

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ОТКРЫТОГО ТИПА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
СЕТЕВЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

АО РОСЭП

**РУКОВОДЯЩИЕ
МАТЕРИАЛЫ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
СЕЛЬСКОГО
ХОЗЯЙСТВА**

Май

Москва 1998

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

02. Линии электропередачи

ИММ N 02.08-98 от 10.03.98

Об изменении п.6 табл.1 "Рекомендаций по проектированию
пересечений ВЛ 6-10 и 35 кВ с ж.д....."3

ИММ N 02.10-98 от 10.03.98

О рабочей документации ж/б опор ВЛ 0,4 и 10 кВ
со штыревыми изоляторами.....4

03.Подстанции

ИММ N 03.12-98 от 17.03.98

О выпуске ЗАО ВЗВА комплектов электрооборудования
для закрытых ТП 10/0,4 кВ типа ЗТП.С.10.....5

04. Средства диспетчерского и технологического управления

ИММ 04.01-98 от 17.03.98

Предложения по автоматизации и телемеханизации распределителей.....11

06. Сметно-нормативные материалы

ИММ N 06.01-98 от 12.02.98

О ценах на электрооборудование.....38

07. Общие вопросы

ИММ N 07.05-98 от 17.03.98

О внесении изменений и дополнений в ПУЭ (шестое издание).....55

ИММ N 07.06-98 от 17.03.98

О заказе книги "Правила устройства электроустановок.....61

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов**

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

10.03.98

02.08-98

N

Москва

Об изменении п.6 табл.1
"Рекомендаций по проектированию пересечений
ВЛ 6-10 и 35 кВ с ж.д.."

В "Рекомендациях по проектированию пересечений ВЛ 6-10 и 35 кВ с инженерными сооружениями, естественными и водными преградами. Номограммы и графики для механического расчета проводов. Примеры расчета", опубликованных в N 10 РУМ-97, пункт 6 таблицы 1, графа 6 (стр.43) следует читать : "Расстояние от провода ВЛ до головки рельса 7,5 м, при обрыве провода в смежном пролете 6 м".

Зам. Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

10.03.98

02.10-98

N

Москва

О рабочей документации
железобетонных опор ВЛ 0,4 и 10 кВ
со штыревыми изоляторами

Сообщаем для сведения и руководства при проектировании, строительстве и реконструкции ВЛ 10 кВ, что АО "РОСЭП" разработал и утвердил следующие проекты в качестве дополнения к типовой серии 3.407.1-143 :

1. "Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ со штыревыми изоляторами" арх. N ЛЭП98.01.
2. "Железобетонные стойки опор ВЛ 10 кВ для неагрессивных и агрессивных сред", арх. N ЛЭП98.02.

С выпуском указанных проектов альбомы 1 и 2 арх. N 10.0173 отменяются как устаревшие.

В проекте арх. N ЛЭП98.01 уточнены конструкции промежуточных опор ВЛ 10 кВ, закрепления в грунте опор анкерного типа, марки и сечения проводов, марки штыревых изоляторов и полиэтиленовых колпачков и внесены изменения в металлоконструкции опор ВЛ.

В проекте арх. N ЛЭП 98.02 даны рабочие чертежи предварительно напряженных железобетонных вибрированных стоек марок СВ105-3.6, СВ105-5 и СВ110-3,5 для неагрессивных сред и специальных стоек СВ105-3.6-IV, СВ105-5-IV и СВ110-3,5-IV для агрессивных сред.

Проекты арх. N ЛЭП98.01 и ЛЭП98.02 распространяет АО "РОСЭП" (111395, г. Москва, Аллея 1-ой Маевки, 15).

Одновременно сообщаем, что АО "РОСЭП" распространяет проект серии 3.407.1-177 "Железобетонные опоры ВЛ 0,38 кВ для тяжелых климатических условий".

В указанном проекте разработаны промежуточные и анкерно-угловые опоры ВЛ 0,38 кВ нормального и повышенного габарита на базе железобетонных стоек СВ105-3.6, СВ105-5, СВ110-3.5 для подвески алюминиевых проводов сечением до 95 мм и сталеалюминиевых проводов сечением до 50 мм.

Все типы опор разработаны для применения в I-IV ветровых районах и для всех районов по гололеду с нормативной толщиной стенки гололеда до 50 мм.

В I-IV районах по гололеду расчетные пролеты в данном проекте значительно превышают пролеты, предусмотренные в серии 3.407.1-136.

Зам. Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов**

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

17.03.98

03.12-98

N _____

Москва

**О выпуске ЗАО "ВЗВА" комплектов
электрооборудования для закрытых
ТП 10/0,4 кВ типа ЗТП.С.10**

Публикуем информацию о выпуске ЗАО "ВЗВА" г.Великие Луки комплектов электрооборудования и конструкций для закрытых ТП 10/0,4 кВ серии ЗТП.С.10.

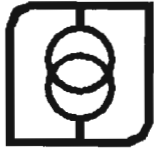
По сообщению завода, письмо N 3-05/6-07 от 26.02.98, "КЭ" для ЗТП.С.10 по схемам 1Т2В, 1Т2К и 2Т2В завод может изготовить и поставить с IV кв. 1998 г., по схемам 1Т1В, 1Т1К и 2Т2К - со II кв. 1998 г.

Типовые проекты указанных закрытых ТП 10/0,4 кВ можно приобрести в АО РОСЭП по бланк-заказу ПС-98.

Приложение : упомянутое.

Зам. Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков



ЗАО "Великолукский завод
высоковольтной аппаратуры "ВЗВА"

ЗАО "ВЗВА" предлагает :
комплекты электрооборудования и конструкций
для сооружения надежных и долговечных
ЗАКРЫТЫХ

**ТРАНСФОРМАТОРНЫХ
ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 кВ**

повышенной заводской готовности мощностью
от 100 до 400 кВА с воздушными и кабельными
вводами линий сельского типа ЗТП.С.10



Достоинства :

- Надежны, удобны и безопасны в эксплуатации
- Возможно применение для различных условий подключения к сети (тупиковые, проходные, одно и двухтрансформаторные);
- Обеспечивается повышенная заводская готовность (заводом поставляется полностью все оборудование и конструкции);
- Значительно (в несколько раз) выше срок службы, чем у КТП в металлических корпусах;
- Стоимость подстанции значительно ниже, чем у закрытых ТП городского типа (В42-400, К42-630 и др.).

**СЕЛЬСКИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
СЕТИ**

Комплекты электрооборудования для закрытых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ мощностью от 160 до 400 кВА сельского типа ЗТП.С-10 с воздушными и кабельными вводами линий

За последнее время увеличился спрос на трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ закрытого типа, предназначенные для городских и сельских электрических сетей.

Как показал опыт эксплуатации, комплектные трансформаторные подстанции наружной установки имеют существенные недостатки :

- КТП недолговечны, имеют небольшой срок службы (практически не более 7-8 лет).
- В неутепленном металлическом корпусе КТП имеют место частые повреждения оборудования : низковольтных автоматов, предохранителей, рубильников, высоковольтных предохранителей и др.
- КТП обслуживаются снаружи, что затрудняет их эксплуатацию в плохую погоду, зимой и т.д.

Применяемые в сельских сетях закрытые ТП городского типа В-42-400 с воздушными вводами дороги, громоздки, трудоемки, оборудование РУ 10 кВ расположено на втором этаже, что значительно затрудняет его эксплуатацию и ремонт.

В целях решения затронутой проблемы, касающейся подстанций 10/0,4 кВ мощностью от 160 кВА и выше нашим заводом освоено производство комплектного электрооборудования для серии закрытых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, предназначенных для применения в сельских электрических сетях.

Подстанции ЗТП.С-10 (сельского типа) имеют следующие достоинства :

ТП предусматриваются закрытого исполнения.

Все оборудование размещено внутри здания, что позволяет повысить надежность работы оборудования и обеспечить удобное и безопасное обслуживание подстанции при плохой погоде, зимой и т.д.

Срок службы ЗТП и размещенного в нем основного оборудования в несколько раз превышает срок службы КТП наружной установки в металлическом корпусе, (40-50 лет вместо 5-8 лет).

Подстанцию, с точки зрения безопасности и допустимого уровня шума, можно располагать в густозастроенных поселках вблизи жилых домов, клубов, детских лагерей, садовых домиков и т.д., т.е в центре нагрузки.

Принятые в проектах схемы электрических соединений и компоновки оборудования ЗТП позволили выполнить РУ 10 кВ и 0,4 кВ компактными, небольших размеров, благодаря чему оказалось возможным здание разработать малогабаритным простейшей конструкции.

Для хозяйств, которые ведут массовое сооружение построек в сельской местности сооружение здания не вызовет особых затруднений.

При необходимости такое здание может быть сооружено из местных материалов и строительных конструкций.

ЗТП.С-10 можно применять для различных условий присоединения их к сети 10 кВ (типиковые или проходные) и степени надежности (с одно и двусторонним питанием, одно и двухтрансформаторные).

Очень важно то, что все оборудование, электротехнические устройства и строительные конструкции (двери, ворота, жалюзи, кронштейны и т.п.), входят в комплект поставляемого заводом оборудования.

Возможна замена оборудования (силового трансформатора, низковольтного шкафа, предохранителей и др.) на оборудование другой мощности типа и других заводоизготовителей без каких-либо переустройств ТП.

Назначение и условия эксплуатации подстанции.

Закрытые трансформаторные подстанции предназначены для применения в сельских воздушных и кабельных электрических сетях.

- Высота сооружения ЗТП над уровнем моря не более 1000 м.

- Тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69. Нижнее значение температуры окружающего воздуха минус 40° С, верхнее - плюс 40° С.

Окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов в концентрациях, снижающих уровень изоляции оборудования и разрушающих материалы.

- Сейсмичность - до 6 баллов.

Основные параметры.

Мощность силового трансформатора, кВА	160	250	400
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10 (6 кВ по спецзаказу)		
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	12		
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4		
Предельный ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	6,3		
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, (наибольший пик), кА	16		
Уровень изоляции по ГОСТ 1516-76	Нормальная		
Номинальный ток плавких вставок высоковольтных предохранителей, А на стороне 10 кВ	20	31,5	50,0
Номинальный ток РУНН, А	250	400	630
Число отходящих линий	от 3х	до 9ш	

Схемы и конструкция

На стороне ВН силовой трансформатор присоединяется к шинам через разъединитель и предохранители. Линии присоединяются через выключатели нагрузки.

Линии 0,4 кВ присоединяются к сборным шинам через автоматические выключатели. В схеме предусматриваются : защита от однофазных коротких замыканий на нулевой провод, защита от неполнофазных режимов, автоматическое управление уличным освещением.

Все оборудование подстанции размещается внутри помещений, в отсеках силового трансформатора РУ 10 и 0,4 кВ.

Выводы линий 10 и 0,4 кВ могут быть воздушными и кабельными.

ЗТП оборудуется соответствующими блокировками, обеспечивающими безопасное обслуживание.

Здание подстанции отдельностоящее, одноэтажное, простейшей конструкции. Несущие стены из кирпича, фундаменты из стандартных бетонных блоков.

Электрооборудование, установочные и основные конструкции для ЗТП.С-10 поставляются в полном комплекте ("КЭ").

Тип и схема	Число тр-ров	Число подключаемых линий	Исполнение вводов 10 кВ
ЗТПС-10-1Т1В	1	1	ВОЗДУШНОЕ
ЗТПС10-1Т1К	1	1	КАБЕЛЬНОЕ
ЗТПС10-1Т2В	1	2	ВОЗДУШНОЕ
ЗТПС10-1Т2К	1	2	КАБЕЛЬНОЕ
ЗТПС10-2Т2В	2	2	ВОЗДУШНОЕ
ЗТПС10-2Т2К	2	2	КАБЕЛЬНОЕ

В комплект "КЭ" входят :

Камеры РУ 10 кВ

Низковольтный щит

Установочные конструкции

Блокировочные устройства

Двери (ворота)

Жалюзи

Изоляционная подставка

Заградительный барьер

Силовой трансформатор (по отдельному согласованию)

Завод - изготовитель ЗАО "ВЗВА" (г.Великие Луки)

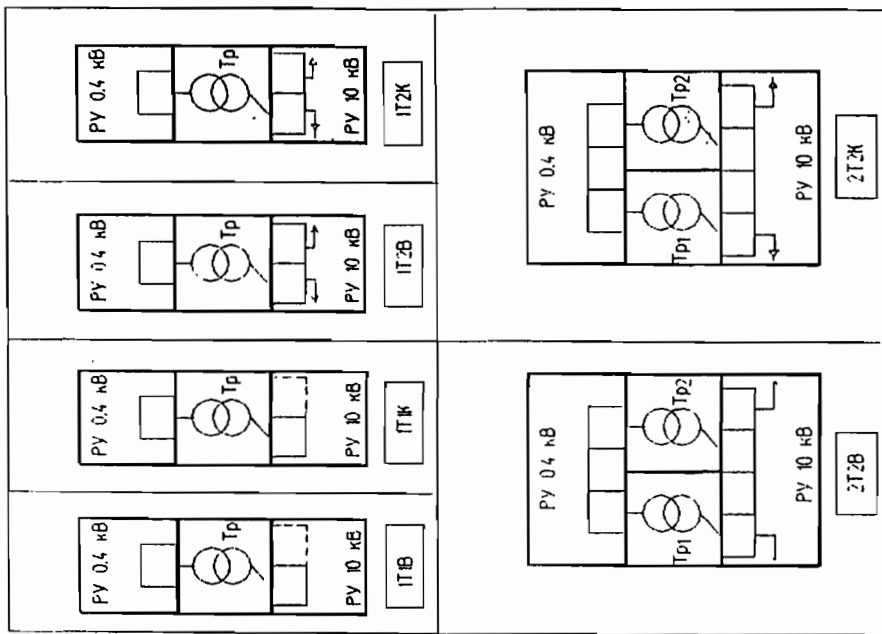
Адрес : 182100, г. Великие Луки, Псковской обл., пр-т Октябрьский, д.79. Тел.(81153) 5-17-93

Сооружение подстанции 10/0,4 кВ рекомендуется выполнять по типовым проектам, разработанным АО РОСЭП (Сельэнергопроект).

