативно-ремонтная бригада
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления
ЗВН	– здание вспомогательного назначения
ТЭС	– теплоэлектростанция

АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
ВЧ	– высокочастотный (канал)
УКВ	– ультракоротковолновая (радиостанция)
КВ	– коротковолновая (радиостанция)
АТС	– автоматическая телефонная станция
СДТУ	– средства диспетчерского и технологического управления
ПОС	– проект организации строительства
ПА	– противоаварийная автоматика
АСДУ	– автоматическая система диспетчерского управления
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты, мощности
АРН	– автоматическое регулирование напряжения

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ И НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
«ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ 35-750 КВ

РАЗДЕЛ 15

ОХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

МОСКВА
1993

Разработан: проектно-изыскательским и научно-исследовательским институтом энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» в 1993 году.

Исполнитель: **Мурашко Н. В.**

Согласован: Управлением пожарной безопасности и военизированной охраны Министерства топлива и энергетики Российской Федерации — начальник **Назаревский Н. С.** и Департаментом электросетей Российского акционерного общества «ЕЭС России» — начальник **Никитин О. А.**

Утвержден: Департаментом электроэнергетики Министерства топлива и энергетики Российской Федерации 10 сентября 1993 года — руководитель **Новожилов И. А.**

Вводится в действие: с 01 декабря 1993 года.

РАЗДЕЛ 15: ОХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

15.1. Территория ПС должна ограждаться. Ограждение территории ПС напряжением 35-750 кВ должно выполняться высотой не менее 2,4 м.

Ограда должна быть сплошной (предпочтительно из ж/б конструкций), по верху ограды устанавливается козырек из 3-х нитей колючей проволоки с наклоном во внутрь территории ПС. Проволока может не предусматриваться, если вместо нее монтируются элементы периметральной охранной сигнализации.

15.2. Ограждение территории ПС должно иметь сплошные металлические ворота и калитки, конструкция которых не должна позволять свободно преодолевать их. Ворота и калитки должны закрываться на внутренний замок.

15.3. Входные наружные двери всех помещений ПС 35-750 кВ следует выполнять металлическими и оборудованными внутренними замками.

15.4. Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума, особенно на ПС без постоянного дежурного персонала, т. е. без персонала, осуществляющего дежурство 24 часа в сутки (круглосуточно).

Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях и сооружениях ПС 35-750 кВ:

— в ЗРУ на ПС без постоянного дежурного персонала;

— на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с оградой ПС;

— в кабельных этажах и шахтах;

— в складских помещениях.

В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками. Окна второго и более вы-

соких этажей рекомендуется выполнять из армированного стекла или стеклоблоков.

В случае выполнения остекления окон второго этажа из обычного стекла они должны иметь решетки.

15.5. Периметральная охранная сигнализация предусматривается на:

— ПС 500-750 кВ;

—на особо важных ПС 220-330 кВ* и на ПС 220-330 кВ с числом присоединений (линейных и трансформаторных) на высшем напряжении 5 и более.

Применение периметральной охранной сигнализации допускается также на ПС 35-330 кВ помимо перечисленных выше.

15.6. Охранное освещение по периметру ПС предусматривается на ПС, имеющих периметральную охранную сигнализацию, а также на всех ПС с постоянным дежурным персоналом. Включение охранного освещения по периметру ПС осуществляется вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации. Охранное освещение должно обеспечивать освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения не менее 0,5 лк.

15. 7. Военизированная охрана должна применяться на подстанциях 500-750 кВ, а также на особо важных ПС 220-330 кВ, которые в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации являются базовыми для группы ПС.

На таких ПС предусматривается:

— как правило, один пост военизированной охраны общей численностью 7 человек, включая начальника охраны: на ПС, имеющих два постоянно действующих автотранспортных въезда, может быть предусмотрено два поста военизированной охраны с общей численностью 13 человек (в том числе один начальник охраны);

— здание проходного пункта, расположенное у основных въездных ворот на ПС и содержащее вестибюль с тамбуром, комнаты для контролера и хранения оружия, санузел, проходной пункт должен быть оснащен внутренней телефонной связью со щитом управления ПС и ручным включением внешнего звукового сигнала.

