

4

ISSN 0312-5299

1996

И Н Ф О Р М А Ц И О Н Н Ы Й Б Ю Л Л Е Т Е Н Ь

# РУКОВОДЯЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
СЕЛЬСКОГО  
ХОЗЯЙСТВА

МОСКВА

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

**АО РОСЭП**

---

**РУКОВОДЯЩИЕ  
МАТЕРИАЛЫ  
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
СЕЛЬСКОГО  
ХОЗЯЙСТВА**

**Апрель**

**Москва 1996**

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

### информационные и методические материалы по проектированию строительству и эксплуатации сельских электрических сетей (ИММ)

	стр.
<b>03. Подстанции</b>	
ИММ 03.09-96 от 19.01.96 Письмо "Главгосэнергонадзора России" о ведении оперативного журнала.....	4
ИММ 03.10-96 от 26.01.96 О дальнейшем резервировании релейной защиты трансформаторов .....	9
ИММ 03.12-96 от 08.02.96 О внесении в Перечень типового проекта арх. N 03.0001.С-95.....	24
ИММ 03.13-96 от 22.02.96 Письмо Главгосэнергонадзора о продлении срока действия РД 34.15.501-88.....	25
ИММ 03.14-96 от 22.02.96 Об освоении производства выключателей типа ВМТ-110-31,5/1600УХЛ1 и ВМТ-220-31,5/1600УХЛ1 ОАО Уралэлектротяжмаш.....	27
<b>07. Общие вопросы</b>	
ИММ 07.04-96 от 26.01.96 Статьи по актуальным вопросам электро- снабжения сельхозпотребителей .....	31
ИММ 07.05-96 от 26.01.96 Микроклимат внутри КТП из зарубежного опыта .....	60
ИММ 07.06-96 от 26.01.96 О нормативно-технической литературе.....	65

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

**АО РОСЭП**

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей**

**19.01.96**

---

**03.09-96**

**N \_\_\_\_\_**

**Москва**

**Письмо Главгосэнергонадзора России  
о ведении оперативного журнала**

Публикуем для сведения Письмо "Главгосэнергонадзора России" N 42-6/35-ЭГ  
от 09.11.95 о ведении оперативного журнала на щитах управления или диспетчерских  
пунктах при эксплуатации и оперативном управлении работой электроустановок.

**Приложение : упомянутое на 4 л.**

**Директор НИЦ АО РОСЭП**

**Ю.М.Кадылов**

Министерство топлива и энергетики  
Российской Федерации

-----  
ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
НАДЗОРА  
"ГЛАВГОСЭНЕРГОНАДЗОРА РОССИИ"  
103074, Москва, К-74, Китайский пр.7  
Тел. 220-44-17, Факс. 220-56-74

Начальникам Региональных управле-  
ний, директорам Энергонадзоров, по-  
ребителям электрической энергии

от 09.11.95            N 42-6/35-ЭТ

### О ведении оперативного журнала

В связи с обращением различных организаций по ведению оперативного журнала на щитах управления или диспетчерских пунктах при эксплуатации и оперативном управлении работой электроустановок в соответствии с требованиями п.п.1.5.26; 1.5.27; 1.8.13 ПЭЭП (5 изд.) и п.п. Б.2.1.6; Б.2.2.5; Б.2.2.66; Б.2.2.70; Б.2.3.54 ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей (4 изд.) Главгосэнергонадзор России разъясняет :

1. Журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. На последней странице делается запись о количестве прошнурованных листов и ставится подпись ответственного за электрохозяйство предприятия (цеха, участка и др.) или его заместителя.

На лицевой стороне обложки журнала указываются название "Оперативный журнал" и даты начала и окончания ведения журнала.

2. Журнал должен постоянно находиться на рабочем месте оперативного (оперативно-ремонтного) персонала. Заполненные журналы хранятся в течение 3-х лет со дня последней записи.

3. Ответственность за правильность и достоверность записей несет персона, сделавший запись в оперативном журнале.

4. Каждая страница журнала должна содержать три графы по форме данной в Приложении 1.

В первой графе "Дата и время" ставится дата и время (число, месяц, год, часы и минуты) начала смены, а по окончании ее - конца смены. Далее ( в течение смены) ставится время (часы, минуты) каждого записываемого события (сообщения, распоряжения, указания, выполнения оперативного переключения и т.д.).

Во второй графе "Содержание сообщений..." записывается должность и фамилия лица с кем ведутся оперативные переговоры, содержание сообщений, распоряжений, указаний, полученных или отданных оперативным персоналом (начальником смены, дежурным диспетчером, дежурным электромонтером) или оперативно-ремонтным персоналом.

В третьей графе "Визы, замечания" не реже двух раз в месяц делаются отметки о правильности ведения журнала ответственным лицом за электрохозяйство (его заместителем) или начальником электроцеха (его заместителем).