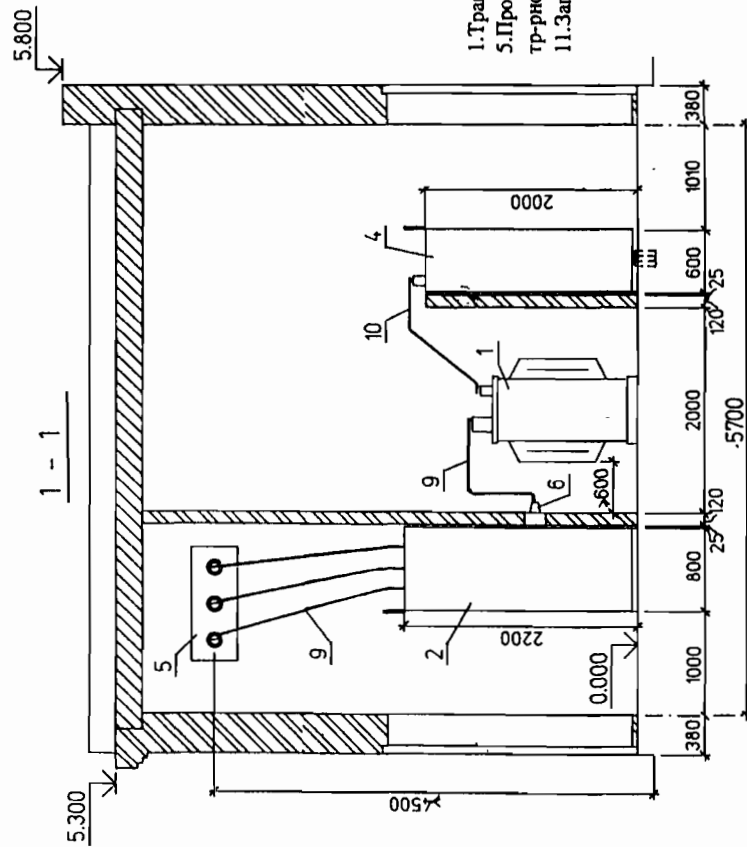
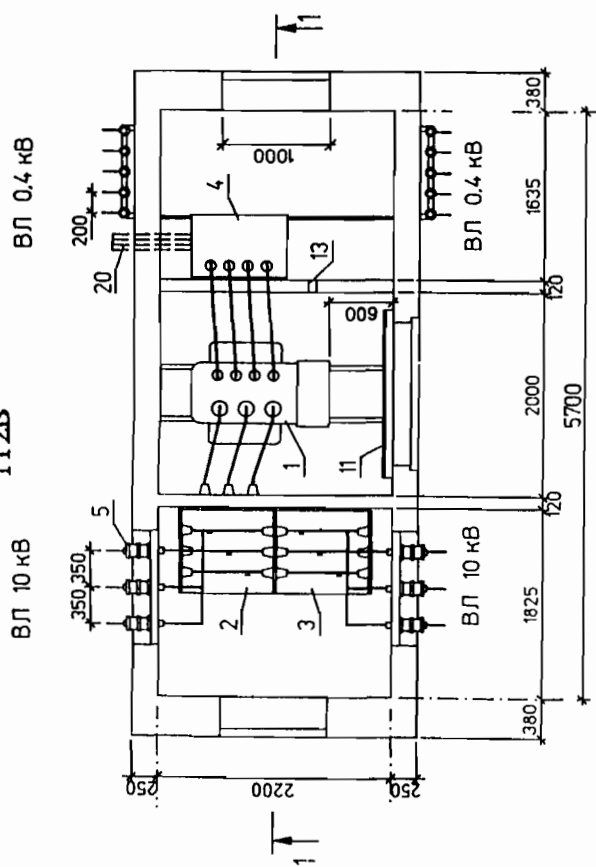
Адрес : 111395, Москва, Аллея Первой Маевки, 15.

Тел. 374-71-00.

Сетка компоновок серии подстанции ЗТП.С.10



План
ITZB



1. Трансформатор. 2 и 3. Камеры КСО 10 кВ. 4. Низковольтный щит.
5. Проходные линейные изоляторы 10 кВ. 6. Проходные изоляторы тр-рного ввода 10 кВ. 7 и 8. Двери и ворота. 9 и 10. Шины 10 и 0.4 кВ.
11. Заградительный барьер. 12. Трубы. 13. Смотровое отверстие.

Закрытые ТП 10/0,4 кВ типа ЗТП.С.10 мощностью 160-400 кВА.

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов**

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

17.03.98

04.01-98

N _____

Москва

**Предложения по автоматизации
и телемеханизации распределительных сетей**

Публикуем для сведения проектных и эксплуатационных организаций работу института "Предложения по автоматизации и телемеханизации распределительных электрических сетей на основе выбора оптимальных каналов связи, средств телемеханики и вычислительной техники".

- Раздел 1. Район электрических сетей как объект управления и автоматизации.
- Раздел 2. Рекомендации по выбору объема информации с объектов 6-10 кВ и трансформаторных подстанций 35-110 кВ, находящихся в управлении РЭС.
- Телефон для справок 374-66-10, ГИП Чирков Г.С.

Приложение : упомянутое.

Зам. Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

1. РАЙОН ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КАК ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

В состав каждого АО-энерго входят в качестве структурных единиц предприятия электрических сетей (ПЭС), осуществляющие эксплуатационное обслуживание и оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями.

Районы электрических сетей (РЭС) являются производственными подразделениями предприятий электрических сетей, обеспечивающих электроснабжение потребителей, осуществляющих техническое ремонтно-эксплуатационное обслуживание и оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями и энергообъектами 0,4-110 кВ на обслуживаемой ими территории, осуществляющих контроль за соблюдением потребителями установленных планов и режимов электропотребления.

Как правило, границы РЭС устанавливаются в пределах административных районов.

Показатели эффективности управления районами электрических сетей определяются принятой формой эксплуатационного обслуживания.

Оперативное, техническое обслуживание групп электроустановок (линий электропередачи 35 кВ и выше, подстанции 35 кВ и выше, распределительных сетей 0,4-10 кВ) может осуществляться по трем формам организации - функциональной, территориальной и смешанной.

При функциональной форме организации оперативное, техническое обслуживание и ремонт каждой группы электроустановок осуществляется соответствующей производственной службой предприятия электросетей. При функциональной форме оперативного обслуживания всех трех групп электроустановок районы электрических сетей не создаются.

При территориальной форме организации оперативное, техническое обслуживание и ремонт одной или нескольких групп электроустановок осуществляется районами электрических сетей.

При смешанной форме организации, техническое обслуживание и ремонт групп электроустановок или их части может осуществляться, как по территориальной, так и по функциональным формам.

Выбор формы организации оперативного, технического обслуживания и ремонта осуществляется в зависимости от местных условий предприятий электрических сетей.

В качестве основных применяются следующие формы организации оперативного, технического обслуживания и ремонта по группам электроустановок:

Распределительные сети 0,4-10 кВ - территориальная.

Подстанции 35 кВ и выше:

- оперативное и техническое обслуживание - территориальная или смешанная;
- ремонт - функциональная.

Линии электропередачи 35 кВ и выше - функциональная.

Виды оперативного и технического обслуживания подстанций 35 кВ и выше и распределительных сетей 0,4-10 кВ могут быть следующими:

- оперативное обслуживание подстанций 35 кВ и выше - местным оперативным персоналом;
- оперативное и техническое обслуживание подстанций 35 кВ и выше - оперативно-выездными бригадами (ОВБ ПС);
- оперативное и техническое обслуживание распределительных сетей 0,4-10 кВ и подстанций 35-110 кВ - оперативно-выездными бригадами (ОВБ РС и ПС);
- оперативное и техническое обслуживание распределительных сетей 0,4-10 кВ - оперативно-выездными бригадами (ОВБ РС);
- оперативное обслуживание распределительных сетей 0,4-10 кВ - оперативно-выездными бригадами (ОВБ РС);

Оперативное обслуживание подстанций 750-500 кВ и мощных системных подстанций 330-220 кВ осуществляется круглосуточно двумя электромонтерами в смене. Для подстанции 500 кВ без выключателей на стороне ВН допускается дежурство одного электромонтера в смене. Обслуживание остальных подстанций 330-220 кВ и мощных системных подстанций 110 кВ осуществляется круглосуточно одним электромонтером в смене.

При возможности размещения диспетчерского пункта РЭС на подстанциях 35-220 кВ осуществляется совмещение диспетчерских функций по РЭС с оперативным обслуживанием подстанции.

Количество подстанций 35 кВ и выше, оперативное обслуживание которых осуществляется круглосуточно, как правило, не превышает 15% общего количества подстанций в ПЭС.

Оперативное обслуживание подстанций 35-110 кВ с дежурством на "дому" осуществляется только на подстанциях 35-110 кВ, которые отдалены от других на расстояние более 30 - 40 км. С дежурством на "дому", как правило, обслуживается не более 25% от общего количества подстанций 35 кВ и выше по энергосистеме.

Оперативное и техническое обслуживание подстанций 35-110 кВ питающих, в основном, сельскохозяйственных потребителей, производят оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции совместно с распределительными сетями 0,4-10 кВ (ОВБ РС и ПС). Как правило, этой

формой обслуживания в энергосистеме осуществляется не менее 40% общего количества подстанций 35 кВ и выше.

Оперативное и техническое обслуживание подстанций 35-110 кВ и ПС 220 кВ с отделителями и короткозамыкателями, расположенных в промышленных районах, призывают оперативно-выездные бригады, обслуживающие только подстанции (ОВБ ПС).

Количество подстанций 35-220 кВ, закрепляемых за ОВБ ПС, должно обеспечить проезд между наиболее удаленными подстанциями за время, не превышающее 1 час.

В районах электросетей могут формироваться группы подстанций. Группа ПС формируется, как правило, на базе 8-12 ПС 35 кВ и выше с объемом обслуживания 800 усл. ед. и более. Радиус обслуживания группы ПС в границах РЭС (30-50 км).

В отдельных случаях, когда объемы обслуживания распределителей менее 2,0 тыс. усл. ед., могут организовываться участки электрических сетей (УЭС), выполняющие функции РЭС с непосредственным подчинением ПЭС. В составе крупных РЭС (4,0 тыс. усл. ед. и более) возможна организация участков электрических сетей с объемом обслуживания 1,0- 1,5 тыс. усл. ед., размещаемые на РЭП при ПС 35 кВ и выше (либо в крупном населенном пункте района).

Оперативно-диспетчерское управление в ПЭС является многоуровневым. Для осуществления оперативно-диспетчерского управления электрическими сетями организуются диспетчерские пункты:

- диспетчерский пункт ПЭС (ДП ПЭС);
- диспетчерский пункт РЭС (ДП РЭС);
- монтерский пункт участка электросетей (МП УЭС).

Основными звеньями оперативно-диспетчерского управления являются:

- оперативно-диспетчерская служба ПЭС (ОДС ПЭС);
- оперативно-диспетчерская группа РЭС (ОДГ РЭС);
- оперативные дежурные УЭС (ОД УЭС);
- оперативные сменные дежурные на крупных подстанциях и электростанциях (ПД), дежурные на дому (ДД) и оперативно выездные бригады (ОВБ).

В непосредственном оперативном подчинении ДП РЭС находятся:

- монтерские пункты участков электросетей;
- оперативные дежурные на подстанциях с постоянным дежурством или дежурством на дому, в части оборудования, находящемся в оперативном управлении ДП РЭС;
- ОВБ по обслуживанию подстанции и распределителей, находящихся в оперативном управлении ДП РЭС.

Структура оперативно-диспетчерского управления с наибольшим охватом энергообъектов без дежурного персонала, централизованным оперативным управлением и обслуживанием в РЭС является наиболее оптимальной с точки зрения осуществления систем сбора и передачи информации в АСДУ. Данная структура позволяет:

- существенно сократить число оперативных и технологических связей за счет исключения объектов с двойной оперативной подчиненностью оборудования;
- уменьшить протяженность каналов связи и телемеханики;
- разгрузить диспетчера ПЭС от ряда функций, связанных с непосредственным управлением оборудованием 35 кВ и 110 кВ.

При выполнении производственных функций РЭС осуществляет прямые связи со службами и подразделениями ПЭС.