*/ К особо важным ПС 220-330 кВ относятся узловые ПС и ПС, которые в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации являются базовыми для группы ПС.

15.8. Пешеходная тропа шириной не менее 1 м предусматривается на ПС, имеющих военизированную охрану, она располагается с внутренней стороны ограждения.

15.9. Оборудованию охранной сигнализацией помещений ПС без постоянного дежурного персонала подлежат: входные наружные двери первого и других этажей, а также оконные проемы и форточки первого этажа ОПУ, ЗРУ, коридоров обслуживания КРУН, насосных станций, компрессорных, аккумуляторных, зданий вспомогательного назначения, складских помещений.

На ПС с постоянным дежурным персоналом охранную сигнализацию допустимо выполнять в меньшем объеме в первую очередь за счет ее отказа в помещениях, где располагается дежурный персонал.

Охранная сигнализация помещений ПС должна осуществлять контроль:

— контроль закрытого состояния входных наружных дверей, а также оконных фрамуг и форточек помещений ПС;

— целостности оконных стекол;

— целостности дверных и оконных проемов;

— закрытого состояния въездных ворот и калиток.

15.10. Сигналы срабатывания от периметральной охранной сигнализации и от охранной сигнализации помещений ПС передаются:

— для ПС, имеющих военизированную охрану — на проходной пункт;

— для ПС, не имеющих военизированной охраны, но с постоянным дежурным персоналом — на щит управления ПС;

— для ПС с дежурством персонала менее 24 часа в сутки — на диспетчерский пункт РЭС или ПЭС по каналам телемеханики, а также на щит управления ПС;

— для ПС 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала — на диспетчерский пункт РЭС или ПЭС по каналам телемеханики;

— для ПС с дежурством на дому — на щит управления ПС и в производственно-жилой дом.

Передача сигнала по каналам телемеханики должна сопровождаться на ПС срабатыванием указательного реле, фиксирующего действие охранной сигнализации.

При срабатывании охранной сигнализации помещений и периметра ПС должно быть предусмотрено периодическое включение внешнего звукового сигнала.

15.11. Передача сигнала срабатывания охранной сигнализации на пульт вневедомственной охраны рекомендуется для ПС без постоянного дежурного персонала при наличии экономического обоснования и заключения соответствующих договорных соглашений.

15.12. На ПС рекомендуется предусматривать телефонную связь с ближайшим населенным пунктом, имеющим отделение (подразделение) связи с АТС.

15.13. На ПС 500-750 кВ рекомендуется использование телевизионных устройств в местах установки трансформаторов, реакторов и на территории ОРУ, а в отдельных случаях и для контроля внешнего ограждения. Расстановка приемных видеоконтрольных устройств определяется при конкретном проектировании.

15. 14. В целях исключения слива масла посторонними лицами из силовых трансформаторов и реакторов целесообразно на сливном вентиле устанавливать заглушку, закрепленную болтами и контролируемую охранной сигнализацией с действием, аналогичным охранной сигнализации помещений.

15.15. Переговорное устройство у въездных ворот для осуществления связи со щитом управления и дистанционное отпирание калитки или ворот рекомендуется на ПС с дежурным персоналом, не имеющих проходного пункта и охраны.

15.16. Конструкция ввода и вывода кабелей, водопровода и канализации на территорию ПС должна исключать проникновение на ПС посторонних лиц.

ДОПОЛНЕНИЕ

к Приложению 1 «Перечень нормативных и методических документов» Норм технологического проектирования подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ (Издание 4-е).

32. Постановление Правительства РФ от 14. 08. 92 № 587 «Вопросы частной детективной и охранной деятельности».

Приложение «Перечень объектов, подлежащих государственной охране».

33. Инструкция по проектированию комплекса ИТСО (инженерно-технических средств охраны) на предприятиях Минэнерго СССР. ВСН-03-77.

34. Приказ Минэнерго СССР от 12. 07. 91 г. № 192 «Об утверждении Руководства по организации ведомственной вооруженной охраны объектов Минэнерго СССР».

35. Приказ Минэнерго СССР от 15. 05. 91. г. № 151 «Об утверждении Положения о ведомственной вооруженной охране Минэнерго СССР».

gost.e-ecolog.ru