В РЭС постоянно происходит значительное развитие электрических сетей, увеличение количества трансформаторных подстанций и усложнения конфигурации сетей. Процесс развития электрических сетей происходит в условиях все большего ужесточения требований к надежности их работы, учета расхода электроэнергии при одновременном снижении удельной численности обслуживающего персонала. Это обуславливает необходимость ускоренного перехода от традиционных способов оперативно-диспетчерского управления электрическими сетями к автоматизированным системам диспетчерского управления с применением современных технических средств сбора, передачи, обработки, отображения информации и управления.

Для эффективного управления электрическими сетями, снижения потерь электроэнергии, снижения затрат на эксплуатацию сетей необходимо в РЭС, как основной ячейке управления, создавать автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ РЭС).

Основным направлением этого внедрения на современном этапе должна быть интеграция автоматизированного управления отдельными технологическими процессами и структурными подразделениями РЭС в единую интегрированную систему ИАСУ РЭС на базе стандартных решений по техническому, информационному и программному обеспечению АСУ РЭС и ИАСУ ПЭС.

Практическая реализация этого направления в конечном счете должна обеспечивать наиболее полный экономически и технически обоснованный охват автоматизацией основных функций управления ПЭС, РЭС для достижения наилучших результатов производственно-хозяйственной деятельности, развития и внедрения новой техники, оптимизации технологических процессов и режимов работы электрических сетей, сбалан-

сированного роста технико-экономических показателей, рационального использования материальных и трудовых ресурсов.

Это достигается на основе:

- интеграции взаимосвязанных функций управления ПЭС, РЭС;
- согласованного взаимодействия всех подсистем АСУ ПЭС, АСУ РЭС;
- использования иерархической системы моделей планирования, эксплуатации и ремонта электрических сетей и оперативного управления их режимами для принятия согласованных оптимальных решений руководством РЭС;
- рационального распределения функций между подразделениями РЭС, обеспечивающего комплексность принятия согласованных решений, целевую направленность деятельности подразделений, гибкость, простоту управления в каждом звене;
- усиления роли и повышения эффективности оперативно-диспетчерского управления распределительными электрическими сетями, создания тесного взаимодействия с верхними и нижними уровнями диспетчерского управления;
- совершенствования и унификации документооборота в РЭС и ПЭС;
- автоматизации сбора, обработки и отображения информации;
- создания распределенной автоматизированной базы данных для решения технологических и управленческих задач РЭС.

Первые ОИК РЭС на базе микро-ЭВМ начали внедряться с начала 80-х годов. Они строились на базе отечественных микро-ЭВМ СМ-1800, СМ-1810, "Электроника-60", ЕС-1840 и др. Возможности этих микро-ЭВМ были крайне ограниченными. Отсутствовали накопители на жестких дисках, объем оперативной памяти составлял 64-256 Кбайт, в качестве цветных мониторов использовались бытовые цветные телевизоры, что совершенно не соответствовало эргономическим требованиям. При этом стоимость этих микро-ЭВМ превышала 10 тыс. руб. в ценах 1990 г., что соответствовало стоимости 4 - 10 шкафов КРУ 10 кВ с масляными выключателями.

Появление IBM-совместимых ПЭВМ позволило приступить к массовому внедрению автоматизированных систем диспетчерского управления, позволяющих обрабатывать большие объемы информации и отображать ее в виде, удобном для восприятия диспетчером. При этом возникла необходимость определения оптимальных объемов информации для АСДУ с учетом различных форм организации эксплуатации.

При создании АСДУ РЭС существенное значение имеют следующие особенности (показатели) РЭС:

- существующая структура оперативно-диспетчерского управления;
- уровень телемеханизации;
- степень оснащенности каналами связи и телемеханики;
- располагаемые площади помещений ДП;
- степень подготовленности электрооборудования на энергообъектах (автопригодность) для обеспечения выполнения телемеханических функций (ТС, ТУ, ТИГ, ТИИ);
- степень подготовленности персонала конкретного РЭС к переходу на использование средств вычислительной техники.

1.2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЭС (АСДУ РЭС)

1.2.1. Назначение АСДУ РЭС

АСДУ РЭС предназначена для повышения эффективности оперативно-диспетчерского управления нормальным и аварийным режимами электрических сетей и подчиненным оперативно-ремонтным персоналом за счет внедрения новейших средств телемеханики, автоматики, связи, вычислительной техники и соответствующего программного обеспечения и должна обеспечивать:

- повышение надежности и экономичности электроснабжения потребителей электроэнергией высокого качества;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях;
- снижение аварийного недоотпуска электроэнергии;
- снижение трудозатрат оперативного персонала по сбору, передаче, обработке и анализу оперативно-диспетчерской информации;
- снижение автотранспортных расходов на оперативное обслуживание электрических сетей;
- автоматизацию расчетного и технического учета электроэнергии, контроль режимов электропотребления.

1.2.2. Функции и задачи АСДУ РЭС

В состав АСДУ РЭС входят автоматизированные задачи, которые можно разделить на три части:

- задачи автоматического управления,
- задачи оперативного управления,
- задачи планирования режимов.

К автоматическому управлению относятся задачи, решаемые средствами релейной защиты, автоматики и регулирования.

К задачам оперативного управления, решаемых на часовых и внутри- часовых временных интервалах средствами оперативно-информационных управляющих комплексов (ОИУК), относятся:

- сбор информации от устройств телемеханики;
- вывод информации на устройства телемеханики;
- контроль исправности устройств телемеханики;
- масштабирование телеинформации;
- контроль телеинформации по уставкам;
- дорасчет нетелеизмеряемых режимных параметров;
- отображение и представление телеинформации и текущего состояния схем электрических сетей и подстанций диспетчерскому персоналу и другим пользователям на экранах мониторов;
- вывод телеинформации на устройства печати;
- ведение архивов: минутных и часовых значений телеизмерений, архивов анализируемых ситуаций и событий;
- телеуправление;
- автоматическая регистрация и архивирование диспетчерских переговоров.

Важной функцией АСДУ РЭС является оперативно-диспетчерское управление ремонтом оборудования электрических сетей. Указанная функция реализуется в результате решения следующих задач:

- автоматизированное рассмотрение заявок на ввод/вывод в ремонт оборудования электрических сетей;
- автоматизированное составление и выдача бланков переключений;
- ведение оперативного журнала диспетчера;
- ведение справочной системы диспетчерской документации, в том числе: ввод, коррекция, хранение, быстрый поиск и отображение диспетчерской документации (инструкций, циркуляров, правил, схем допустимых нагрузок и т. д.).

К задачам планирования режимов относятся задачи перспективного (многолетнего, до 5-10 лет), долгосрочного (год, квартал, месяц) и краткосрочного (неделя, сутки, часть суток) планирования, в том числе:

- обработка и достоверизация контрольных замеров нагрузок;
- определение статических характеристик нагрузок;
- прогноз нагрузок в узлах электрических сетей на характерные периоды;
- расчет и анализ установившихся режимов электрических сетей напряжением 6-110 кВ и выборочно сетей 0,4 кВ;
- расчет токов короткого замыкания в электрических сетях 6-110 кВ;

- расчет токов короткого замыкания и выбор плавких вставок в сетях 0,4 кВ;
- расчет уставок релейной защиты и автоматики в распределительных сетях 6-110 кВ;
- оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания, выбор ответвлений трансформаторов распределительных сетей, оптимизация режимов работы конденсаторных батарей и других местных средств регулирования напряжения;
- расчет, анализ, нормирование и прогноз потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4-110 кВ;
- прогнозирование и анализ загрузки трансформаторов распределительных сетей и выбор экономичного режима их работы;
- расчет оптимальных точек размыкания электрических сетей по критерию минимума потерь электроэнергии (мощности);
- оценка режимных последствий ввода в работу новых объектов и подключение их к электрическим сетям;
- разработка и корректировка нормальной и ремонтной схем электрических сетей;
- разработка типовых ремонтных схем;
- определение эквитоковых зон при коротких замыканиях в электрических сетях с целью отыскания и локализации поврежденных участков и др.

Перечисленные выше задачи оперативного управления, планирование режимов распределительных электрических сетей, оперативно-диспетчерского управления ремонтом оборудования распределительных электрических сетей решаются средствами АСДУ ПЭС и РЭС.

В дальнейшем планируется расширение функций АСДУ РЭС:

- а) применение программ-советчиков диспетчеру РЭС, помогающих:
 - оптимально загрузить ремонтный и эксплуатационный персонал, транспортные средства и механизмы;
 - локализации аварий в электрических сетях и восстановлению электроснабжения потребителей;
- б) программ расчета, анализа и оптимизации установившихся режимов электрических сетей для решения этих задач в реальном времени;
- в) программ-тренажеров;
- г) программ расчета показателей надежности работы электрических сетей;
- д) комплекса программ оптимального управления распределением электроэнергии, электропотреблением и нагрузкой.

1.3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ, УЧЕТА И УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ (АСКУЭ).

Автоматизированная система контроля, учета и управления электропотреблением (АСКУЭ) в РЭС предназначена для автоматизации расчетного и технического учета поступившей в РЭС, переданной по электрическим сетям и опущенной потребителям электроэнергии, контроля балансов мощности и энергии по РЭС в целом, участкам электрических сетей и подстанций, контроля и управления режимами электроснабжения и управления нагрузкой потребителей на достоверной, метрологически обеспеченной информации расчетного и технического учета.

АСКУЭ РЭС должна выполнять следующие функции и задачи:

- учет и контроль потоков электроэнергии и мощности на границах РЭС, а также баланса электроэнергии и мощности по РЭС;
- учет электроэнергии, переданной в участки электрических сетей данного района и по всем распределительным линиям 6-10 кВ РЭС, для учета и контроля потерь электроэнергии в этих линиях;
- учет и контроль балансов электроэнергии и мощности по основным подстанциям и РП РЭС;
- учет и контроль балансов электроэнергии по распределительным линиям 6 - 10 кВ;
- статистический учет и отчетность по показателям распределения и потребления электроэнергии. Формирование архива данных по электроэнергии и мощности по подстанциям и распределительным линиям РЭС, а также формирование данных для суточной диспетчерской ведомости;
- формирование данных по электропотреблению для передачи на участок Энергонадзора.

В случае передачи функций сбыта электроэнергии в ПЭС и РЭС АСКУЭ РЭС должно также выполнять следующие дополнительные функции:

- контроль за соблюдением договоров потребления электроэнергии и мощности с потребителями, находящимися на ежесуточном контроле;
- статистический учет, контроль и анализ соблюдения договоров электропотребления группами потребителей;
- планирование и учет установки, проверки, ремонтов и замены электросчетчиков и информационно-измерительных систем;
- управление электропотреблением (с помощью средств телеуправления и команд оперативного персонала) и контроль за соблю-

дением заданных режимов электропотребления и вводимых ограничений для потребителей региона;

- автоматизированный расчетный и технический учет промышленных и приравненных к ним потребителей (150 кВА и выше с числом точек расчетного учета две и более, сельскохозяйственных потребителей (750 кВА и выше).

Автоматизацию расчетного и технического учета электроэнергии целесообразно выполнять с помощью одного и того же комплекса технических средств. Технические и программные средства, используемые для автоматизации расчетного учета, должны быть обеспечены защитой от несанкционированного вмешательства, а также обеспечивать достоверность и сохранность информации при нарушениях нормальной работы.

Основной исходной информацией для АСКУЭ энергосистем служит первичная информация, получаемая с помощью расчетных счетчиков энергии и метрологически аттестованных информационно-измерительных систем.

На первом этапе создания АСКУЭ контроль электропотребления по мощности в реальном времени электростанций и подстанций и наиболее крупных промышленных предприятий может производиться с использованием датчиков мощности, информация от которых поступает в ОИК АСДУ.

Система сбора и передачи информации об электроэнергии и мощности для АСКУЭ в основном совпадает со структурой сбора и передачи информации для АСДУ.

В необходимых случаях для передачи информации об электропотреблении предусматриваются специальные каналы связи и комплексы технических средств.

1.4. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПОДСТАНЦИЙ (АСУТП).

Объектом управления автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП подстанций) РЭС являются распределительные подстанции с высшим напряжением 35-110 кВ и РП 10-35 кВ, находящиеся в ведении РЭС и УЭС.

Основной целью создания АСУТП подстанций является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет сокращения количества аварий путем их предупреждения и локализации, а также полного исключения ошибочных действий дежурного персонала. Решение данной задачи может быть осуществлено путем глубокой автоматизации функций управления подстанции на базе использования электронно-вычислительных машин и в особенности микропроцессоров в качестве основных технических средств при построении систем управления и релейной защиты. Применение

микропроцессорных систем позволяет автоматизировать большинство наиболее сложных функций управления, контроля и релейной защиты и получить новое качество всей системы управления подстанции в целом.

АСУТП создаются на базе микропроцессорных комплексов и микро-ЭВМ. АСУТП подстанций должны реализовать функции контроля, оперативного и автоматического управления. Наиболее совершенные АСУТП подстанций будут выполнять также функции релейной защиты.

Создание микропроцессорных АСУТП подстанций является весьма перспективным направлением, способствующим повышению надежности оперативного и автоматического управления. Благодаря программируемости в этих системах могут быть реализованы более сложные алгоритмы работы, легко пересматриваемые при изменении характеристик или условий работы объекта управления (подстанции).

Надежность микропроцессорных АСУТП повышается благодаря возможности автоматического самоконтроля и диагностирования. Кроме того, из-за высокой степени интеграции микропроцессорные системы имеют меньшие габариты, просты в эксплуатации. Блочная структура АСУТП облегчает их расширение, реконструкцию, проведение ремонтных работ.

1.5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ РЭС.

В состав комплекса технических средств (КТС) АСДУ входят:

- система сбора и передачи информации (датчики информации на объектах, каналы связи для передачи телемеханической информации, телемеханические системы);
- система обработки и отображения информации (ЭВМ, дисплеи, устройства печати, диспетчерские щиты и пульты, информационные приборы и табло и т.д.);
- каналы диспетчерской и технологической связи;
- системы гарантированного электропитания комплекса технических средств АСДУ на ДП и энергообъектах.

Система сбора и передачи информации является наиболее трудоемкой и ответственной частью системы, требующей большого объема капиталовложений.

На современном этапе комплекс устройств АСУ РЭС функционирует, как правило, автономно и изолировано. Развертывание АСДУ РЭС обычно начинается с оперативно-информационного управляющего комплекса (ОИУК), позволяющего запустить задачи первой очереди на рабочем месте диспетчера. Технически он представляет собой одномашинный или двухмашинный комплекс, обслуживающий рабочее место диспетчера РЭС.

Ввод телеинформации в ЭВМ может осуществляться двумя различными способами.

При наличии многоканальных устройств телемеханики (УТМ), поддерживающей кустовую топологию (УТМ типа ТМ-120, Гранит, Компас), пункт управления (ПУ) телемеханики является естественным концентратором информации, который передает ее по последовательному или параллельному интерфейсу в ПЭВМ. Роль управления диспетчерским щитом выполняет в этом случае также устройство ПУ УТМ.

При наличии нескольких типов телемеханики, в том числе малоканальной, (ТМ-800В, ТРС-1, ВРТФ-3, МКТ-3, ТМ-512) может оказаться целесообразным применение в качестве устройства приема информации из телемеханических каналов программируемых канальных адаптеров (КА). Канальные адаптеры представляют из себя программируемые интеллектуальные контроллеры, обладающие собственным процессором и памятью, поддерживающие канальные протоколы УТМ и конструктивно расположенные в ПЭВМ.

При отказе от ПУ устройств телемеханики и применении канальных адаптеров необходимо решить вопрос управления диспетчерским щитом. Наиболее часто применяемое решение - использование контроллеров управления щитом, выпускаемых предприятием-изготовителем УТМ.

По каналам связи телеинформация с подстанций и контролируемых пунктов поступает на диспетчерский пункт РЭС, а с диспетчерского пункта на подстанции - команды телеуправления. Один из каналов может быть использован для обмена телемеханической информацией между РЭС и ПЭС.

В последствии в РЭС создается локальная вычислительная сеть (ЛВС).

Комплекс ОИУК связывается по локальной вычислительной сети РЭС с автоматизированными рабочими местами (АРМ) руководства РЭС и технологических подразделений.

Для передачи информации в РЭС предусматриваются следующие виды электрической связи: диспетчерская, технологическая, внутриобъектная, местная телефонная связь, каналы связи для передачи телеинформации.

Связь организуется с диспетчерским пунктом ПЭС, подразделениями, входящими в РЭС, энергообъектами, находящимися в управлении РЭС по некоммутируемым или групповым телефонным каналам связи.

Для организации каналов диспетчерской и технологической связи могут использоваться высокочастотные каналы по ВЛ, проводные линии связи, радиорелейные линии связи и УКВ радиосвязь.

В основном применяются высокочастотные каналы связи, которые строятся по радиальной (рис. 1.2) и цепочной схемам (рис. 1.3).

В настоящее время большая часть ВЧ каналов связи строится по радиальной схеме.

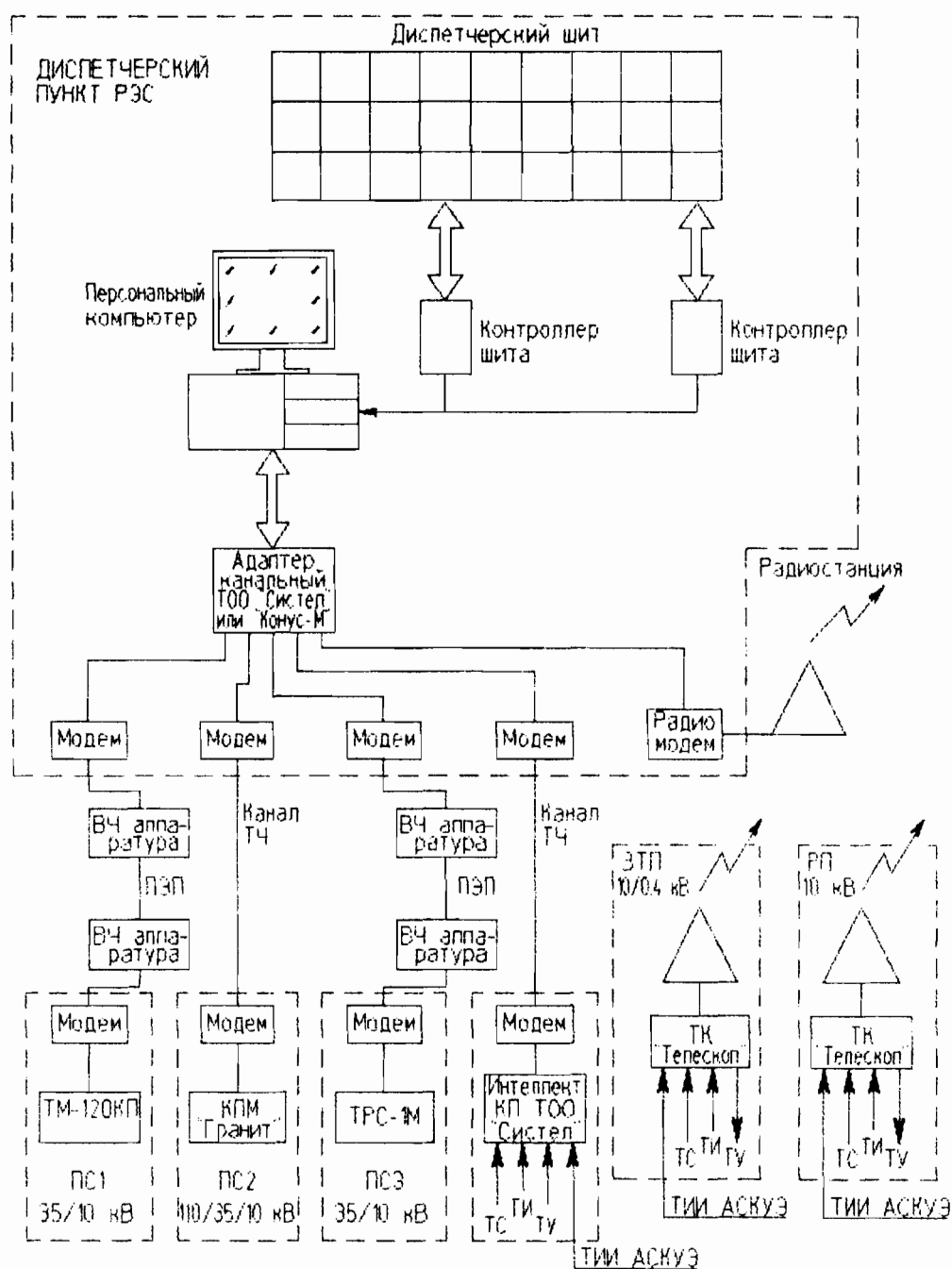


Рис. 1.1. Схема организации АСДУ РЭС

Радиальные каналы связи обладают большей надежностью по сравнению с цепочными, т.к. при отказах аппаратуры, профилактических и ремонтных работах на аппаратуре цепочного канала нарушается связь нескольких подстанций.

Цепочные каналы связи более рационально используют частотный спектр и могут использоваться при дефиците частот для организации ВЧ каналов связи.

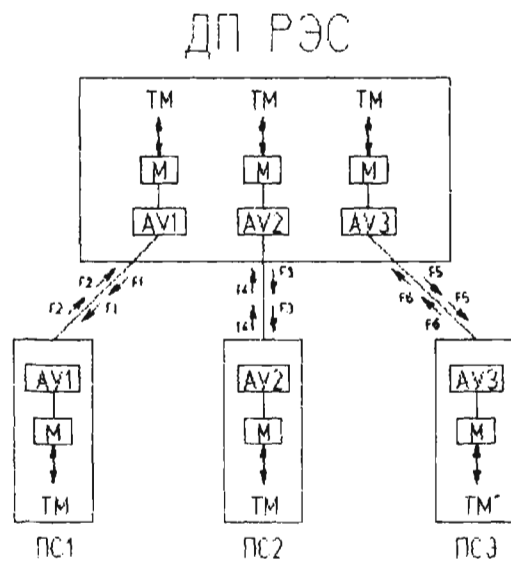


Рис. 1.2 Радиальные каналы связи

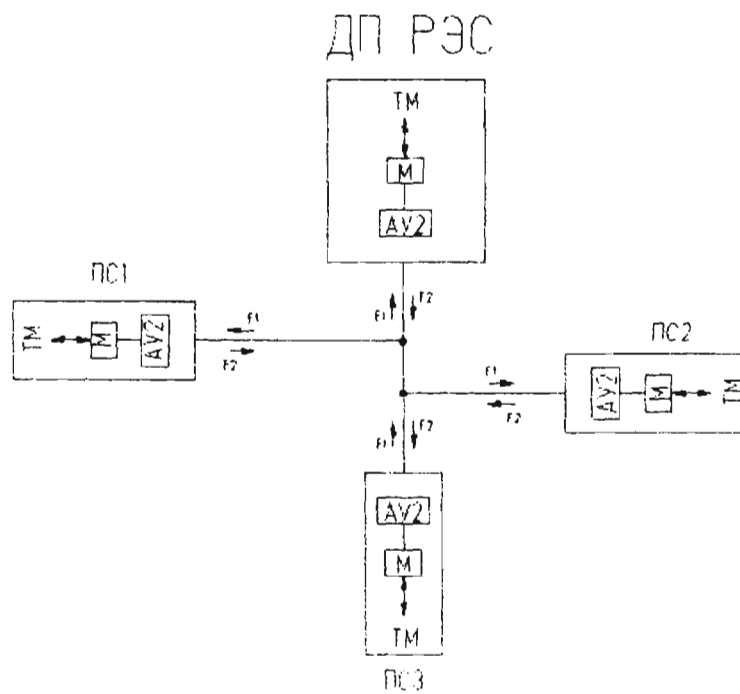


Рис. 1.3 Цепочечные каналы связи

Для передачи информации с сетей 10 кВ используются, в основном, УКВ каналы радиосвязи на радиостанциях 18Р22С ("Эстакада - 1Р").

1.6. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ РЭС.

Структурные схемы телемеханизации распределителей определяются принятой системой эксплуатации РЭС и возможностью, с наименьшими затратами, организации каналов связи.

Оперативное обслуживание распределителей 0,4-10 кВ осуществляется РЭС (территориальная форма обслуживания).

Оперативное обслуживание подстанции 35 кВ и выше может быть организовано по следующей форме:

- все подстанции 110 кВ и ниже обслуживаются РЭС (территориальная форма обслуживания);
- все подстанции 35 кВ и выше обслуживаются ПЭС (функциональная форма обслуживания);
- подстанции 35 кВ (и некоторые ПС 110/10 кВ) обслуживаются РЭС, а подстанции 110 кВ и выше обслуживаются ПЭС (смешанная форма обслуживания).

При территориальной форме обслуживания информация со всех подстанций 110 кВ и ниже должна передаваться на диспетчерский пункт (ДП) РЭС с регистрацией необходимой информации на ДП ПЭС.

На рис. 1.4 представлена структурная схема телемеханизации РЭС при территориальной форме обслуживания подстанции 110 кВ и ниже и распределителей 6-10 кВ.

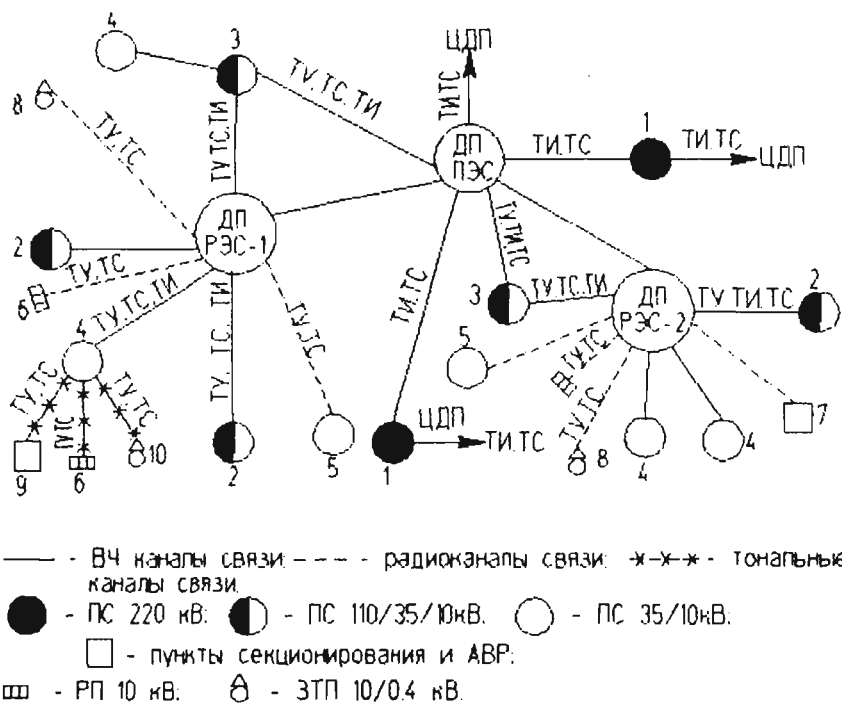


Рис. 1.4 Структурная схема телемеханизации РЭС при территориальной форме обслуживания подстанций 35 - 110 кВ и распределителей 6 - 10 кВ

Информация с ПС 220 кВ (1) передается на ДП ПЭС и ЦДП энергосистемы, с ПС 110/35/10 кВ (2) и ПС 35/10 кВ (4, 5) информация передается на ДП РЭС, с ПС 110/35/10 кВ (3) информация одновременно передается и в РЭС и в ПЭС, с ПС 35/10 кВ (5), РП 10 кВ (6), СП (7), ЭТИ 10/0,4 кВ (8) информация передается непосредственно на ДП РЭС по радиоканалам, с РП 10 кВ (8), СП (9), ЗТП 10/0,4 кВ (10) информация передается по тональному каналу связи на ПС 35/10 кВ, а затем ретранслируется по ВЧ каналам связи на ДП РЭС.

Территориальная форма оперативного обслуживания распределительных электрических сетей и ПС 110 кВ и ниже является наиболее экономичной с точки зрения организации каналов связи, количества требуемого оборудования связи и телемеханики, а также организации АСДУ РЭС.

Телемеханизация РЭС по данной структурной схеме может быть выполнена с применением различных систем передачи информации и телекомплексов.

При смешанной форме оперативного обслуживания информация с подстанций 35/10 кВ передается в РЭС. Передача информации с ПС 110 кВ может быть организована следующим образом:

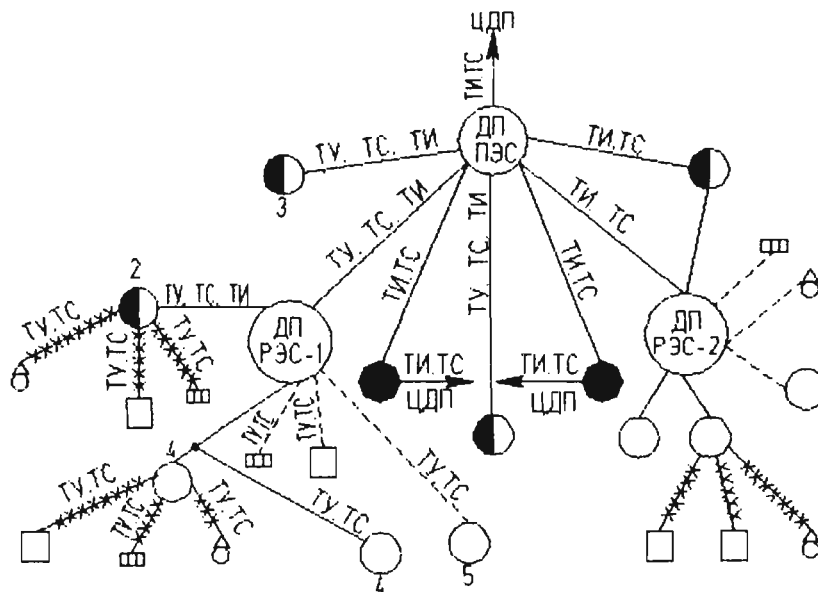
а). Информация передается только в ПЭС. В этом случае информация об отключении фидеров 10 кВ, обслуживаемых РЭС, сообщается в РЭС диспетчером ПЭС.б). Вся информация передается на ДП РЭС с регистрацией в ПЭС.

в). Информация с ПС 110 кВ поступает в ПЭС с регистрацией в РЭС.

При организации передачи информации с ПС 110 кВ по варианту а) требуется минимальное количество оборудования телемеханики, но при этом снижается оперативность устранения повреждений в распределительных сетях 10 кВ.

При передаче информации по другим вариантам возникают затраты на оборудование связи и телемеханики, но диспетчер РЭС имеет большую оперативность при устранении повреждений в сетях 6-10 кВ.

Структурная схема телемеханизации РЭС при смешанной форме оперативного обслуживания ПС 35-110 кВ приведена на рис. 1.5.



Условные обозначения см. рис. 1.4

Рис. 1.5 Структурная схема телемеханизации РЭС при смешанной форме оперативного обслуживания ПС 35-110 кВ

Вариантов организации телемеханизации РЭС при смешанной схеме оперативного обслуживания можно привести много и нет необходимости их все описывать. Оптимальная схема телемеханизации должна быть выбрана при конкретном проектировании.

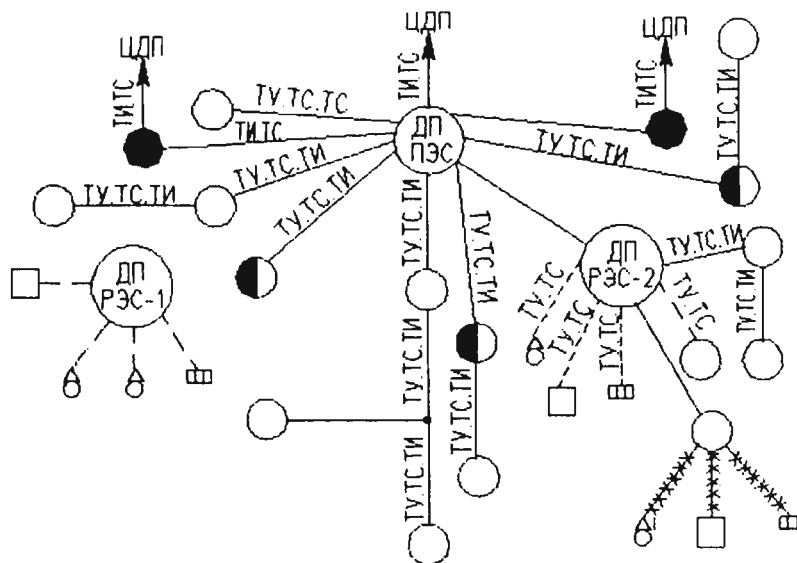
При функциональной схеме оперативного обслуживания ПС 35-110 кВ передача информации может быть организована следующим образом:

а) Информация со всех ПС 35-110 кВ передается только на ДП ПЭС. При этом информация об отключении линий 6-10 кВ поступает в РЭС от диспетчера ПЭС.

б) Организация передачи информации на ДП ПЭС осуществляется через ДП РЭС.

При передаче информации со всех ПС на ДП ПЭС требуется довести каналы связи со всех ПС до ПЭС, что приводит к существенному усложнению каналов связи. При этом снижается оперативность устранения повреждений в распределительных сетях 6-10 кВ, но в этом случае требуется меньше оборудования телемеханики для установки в РЭС.

Структурная схема телемеханизации РЭС при функциональной форме оперативного обслуживания ПС 35-110 кВ приведена на рис. 1.6.



Условные обозначения см. рис. 1.4.

Рис. 1.6 Структурная схема телемеханизации РЭС при функциональной форме оперативного обслуживания ПС 35-110 кВ

Информация со всех ПС 35-110 кВ в зоне РЭС-1 передается только в ПЭС.

В РЭС-2 передается информация со всех ПС 35-110 кВ с последующей ретрансляцией в ПЭС.

Телемеханизация РЭС при данной форме оперативного обслуживания ПС 35-110 кВ может быть выполнена с применением различных систем передачи информации.

1.7. ВЫВОДЫ

1.7.1. Район электрических сетей является основным структурным подразделением предприятий электрических сетей, который обеспечивает электроснабжение потребителей, осуществляет техническое ремонтно-эксплуатационное обслуживание и оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями и энергообъектами 0,4-110 кВ на обслуживаемой территории.

1.7.2. Оперативное, техническое обслуживание распределительных сетей 0,4-110 кВ и подстанций 10-110 кВ может осуществляться по трем формам организации: функциональной, территориальной и смешанной. Выбор формы организации оперативного, технического и ремонта осуществляется в зависимости от местных условий предприятий электрических сетей. При функциональной форме оперативного обслуживания всех трех групп электроустановок (линий электропередачи 35 кВ и выше, подстанций 35-110 кВ и выше, распределительные сети 0,4 - 10 кВ), когда оперативно-техническое обслуживание осуществляет соответствующая производственная служба

предприятий электрических сетей, районы электрических сетей не создаются.

1.7.3. Для эффективного управления электрическими сетями, снижения потерь электроэнергии, снижения затрат на эксплуатацию сетей в РЭС, как основной ячейке управления, необходимо создавать автоматизированные системы диспетчерского управления - АСДУ РЭС.

1.7.4. АСДУ РЭС должна решать задачи:

- автоматического управления с помощью устройств защиты, автоматики, регулирования;
- оперативного управления с помощью устройств телемеханики;
- планирования режимов с помощью средств вычислительной техники.

1.7.5. АСДУ РЭС должны создаваться в технически развитых районах электрических сетей с большим количеством энергоемких потребителей.

В менее развитых районах электрических сетей должны быть в обязательном порядке:

- диспетчерский пункт РЭС с активным щитом и пультом управления;
- ВЧ каналы связи и радиоканалы связи со всеми подстанциями 35 кВ и выше, оперативное обслуживание которых осуществляет РЭС;
- каждая подстанция 35 кВ и выше должна быть оборудована устройствами телемеханики, позволяющими передавать на диспетчерский пункт РЭС необходимый объем информации и управлять всеми автоматическими выключателями 10 кВ и выше;
- энергообъекты 10 кВ (РП 10 кВ, ЗТП 10/0,4 кВ, СП 10 кВ, АВР) должны быть оборудованы автоматическими выключателями 10 кВ, позволяющими работать в автоматическом режиме от команд с устройства защиты, автоматики и телеуправления, а также устройствами телемеханики и аппаратурой, образующей канал связи для передачи информации от устройства телемеханики;
- персональные ЭВМ для решения некоторых задач технической и хозяйственной деятельности с последующим использованием их для АСДУ РЭС.

1.7.6. Автоматизированная система контроля, учета и управления электропотреблением (АСКУЭ) в РЭС может применяться в технически развитых РЭС, в которых внедрена система АСДУ РЭС, (или находится а стадии внедрения) при этом каналы передачи должны быть общими. Каналы связи должны допускать передачу двух каналов телемеханики в каждом

направлении, один из которых должен использоваться для АСКУЭ. В необходимых случаях для АСКУЭ могут создаваться следующие каналы связи (в основном - радиоканалы) и комплексы технических средств.

В качестве такой системы можно рекомендовать комплекс "ТОК", "Телескоп" и с 1999 г. - "Гранат М".

2.7.7. При строительстве новых подстанций целесообразно переходить на устройства защиты на микропроцессорной технике, что позволит повысить уровень надежности и быстродействия защит, уменьшить трудозатраты при их эксплуатации, появится возможность изменять уставки защит с пункта управления, без дополнительных затрат обеспечить системы диспетчерского управления необходимой информацией.

Применение на подстанциях иерархических интегрированных систем управления (например АВВ), включающих в себя элементы, которые в наших предприятиях электросетей обслуживаются разными службами (РЗА, СДТУ, АСУ) потребует пересмотра некоторых вопросов организации эксплуатации.

1.7.8. Диспетчерский пункт РЭС должен иметь дуплексные ВЧ каналы связи со всеми обслуживаемыми подстанциями и с диспетчерским пунктом ПЭС. Каналы связи должны строиться по радиальной схеме, т. к. она обладает большей надежностью.

Для передачи информации с энергообъектов 10 кВ должны использоваться радиоканалы с малообъемными телекомплексами (ТРС-1М).

2.7.9. При производстве оперативных и ремонтных работ на ВЛ и подстанциях ОВБ должны иметь радиостанции, обеспечивающие надежную связь с диспетчером и с производителями работ.

2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОБЪЕМА ИНФОРМАЦИИ С ОБЪЕКТОВ 6 - 10 кВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 35 - 110 кВ, НАХОДЯЩИХСЯ В УПРАВЛЕНИИ РЭС

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

В настоящих материалах приведены указания и рекомендации по определению информации для АСДУ районов электрических сетей и подчиненным им энергетических объектов.

Материалы могут использоваться при проектировании новых и реконструкции, техническом перевооружении энергетических объектов, диспетчерских пунктов районов и участков электрических сетей, а также при разработке заданий на проектирование этих объектов.

Системы сбора и передачи информации (ССПИ) в РЭС создаются на основании "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правил устройства электроустановок", "Руководящих указаний по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах 13861тм-т1, М., ЭСП, 1991 г.

Диспетчерские пункты РЭС и участков электрических сетей (УЭС), узлы средств диспетчерского управления (СДТУ) на электрических подстанциях должны проектироваться в соответствии с "Руководящими указаниями по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем".

Для оперативно-диспетчерского контроля и управления оборудованием энергетических объектов, находящихся в непосредственном управлении РЭС, создаются диспетчерские пункты РЭС (ДП РЭС).

РЭС и ДП РЭС размещаются, как правило, на ремонтно-производственной базе 4 типа (РПБ-4), либо в ремонтно-эксплуатационном пункте 1 типа (РЭП-1).

Во многих случаях ДП РЭС размещается при районной подстанции ПС 35-110 кВ. При этом функции диспетчера РЭС и дежурного подстанции, как правило, совмещаются.

РЭС, в соответствии с принятой формой организации оперативного и технического обслуживания электрооборудования, как правило, осуществляет обслуживание распределительных электрических сетей 0.4-20 кВ, сетей 35 кВ, подстанций 35-110 кВ.

В состав РЭС входят: оперативно-диспетчерская группа, участки электрических сетей, группы подстанций, специализированные бригады.

На ДП РЭС предусматриваются средства телемеханики для оперативно-диспетчерского контроля и управления ПС 35-110 кВ и объектами распределительных электрических сетей 6-10 (20) кВ, обслуживаемыми персоналом РЭС.

Участки электрических сетей (УЭС) размещаются, как правило, при РЭС II, III, IV типов и обслуживают распределительные электрические сети напряжением 0,4-10 (20) кВ, отходящие от одной или нескольких подстанций 35-110 кВ.

В состав УЭС входят специализированные бригады по оперативному и техническому обслуживанию распределительных электрических сетей напряжением 0,4-20 кВ.

На оперативном (диспетчерском пункте) УЭС могут размещаться средства телемеханики для контроля и управления энергообъектами распределительных электрических сетей 6-10 (20) кВ, обслуживаемых персоналом УЭС.

К объектам телемеханизации распределительных электрических сетей 6-10 (20) кВ относятся:

- пункты секционирования 10 кВ (СП);
- пункты автоматического ввода резерва (АВР);
- распределительные пункты 10 кВ (РП 10 кВ);
- закрытые трансформаторные подстанции (ЗТП) 10/0,4 кВ;
- узловые закрытые трансформаторные подстанции (УЗТП) 10/0,4 кВ.

2.2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ОБЪЕМЫ ИНФОРМАЦИИ.

2.2.1. Выбор объемов телеинформации для оперативно-диспетчерского контроля и управления на ДП РЭС производится с учетом перспективы развития электрических сетей и прогрессивных форм оперативно-технического обслуживания энергообъектов.

Подстанции напряжением 35 (110) кВ, оперативно обслуживаемые персоналом ПЭС или РЭС, телемеханизируются с учетом вида оперативного обслуживания: постоянное дежурство "на дому" или централизованное обслуживание ОВБ ПЭС (РЭС).

Для повышения эффективности оперативно-диспетчерского управления в РЭС должны создаваться автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ РЭС).

В первую очередь АСДУ создаются для РЭС с большим количеством энергоемких потребителей, в оперативном и техническом обслуживании которых находится свыше 10-12 ПС 35-110 кВ.

Для сбора и передачи информации о потреблении электрической энергии в соответствии с задачами АСКУЭ рекомендуется использовать систему передачи телемеханической информации, применяемой для АСДУ РЭС.

Для управления потреблением электрической энергии и мощности должны использоваться имеющиеся на ДП РЭС телекомплексы.

Рекомендуемый объем телеинформации с различных объектов сетей и подстанций напряжением 6-110 кВ на ДП РЭС приведен в таблице.

Таблица

Объемы телемеханизации объектов распределительных электрических сетей и подстанций 35-110 кВ на ДП РЭС

Наименование объекта	Энергообъекты без постоянного оперативного персонала						Энергообъекты с дежурством на дому			Допустимое время передачи сигнала
	ТУ	ТС	АПТС	ТИТ	ТИИ	ТС	АПТС	ТИТ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1. Однотрансформаторная подстанция 35 (110)/10 кВ	6-10	6-10	до 12	до 12	до 10	6-10	до 4	2-3	Не более 10 с	
2. Двухтрансформаторная подстанция 35 (110)/10 кВ	13-22	13-22	до 18	до 24	до 22	13-22	6	4-10	—”	
3. Однотрансформаторная подстанция 110/35/10 кВ	7-12	7-12	до 16	до 14	до 12	7-12	до 7	7-10	—”	
4. Двухтрансформаторная подстанция 110/35/10 кВ	16-26	16-26	до 20	до 30	до 26	16-26	до 8	до 16	—”	
5. Крупные городские и промышленные подстанции 110/10 кВ, 110/35/10 кВ	до 64	до 64	до 24	до 64	до 64	до 64	до 12	до 24	—”	
6. Пункты секционирования и АВР	1	1	1-2	-	-	-	-	-	Не более 60 с	
7. Проходные ЗТП 10/0,4 кВ	1-2	1-2	1-3	-	-	-	-	-	—”	
8. Узловые ЗТП 10/0,4 кВ	до 7	до 7	до 5	до 9	-	-	-	-	—”	
9. РП 10 кВ с/х назначения	до 12	до 12	до 5	до 14	-	-	-	-	—”	
10. Городские и промышленные РП 10/0,4 кВ	до 20	до 20	до 5	до 22	до 20	-	-	-	Не более 10 с	

2.2.2. Для оперативно-диспетчерского контроля и управления понижающими подстанциями 35 (110) кВ без постоянного оперативного персонала следует предусмотреть следующие объемы телеинформации:

- а) телеуправление коммутационным оборудованием подстанций;
 - б) телесигнализация положения коммутационного оборудования подстанций;
 - в) аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС) в объеме:
 - работа защит - один общий сигнал,
 - работа АПВ, АВР и других устройств автоматики - один общий сигнал,
 - работа АЧР - один сигнал,
 - авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) - один общий сигнал для всех трансформаторов,
 - неисправность трансформатора (перегрузка, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) - один общий сигнал с каждого трансформатора,
 - положение устройств РПН трансформатора (для каждого трансформатора),
 - неисправность системы охлаждения трансформатора - один общий сигнал с каждого трансформатора,
 - земля на шинах 6-10 кВ - один сигнал с каждой секции шин,
 - земля на шинах 35 кВ - один сигнал с каждой секции шин,
 - аварийное отключение выключателей - один общий сигнал,
 - неисправность на подстанции (во вторичных цепях, исчезновение напряжения на подстанции, выход из строя источника электропитания) - один общий сигнал,
 - охранная сигнализация - один сигнал,
 - потеря напряжения на шинах 6-10 кВ - один сигнал с каждой секции,
 - пожар на подстанции - один сигнал (при установке устройств пожарной сигнализации на подстанции),
 - сигнал срабатывания фиксирующих приборов (при наличии приборов).
 - г) Телеизмерения текущие (ТИТ) или вызывные в объеме:
 - ток или активная мощность на трех сторонах обмотки трехобмоточного трансформатора и одной стороны двухобмоточного трансформатора;
 - ток или активная мощность отходящих ВЛ напряжением 35 (110) кВ.
 - напряжение на шинах 35 (110) и 10 кВ,
 - показания фиксирующих приборов (при наличии приборов).
 - телеизмерения токов или активной мощности всех линий (6-10) кВ,
 - показания счетчиков энергии присоединений 6-110 кВ,
- Объемы информации могут уточняться при конкретном проектировании в соответствии с задачами АСДУ, местными условиями.

Дополнительная информация от устройств регистрации аварийных событий может передаваться на ДП РЭС через устройства телемеханики при наличии соответствующего интерфейса или непосредственно в ПЭВМ на ДП РЭС по межмашинному обмену по выделенному каналу телемеханики.

2.2.3. Для подстанций с дежурством на дому, как правило, должны предусматриваться меньшие объемы информации чем по п. 2.4.2.:

- телесигнализация положения всех выключателей,
- телеуправление в ограниченном объеме для выключателей требующих частых и срочных операций управления,
- сокращенный объем АПТС в зависимости от типа подстанции,
- телеизмерения текущие или по вызову необходимые для оперативного контроля режима подстанции.

Для подстанций, которые в ближайшее время планируется перевести на обслуживание ОББ, объемы информации следует предусматривать в соответствии с п. 2.2.2.

2.2.4. Для оперативного контроля и управления объектами распределительных электрических сетей 6-10 (20) кВ должно быть предусмотрено:

- телеуправление выключателями 6-10 (20) кВ,
- телесигнализация положения выключателей 6-10 (20) кВ,
- телесигнализация об аварийном отключении выключателя,
- телесигнализация "земля" в сети (при наличии устройств селективной сигнализации замыканий на землю),
- неисправность (сигнал о неисправности во вторичных цепях и т.д.),
- охранная сигнализация - один сигнал (для закрытых РП 6-10 кВ, узловых закрытых ТП).

2.2.5. Телемеханическая информация с ДП РЭС на ДП ПЭС должна ретранслироваться с устройств ПУ нижнего уровня при их совместимости с устройствами ПУ на ДП ПЭС или наличия в их составе программируемых канальных адаптеров. Возможна ретрансляция информации путем межмашинного обмена (ММО) между ЭВМ ДП РЭС и ДП ПЭС в реальном масштабе времени.

Для подготовки и передачи в ПЭС производственно-статистической информации при РЭС может быть организован периферийный пункт передачи данных на базе ПЭВМ.

Состав и объемно-временные производственно-статистической информации определяются требованиями АСУ ПЭС.

2.2.6. Для объектов 6-10 (20) кВ допускается не предусматривать средства телемеханики, ограничиваясь вызывной местной сигнализацией или уведомлением от потребителя о нарушениях электроснабжения.

Возможна ретрансляция информации с ДП РЭС об оборудовании находящимся в управлении УЭС.

На ДП УЭС может быть установлена ПЭВМ диспетчера участка получающая информацию от ОИК РЭС по каналу межмашинного обмена.

Производственно-статистическая информация с участка электросетей в РЭС или ПЭС передается по телефону.

2.3. ВЫВОДЫ.

2.3.1. Появление IBM-совместимых ПЭВМ позволяет приступить к массовому внедрению автоматизированных систем диспетчерского управления на всех уровнях диспетчерского управления.

2.3.2. С появлением современных средств передачи и обработки информации на базе микропроцессорной техники возникла необходимость определения оптимальных объемов информации для АСДУ электрических распределительных сетей с учетом различных форм организации эксплуатации и пересмотра действующих Руководящих указаний по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах.

2.3.3. Для повышения эффективности диспетчерского управления требуется увеличение объемов телеинформации, например, информация о сработавшей ступени защиты совместно с показаниями фиксирующих приборов позволяет существенно сократить время поиска повреждений в электросетях, выявить отказы устройств РЗА.

2.3.4. Увеличенный объем информации может быть отображен на пункте управления только с помощью современных ПЭВМ.

2.3.5. Современные программируемые контроллеры позволяют по измеренным мгновенным значениям тока и напряжения в трех фазах получить в реальном масштабе времени расчетные значения всех необходимых параметров.

2.3.6. При разработке микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики необходимо учитывать требования передачи информации, т. к. во многих устройствах отсутствуют выходы для передачи данных на диспетчерский пункт.

Во многих современных отечественных системах телемеханики отсутствуют модули ввода информации в последовательном коде, необходимые для получения информации от регистраторов аварийных событий, фиксирующих измерительных приборов.

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов**

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

12.02.98

06.01-98

N _____

Москва

О ценах на электрооборудование

Публикуем для сведения цены на 01.01.98 г. на основное электрооборудование 10 кВ и ниже, применяемое для электроснабжения потребителей в сельской местности.

Цены приведены на основании данных заводов-изготовителей и бюллетеней Информэлектро "Цена на электротехническую продукцию" N 1-4 1997 г.

При составлении смет реальных объектов цены должны быть уточнены и согласованы с заводом-изготовителем.

Приложение : упомянутое по тексту.

Зам Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

СОСТАВ

1. КТП 10(6)/0,4 кВ
2. Комплект оборудования ЗТП.С.10
3. Силовые трансформаторы 10(6)/0,4 кВ
4. Комплектные распредустройства 10(6) кВ
5. Секционирующий пункт
 - 5.1. Секционирующий (разделительный) пункт 10 кВ
6. Панели (КРУ) 0,4 кВ
7. Высоковольтные аппараты
 - 7.1. Выключатели 10 кВ
 - 7.2. Разъединители 10 кВ
 - 7.3. Приводы к разъединителям
 - 7.7. Предохранители 10 кВ
 - 7.5. Измерительные трансформаторы
8. Низковольтные аппараты
 - 8.1. Автоматы
 - 8.2. Предохранители
 - 8.3. Рубильники
 - 8.4. Кнопки управления, посты управления кнопочные, переключатели
 - 8.5. УЗО
 - 8.6. Блок-замки

**Цены на электрооборудование 10 кВ и ниже,
применяемое для электроснабжения с/х потребителей**

1. КТП 10(6)/0,4 кВ

N поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	КТПК 100:630/10/0,4 Б	АО "Самарский завод Электрощит"	29321 29321 29321 29321 43794	без тр-ра
2.	КТПГ 250:630/10/0,4	"-"	109845 115373 128272	"-"
3.	КТПК 100:400/10/0,4	АО "Краснодарэлектро- стройконструкция"	31600	"-"
4.	Мачтовая КТП 25:100/10/0,4	"-"	15000	"-"
5.	КТП-ПВ-250,400/10/0,4 с предохранителями	Свердловский ЭМЗ г.Кушва	23300 24800	"-"
6.	КТП-ПВ-250,400/10/0,4 с автоматами	"-"	29100	"-"
7.	2КТПБ-400/10/0,4 в металлическом корпусе	"-"	267400:409000	с тр-ром
8.	2КТПБ-400/10/0,4 в "сэндвиче"	"-"	301100:450000	"-"
9.	КТП 25:250/10/0,4-93У1	АО "Омский ЭМЗ"	15000	без тр-ра
10.	КТП25:250/10/0,4	Минский ЭТЗ	11580 11670 13360 13720 14220 14820	"-"

1	2	3	4	5
11	КТПТ-400-630/10/0,4	-"	38350 61640	без тр-ра
12.	КТПП-400,630/10/0,4	-"	66930 83990	-"
13.	КТПКТ 63-400/10/0,4 с кабельным вводом	-"	21760 21880 22610 23100 23370	-"
14.	КТП 25-250/10/0,4	АО "Контактор" г.Ульяновск	15000 20000 30000 35000 40000 49000	-"
15.	КТП 25-250/10/0,4	Белгородский ЭМЗ	14566	-"
16.	КТП 25-160/10/0,4	Вологодский ЭМЗ	10680 10800 12000 12360 12840	-"
17.	КТП-82-250	-"	14400	-"
18.	КТП-ПВ(ПК)-100-630/10/0,4	-"	45000 45000 45000 55800 54000	-"
19.	КТП 25-160/10/0,4-82У1	Бесланский ЭМЗ	7200 8400 9600 10400 11600	-"

1	2	3	4	5
20.	КТПН-100-630/10/0,4 с кабельным вводом тупиковая	Орский завод электромонтажных изделий	38160 38160 38160 44160	без тр-ра
21.	КТПН-100-630/10/0,4 с воздушным вводом тупиковая	-"	44160 44160 44160 44160 45360	-"
22.	КТПН-100-630/10/0,4 с кабельным вводом транзит	-"	50160 50160 50160 50160 51360	-"
23.	КТПН-100-630/10/0,4 с воздушным вводом транзит	-"	56160 56160 56160 56160 57360	-"
24.	КТП ПВ-160-630/10/0,4	Курганский ЭМЗ	39180 40176 44792 45800	-"
25.	Мачтовая ПТМП-1-160/10/0,4 с предохранителями на фидерах	ЗАО "ВЗВА" г. Великие Луки	19207	-"
26.	Мачтовая ПТМП-1-160/10/0,4 с автоматами на фидерах	-"	22215	-"
27.	КТП 25-160/10/0,4	Азовский ЭМЗ	4423 4507 5350 5350 5350	-"
28.	КТП-160-250/10/0,4-91У1	Биробиджанский завод силовых трансформаторов	59004 68904	с тр-ром

1	2	3	4	5
29.	КТП-400;630/10/0,4-82У1	-"	66792 105864	с тр-ром
30.	КТП-250;400/10/0,4-84У3	-"	41976 53328	-"
31.	КТП-2(250;400)/10/0,4-84У3	-"	100056 109296	-"

2. Комплект оборудования ЗТП.С.10

N поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Комплект оборудования и конструкций ЗТП.С.10 типа 1Т1В 1Т2В 2Т2В 1Т1К 1Т2К 2Т2К	АО "Люберецкий ЭМЗ"	62753 92016 173939 56071 82670 153616	без тр-ра

3. Трансформаторы силовые

N поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Трансформаторы ТМГ 25;630/10/0,4	Минский ЭТЗ	6170 6950 8270 11245 11910 16430 19295 25470	
2.	Трансформатор ТМ 1000/10/0,4	-"	44320	
3.	Трансформатор ОМП-4;10/10/0,23	-"	3680 3700	

1	2	3	4	5
4.	Трансформатор ТМ25-250/10/0,4	"Раменский ЭТЗ Энергия" г. Раменское Моск.обл.	8980 10300 16100 18800 26200 32740	
5.	Трансформатор ТМ100-630/10/0,4	СВПО "Трансформатор" г. Тольятти	18360 23400 24500 31290 36400	
6.	Трансформатор ТМ25-630/10/0,4	АО "Алттранс" г.Барнаул	6070 8580 11750 15970 20860 30620 35640	
7.	Трансформатор ТМ25-1600/10/0,4	Биробиджанский за- вод силовых транс- форматоров	11088 11220 11880 15048 17820 27324 28776 42372 57552 94380	
8.	Трансформатор ТМН1000-6300/35	-"	74580 98208 131076 182556 252384	

4. Комплектные распределительные устройства 10 кВ

N поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Камера КСО-366	Свердловский ЭМЗ г.Кушва	2290;8710	
2.	Камера КСО-386	"-"	2490;8190	
3.	Камера КСО-2УМ	АО "МЭЛ" г.Москва	3700;25600	
4.	Камера КСО-383	"-"	3400;17400	
5.	Камера КСО-03-16	Орский завод электромонтажных изделий	7080;12500	
6.	Камера КСО-366	Вологодский ЭМЗ	2760;4440	
7.	Камера КСО-386	"-"	2760;9360	
8.	Камера КСО-366	ГПП N 22 г.Москва	5040;7200	
9.	Камера КСО-386	"-"	3840;8640	
10.	Камера КСО-386	Азовский ЭМЗ	2400	
11.	Шкафы КРН-6(10)У1В	ТОО "Электромаш" г.Рязань	15000;85000	
12.	Шкафы КРУН-10 кВ	Люберецкий ЭМЗ	48220;69330	
13.	Шкафы К59	АО "Самарский завод Электроцит"	74340-87639	

5. Секционирующий пункт

5.1. Секционирующий (разделительный) пункт

N поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Разделительный пункт с выключа- телем ВВ/TEL	ТОО "Электромаш" г.Рязань	74800	
2.	Разделительный пункт с выключа- телем ВПМ	"-"	49000	

5.2. Секционирующий (распределительный) пункт

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Секционирующий пункт с масляным выключателем	Люберецкий ЭМЗ	57000	
2.	Секционирующий пункт с вакуумным выключателем	-"	67000	

6. Панели (КРУ) 0,4 кВ

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Панель ЩО-70	Свердловский ЭМЗ г.Кушва	3670-17200	
2.	Панель ЩО-91	АО МЭЛ г.Москва	240-19400	
3.	Панель ЩО-70	АО "Контактор" г.Ульяновск	3000-15700	
4.	Панель ЩО-70	Ангарский ЭМЗ	3144-18144	
5.	Панель ЩО-70	Вологодский ЭМЗ	1680-16920	
6.	Панель ЩО-70	Орский завод электромонтажных изделий	2500-19200	
7.	Панель ЩО-94	-"	2500-12000	
8.	Панель ЩО-70	Азовский ЭМЗ	4620	
9.	Панель ЩО-90	-"	4550	
10.	Панель ЩО-94	Люберецкий ЭМЗ	2722-25829	
11.	Щкаф РУНН-93У1 до 400 А	Омский ЭМЗ	6700	
12.	Шкаф РУНН-0,4-0,23	Орский завод электромонтажных изделий	6700	

7. Высоковольтные аппараты

7.1. Выключатели нагрузки 10 кВ

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Выключатель нагрузки ВНР-10	Вологодский ЭМЗ	2364	
2.	Выключатель нагрузки ВНРП-10 без предохранителей	-"-	2400	
3.	Выключатель нагрузки ВНРП-10 с предохранителями	-"-	3060	
4.	Выключатель нагрузки-разъединитель ВНРТ-10/36-100-5У1	Бесланский ЭМЗ	3500	

7.2. Разъединители 10 кВ

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Разъединитель РЛДЗ-1-10П/200/400У1	Омский ЭМЗ	2250	
2.	Разъединитель РЛНД-10/400	Минский ЭТЗ	1980	с приводом
3.	Разъединитель РЛНДМ-1-10/200У1	Белгородский ЭМЗ	1920	-"
4.	Разъединитель РЛНДМ-1-10/400У1	-"	1960	-"
5.	Разъединитель РЛНДМ-1-10/200	Бесланский ЭМЗ	1750	-"
6.	Разъединитель РЛНДМ-1-10/400	-"	1950	-"
7.	Разъединитель РЛНДМ-1-10/200/400	Вологодский ЭМЗ	2400 2400	-" -"
8.	Разъединитель РЛНДМ-1-10/400 двухполюсный	-"	1980	-"
9.	Разъединитель РВЗ-10/630	-"	1920;2256	-"
10.	Разъединитель РВ-10/630	-"	1260;1500	-"

7.3. Приводы к разъединителям.

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Привод ПР-10	Вологодский ЭМЗ	240	
2.	Привод ПР-17	-"	360	
3.	Привод ПРНЗ-10	-"	174	

7.4. Предохранители 10 кВ

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Предохранитель тока ПКТ101-10-12,5УЗ	АО "Самарский трансформатор"	126-140	
2.	Предохранитель тока ПКТ 101-1-6-20УЗ	-"	120-135	
3.	Предохранитель тока ПКТ 101-6-31,5УЗ	-"	133-188	
4.	Предохранитель тока ПКТ 102-10-31,5УЗ	-"	174-196	
5.	Предохранитель тока ПКТ 102-6-20УЗ	-"	200	
6.	Предохранитель тока ПКТ 103-6-31,5УЗ	-"	330-382	
7.	Предохранитель тока ПКТ 103-10-31,5УЗ	-"	281-397	
8.	Предохранитель напряжения ПKN-001-10УЗ	-"	106	
9.	Предохранитель тока ПКТ-10/20-80	Курганский ЭМЗ	175-397	

7.5. Измерительные трансформаторы тока

N поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Трансформатор тока ТОЛ-0,66	"Самарский трансформатор"	281	
2.	Трансформатор тока ТЛМ-10 50-1500 А	"-"	1050;1370	
3.	Трансформатор тока ТЛК-10 30-1500 А	"-"	1086-1470	
4.	Трансформатор тока ТВК-10 20-1500 А	"-"	1004-1320	
5.	Трансформатор тока Т-0,66 100-1500 А	"-"	60-137	
6.	Трансформатор ТШ-0,66 600-1500 А	"-"	84;108	
7.	Трансформатор тока ТШЛ-0,66 400-3000 А	"-"	432;547	
8.	Трансформатор тока ТШН-0,66 300-1500 А	"-"	155;170	
9.	Трансформатор тока ТОЛ 10;ТОЛ10-I	Свердловский завод трансформаторов тока г. Екатеринбург	1440	
10.	Трансформатор тока ТПОЛ10	"-"	840;1860	
11.	Трансформатор тока ТЛШ10	"-"	1560;3000	
12.	Трансформатор тока ТШЛ 0,66	"-"	672;954	
13.	Трансформатор тока ТЛ10-I-II	"-"	2520;5400	
14.	Трансформатор тока ТШЛП10	"-"	1530	
15.	Трансформатор тока ТПЛК10	"-"	2520	
16.	Трансформатор тока ТОПО,66	"-"	108	

1	2	3	4	5
17.	Трансформатор тока ТШП 0,66	-"	114:144	
18.	Трансформатор тока ТЗЛМ	-"	276	
19.	Трансформатор тока ТЗРЛ	-"	462	
20.	Трансформатор тока ТЗЛ1	-"	360	
21.	Трансформатор ОЛС	-"	3960	
22.	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-06	-"	2340:4320	
23.	Трансформатор напряжения 3хЗНОЛО 6-6	-"	7200	
24.	Трансформатор напряжения 3хЗНОЛО6-10	-"	7800	

8. Низковольтные аппараты

8.1. Автоматы

№ поз.	Наименование изделия	Завод-изготовитель	Цена с НДС в руб.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Автомат однополюсный 16:250 А	Ангарский ЭМЗ	143	
2.	Автомат однополюсный 320,400 А	-"	259	
3.	Автомат двухполюсный 16:250 А	-"	302	
4.	Автомат двухполюсный 320, 400 А	-"	570	
5.	Автомат трехполюсный 16:40 А	-"	247	
6.	Автомат трехполюсный 50:250 А	-"	306	
7.	Автомат трехполюсный 320,400 А	-"	812,4	
8.	Автомат трехполюсный 500 А	-"	1121	
9.	Автомат двухполюсный 16:250 А	-"	659	

1	2	3	4	5
10.	Автомат двухполюсный 320, 400 А	-"	680	
11.	Автомат трехполюсный 80-125 А	-"	638	
12.	Автомат трехполюсный 160-250 А	-"	766	
13.	Автомат трехполюсный 320,400 А	-"	995	
14.	Автомат АЕ 2053 до 63 А	Новосибирский ЗНВА	112	
15.	Автомат АЕ 2053 80,100 А	-"	131	
16.	Автомат АЕ 2056	-"	131	
17.	Автомат АЕ 2053	АО "НВА" г.Черкесск	120	
18.	Автомат АЕ 2056	-"	132	
19.	Автомат АЕ 2033	-"	66	
20.	Автомат АЕ 2036	-"	79	
21.	Автомат АЕ 2043/2043 М	-"	86	
22.	Автомат АЕ 2046/2046 М	-"	104	
23.	Автомат АЕ 2531	-"	42-53	
24.	Автомат АЕ 2532	-"	61-73	
25.	Автомат АЕ 2534	-"	42-55	
26.	Автомат АЕ 2535	-"	66	
27.	Автомат АК, АС-2	АО "НВА" г.Черкесск	118	
28.	Автомат АС-3	-"	148	
29.	Автомат ВА 51-25	-"	66-80	
30.	Автомат ВА 22-27	-"	13	

1	2	3	4	5
31.	Автомат ВА 57-35	16÷100 А	Дивногорский ЗНВА	515÷594
32.	Автомат ВА 57-35	125÷160 А	-"	671÷774
33.	Автомат ВА 57-35	200÷250 А	-"	765÷882
34.	Автомат А 3710 Б		-"	403÷821
35.	Автомат АЕ 2044	10÷63 А	-"	35
36.	Автомат АЕ 2043	16÷63 А	АО"Электроаппарат" г. Курск	64
37.	Автомат АЕ 2046	6,3÷63	-"	90
38.	Автомат АЕ 2050	80,100 А	-"	95÷143
39.	Автомат АП 50Б		-"	44÷120
40.	Автомат АК 50 Б		-"	104÷135
41.	Автомат АК 50 КБ		-"	75÷521
42.	Автомат АК 63		-"	74÷110
43.	Автомат А 63		-"	18÷22
44.	Автомат ВА 21-29		-"	68÷190
45.	Автомат ВА 13-25		-"	68÷190
46.	Автомат ВА 13-29		-"	131÷159
47.	Автомат ВМ-40		-"	20÷65
48.	Автомат ВА 24-29		Алатырский "Электроавтомат"	47÷53
49.	Автомат ВА 25		-"	112
50.	Автомат ВА 31,5		-"	122
51.	Выключатель управления ВК16-19		Каменец-Подольский ЭМЗ	15÷87

8.2. Предохранители 0,4 кВ

1	2	3	4	5
1.	Предохранители ПП17 500;1000А	АО"Электроаппарат" г.Курск	102	
2.	Предохранители ПП32 80;400 А	"-	75;110	
3.	Предохранители НПН2-60 6,3;63А	"-	20	
4.	Клеши для смены плавких предохранителей	"-	18	

8.3. Рубильники

1	2	3	4	5
1.	Рубильник РПС - 1,2,4 на 100, 250 и 400 А	Саратовский завод "Электродеталь"	236;406	
2.	Рубильник РПС - 1,2,4 без предохранителей	Вологодский ЭМЗ	312;480	
3.	Рубильник РПС - 1,2,4 с предохранителями	"-	432;624	
4.	Рубильни РБ - 32 РБ - 34 РБ - 36 РЦ - 6	"-" "-" "-" "-"	264 348 456 396	

8.4. Кнопки управления, посты управления кнопочные, переключатели

1	2	3	4	5
1.	Кнопки управления КЕ	Каменец-Подольский ЭМЗ	18;24	
2.	Посты управления кнопочные ПКЕ	"-	18;25,2	
3.	Переключатель управления ПЕ	"-	18;24	

8.5. УЗО

1	2	3	4	5
1.	Устройство защитного отключения УЗО	АО "МЭЛ" г.Москва	150	

8.6. Блок - замок

1	2	3	4	5
1.	Блок-замок ЗБ - 1	"Электроаппарат" г. Курск	17,9	
2.	Ключ к блок-замку КЭЗ-1	-"	43,2	

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов**

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

17.03.98

07.0598

N _____

Москва

**О внесении изменений и дополнений
в ПУЭ (шестое издание)**

Публикуем для сведения и руководства Решение Главгосэнергонадзора России о внесении изменений и дополнений в гл.7.1 и гл. 2.1 Правил устройства электроустановок (шестое издание) с введением в действие с 1 января 1997 г.

Приложение : упомянутое на 5 л.

Зам.Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

Министерство топлива и энергетики
Российской Федерации
ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
НАДЗОРА
"ГЛАВГОСЭНЕРГОНАДЗОР РОССИИ"

103074, Москва, К-74, Китайский пр.7
Тел. 220-44-17
Факс. 220-56-74
от 30.12.97 N 42-04/568
На N от

О направлении утвержденного
Решения о внесении изменений
и дополнений в ПУЭ

Главгосэнергонадзор России направляет Вам утвержденное решение о внесении изменений и дополнений в действующие Правила устройства электроустановок (ПУЭ, изд. 6 1986 г.) в связи с пересмотром ряда нормативных документов, уточняющих требования к устройству электроустановок.

Приложение : Решение о внесении изменений и дополнений в Правила устройства электроустановок, шестое издание, переработанное и дополненное (Москва, Энергоатомиздат, 1986 г.) - на 5-и листах в одном экземпляре.

Заместитель начальника

В.Н.Белоусов

Толиков
220-58-29

УТВЕРЖДАЮ :
Заместитель Министра
топлива и энергетики
Российской Федерации
_____ В.В.Кудрявый
"30" декабря 1997 г.

РЕШЕНИЕ

о внесении изменений и дополнений в Правила устройства электроустановок, шестое издание, переработанное и дополненное (Москва, Энергоатомиздат, 1986.)

В связи с пересмотром ряда нормативных документов, уточняющих требования к устройству электроустановок, Департамент электроэнергетики и Главгосэнергонадзор Минтопэнерго России приняли решение о внесении изменений и дополнений в Правила устройства электроустановок (ПУЭ, шестое издание, 1996 г.) с введением их в действие с 1 февраля 1998 года до выхода ПУЭ седьмого издания.

1. В 1.1.23, слова "Госстроя СССР" заменить на "Госстроя России".
2. В 1.2.21, "ГОСТ 13109-67* "Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения" заменить на "ГОСТ 13109-87 "Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения".
3. В 1.8.1, второй абзац, слова "Минэнерго СССР" заменить на "Минтопэнерго России".
4. В 1.8.2, первый абзац, вместо слов "Минэнерго СССР" записать "утвержденных в установленном порядке";
второй абзац, читать в следующей редакции : "Устройства защиты и автоматики электропривода и других электроустановок потребителей проверяются по инструкциям заинтересованных министерств и ведомств Российской Федерации. При этом типовые инструкции должны быть согласованы с Главгосэнергонадзором России".
5. В 1.8.13 в п.1.3.; 1.8.14 в п.1; 1.8.15 в п.1, разд. 3 "Силовое электрооборудование" СНиП III-33-76 "Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства"Госстроя СССР" заменить на "раздел "Электрические машины" СПиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства"Госстроя России".
6. В 1.8.16 в п.1 "(РТМ 16.800.723-80)" заменить на (РД16.363-87).
7. В 1.8.16 в п.3а "ГОСТ 18472-82" заменить на "ГОСТ 18472-88".
8. В 2.3.72, последний абзац, "СН 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений" Госстроя СССР" заменить на "РД34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" Минэнерго СССР.
9. В 2.3.101 п.2, второй абзац, " СНиП III-23-76 "Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии" Госстроя СССР" заменить на СНиП 3.04.03-85 "Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии " Госстроя России".

10. В 2.4.4 "СНиП 11-6-74 "Нагрузки и воздействия" Госстроя СССР заменить на СНиП 2.01.07-85 "Нагрузки и воздействия Госстроя России".

11. В 2.5.31, шестой абзац, "СНиП 11-6-74 "Нагрузки и воздействия" Госстроя СССР", заменить на "СНиП 2.01.07-85 "Нагрузки и воздействия" Госстроя России".

12. В 2.5.162, "СНиП 11-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий" Госстроя СССР" заменить на "СНиП 11-89-80* "Генеральные планы промышленных предприятий" (изд. 1995 г.) Госстроя России."

13. В 4.2.67, третий абзац, СНиП 11-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий" Госстроя СССР" заменить на "СНиП 11-89-80* "Генеральные планы промышленных предприятий" (изд. 1995 г.) Госстроя России";

последний абзац, СНиП 11-2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений" Госстроя СССР" заменить на СНиП 21.01-97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений" Госстроя России".

14. В 4.2.77 "СНиП 11-89-80 Госстроя СССР" заменить на "СНиП 11-89-80* (изд. 1995 г.) Госстроя России".

15. В 4.2.135, "СНиП 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты и сооружений" Госстроя СССР" заменить на "РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" Минэнерго СССР".

16. В 4.2.157; 4.2.158; 4.2.165; 4.2.166 п.п. "2,3,4,5,6, 4.2169 "ГОСТ 16357-70" заменить на "ГОСТ 16357-83".

17. В 4.2.190, "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" Госгортехнадзора СССР" заменить на "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением " Госгортехнадзора России".

18. В 4.2.219, "СН 174-75* "Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий" Госстроя СССР" заменить на "НТП.Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования" (1994 г., АО ВНИПИ "Тяжпромэлектропроект").

19. В 4.3.6, "ГОСТ 13109-67*" заменить на "ГОСТ 13109-87".

20. В 4.4.27, "СНиП 11-2-80 Госстроя СССР" заменить на "СНиП 21-01-97 Госстроя России".

21. В 4.4.40, третий абзац, "СН 245-71* "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий" заменить на "СНиП 2.04.05-91* (изд. 1994 г.) Госстроя России".

22. В 4.4.43, последний абзац, "СН 245-71*" заменить на "СНиП 2.04.05-91* (изд.1994 г.)".

23. В 5.4.1, "Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" Госгортехнадзора СССР " заменить на " Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" Госгортехнадзора России".

24. В 5.5.1., "Правила устройства и безопасной эксплуатации лифтов "Госгортехнадзора СССР" заменить на "Правила устройства и безопасной эксплуатации лифтов" Госгортехнадзора России".

25. В 6.1.2., "СНиП 11-4-79 "Естественное и искусственное освещение" и соответствующих инструкций, утвержденных Госстроем СССР в установленном порядке" заменить на "СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" и других нормативных документов, утвержденных или согласованных с Госстроем России и министерствами и ведомствами Российской Федерации в установленном порядке".

26. В 6.1.10, "ГОСТ 13109-67*" заменить на "ГОСТ 13109-87".
27. В 6.5.10 "СНиП III-33-76* "Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства" Госстроя СССР " заменить на " ВСН 59-88 электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования" Госстроя России".
28. В 7.1.1., "СНиП II-Л.1-71* "Жилые здания. Нормы проектирования" СНиП II-Л.2-72* "Общественные здания и сооружения. Нормы проектирования. Общая часть" заменить на "СНиП 2.08.01-89* (изд. 1995 г.) "Жилые здания", СНиП 2.08.02-89* (изд. 1993 г.)".
29. В 7.1.37, второй абзац, после слов "разделительные трансформаторы" дополнить "или устройства защитного отключения (УЗО) в соответствии с "Временными указаниями по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий" (1997 г., Главгосэнергонадзор России)".
30. В 7.2.26, "ГОСТ 13109-67* "Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения" заменить на "ГОСТ 13109-87 " Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения".
31. В 7.3.42, " ГОСТ 12.1.005-76"заменить на "ГОСТ 12.1.005-88".
32. В 7.3.52., п."б", ГОСТ 12.1.005-76" заменить на "ГОСТ 12.1.005-88".
33. В 7.3.66, "ГОСТ 17494-72" заменить на "ГОСТ 17494-87".
34. В 7.3.85, п.5, "СНиП 11-2-80 " Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений" Госстроя СССР" заменить на "СНиП 21-01-97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений" Госстроя России".
35. В 7.3.87, "СНиП II-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий" Госстроя СССР" заменить на "СНиП II-89-80* (изд.1995 г.) "Генеральные планы промышленных предприятий" Госстроя России".
36. В 7.3.89, "СНиП II-89-80" заменить на "СНиП II-89-80* (изд. 1995 г.)".
37. В 7.3.142, "СН 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений" Госстроя СССР" заменить на "РД34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений " Минэнерго СССР ".
38. В 7.5.32, слова "Госгортехнадзором СССР" заменить на " Госгортехнадзором России".
39. В 7.6.3, второй абзац, "ГОСТ 12.3.003-75 "Работы сварочные. Общие требования безопасности" заменить на "ГОСТ 12.3.003-86 "Работы сварочные. Требования безопасности."
40. В 7.6.26, "ГОСТ 2.751-73*" заменить на "ГОСТ 21130-75".
41. В 7.6.30, последнее предложение, читать в следующей редакции :
- "Сварочное производство следует относить к соответствующей квалификации по СНиП 21-01-97 Госстроя России".
42. В 7.6.32, окончание пункта заменить на следующую редакцию :
- "согласованных с ГУПС МВД России и утвержденных Госгортехнадзором России".

43. В 7.6.38, после слов "соответствовать требованиям" дать следующую редакцию : "СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение " и других нормативных документов, утвержденных или согласованных с Госстроем России и министерствами и ведомствами Российской Федерации в установленном порядке".

Изменения и дополнения действительны на территории Российской Федерации.

Начальник Департамента
электроэнергетики
Минтопэнерго России

И.А.Новожилов

Начальник
Главгосэнергонадзора
Минтопэнерго России

В.П.Варнавский

Согласовано :
Начальник Управления
технонормирования Госстроя России

В.В.Тищенко

Начальник Технического
управления Госгортехнадзора
России

Б.А.Красных

Толиков
220-58-29

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов**

АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

17.03.98

07.06-98

N _____

Москва

О заказе книги "Правила
устройства электроустановок"

Публикуем для сведения, что в I квартале 1998 года издательством ЗАО "Энергосервис" готовится к изданию книга "Правила устройства электроустановок"(ПУЭ). Шестое издание, переработанное и дополненное с изменениями.

По вопросу заказа следует обращаться в адрес ЗАО "Энергосервис" 109147, г.Москва, а/я N 3, тел./факс 911-25-77.

Приложение : бланк-заказ на 1 л.

Зам. Генерального директора АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

Подписано в печать 19 98 г.
Усл. печ. лист 6,58
Тираж 260 экз.

Формат 60 к 84/8
Учетн. изд. лист 5,3
Зак. N 63

АО РОСЭП

111395, г.Москва, Аллея Первой Маевки, 15

МСЛ-004174