5. При записях в оперативном журнале рекомендуется соблюдать следующие правила :

Записи ведутся в хронологическом порядке только чернилами или пастой синего, фиолетового или черного цвета и должны быть четкими, ясными, без помарок и подчисток. В случае ошибки неправильная запись берется в скобки и зачеркивается нежирной чертой ( так, чтобы ее можно было прочитать), а рядом делается правильная запись. При обнаружении пропущенной записи она выполняется на свободном месте и ставится время, когда произошло фиксируемое событие. Перед записью следует отметить "Пропущенная запись";

запрещается делать записи на полях и между строк. Пропущенные незаполненные строки прочеркиваются "зигзагом";

разрешается пользоваться допускаемыми сокращениями слов, указанными в Приложении 2;

в записи о наложении переносных защитных (З/З), включении заземляющих ножей (ЗН) красной линией подчеркиваются слова "уст.З/З N ... " и "вкл. ЗН, ЗЛР или ЗШР";

в записи о снятии З/З или отключении ЗН синей линией подчеркиваются слова "снято З/З N ...." и "отклк лены ЗН" и одновременно зачеркивается синей линией красная черта и предыдущая запись о наложении заземления или включения ЗН.

6. При сдаче смены ( во второй графе) указывается состояние схемы электроснабжения и электрооборудования предприятия, сведения о наличии документации, инструмента и защитных средств, а также суммарное количество заземлений, установленных в электроустановках, сданных ключей от помещений электроустановок, и ставится подпись сдавшего смену. Принявший смену расписывается под подписью сдавшего смену о ее принятии с указанием времени.

- Приложение :1. Форма страницы оперативного журнала;  
2. Допускаемые сокращения при записях в оперативном журнале.

Заместитель начальника

В.Н.Белоусов

Толиков  
2205929

Приложение 1

**Форма страницы оперативного журнала**

Дата время	Содержание сообщений в течение смены, подписи о сдаче и приемке смены	Визы,за- мечания
1	2	3

Допускаемые сокращения  
при записях в оперативном журнале

Приложение 1

Полное написание	Допускаемые сокращения
Диспетчер системы	ДС
Диспетчер предприятия электрических сетей	ДПЭС
Начальник смены электростанций	НСС
Начальник смены электроцеха	НСЭ
Дежурный электромонтер	ДЭМ
Дежурный подстанции	ДП
Дежурный оперативно-выездной бригады	ДОВБ
Бланк переключений	Б/п
Включить	Вкл.
Включен	-
Отключить	Откл.
Отключен	-
Проверить	Пров.
Проверено	-
Установить	Уст.
Установлено	-
Распоряжение	-
Сообщено	-
Ремонт	Рем.
Резервный	Рез.
Напряжение	Напряж. или U
Присоединение	Присоед.
Постоянный ток	Пост.ток
Переменный ток	Перемен.ток
Щит управления	ЩУ
Главный щит управления	ГЩУ
Диспетчерский пункт	Д/пункт
Щит управления блока	БЩУ
Распределительное устройство	РУ
Распределительный пункт	РП
Открытое (закрытое) распределительное устройство	ОРУ (ЗРУ)
Комплектное распределительное устройство (наружной установки)	КРУ (КРУН)
Комплектное распределительное устройство элегазовое	КРУЭ
Главная понизительная подстанция	ГПП
Подстанция (трансформаторная, комплектная, мачтовая)	ПС(ТП,КТП,МТП)
Ячейка	Яч.
Кабельная линия	КЛ
Воздушная линия	ВЛ
Кабельно-воздушная	КВЛ
Отпайка от линии	отп.
Собственные нужды	с.н.

Контакторная станция	КС
Вводное распределительное устройство (низковольтное)	ВРУ
Генератор N 1	Г-1
Турбогенератор N 2	ТГ-2
Гидрогенератор N 3	ГГ-3
Дизельгенератор N 4	ДГ-4
Дизельная электростанция	ДЭС
Питательный турбонасос	ПТН
Питательный электронасос	ПЭН
Циркуляционный электронасос	ЦЭН
Электродвигатель	Д
Силовой трансформатор N 4	Т-4
Автотрансформатор	АТ
Трансформатор собственных нужд	ТСН
Трансформатор тока	ТТ
Трансформатор напряжения	ТН
Обходная система шин	ОСШ
Система сборных шин	СШ
Выключатель (масляный, воздушный, элегазовый)	В (МВ, ВВ, ЭВ)
Шинносоединительный выключатель	ШСВ
Секционный выключатель	СВ
Обходной выключатель	ОВ
Выключатель нагрузки	ВН
Шинный разъединитель	ШР
Линейный разъединитель	ЛР
Отделитель	ОД
Короткозамыкатель	КЗ
Заземляющие ножи шин	ЗН
Заземляющие линейные или шинные разъединители	ЗЛР, ЗШР
Защитное заземление (переносное)	З/З
Рубильник	руб.
Предохранитель	Пр.
Автомат включения резерва	АВР
Автомат повторного включения	АПВ
Автомат включения резервного трансформатора	АВР/Т
Автоматический регулятор напряжения трансформатора	АРН/Т
Автомат гашения поля	АПГ
Дифференциальная защита шин	ДЗШ
Устройство резервирования при отказе выключателей	УРОВ
Дифференциально-фазная защита	ДФЗ
Высокочастотная	ВЧЗ
Автомат частотной разгрузки	АЧР
Дистанционная защита	Дист/З
Максимально-токовая защита	МТЗ
Максимально-токовая направленная защита	МНЗ
Телеуправление, телесигнализация, телеизмерение	ТУ, ТС, ТИ
Ввод низкого напряжения	ВВ.



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

**АО РОСЭП**

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей**

**26.01.96**

---

**03.10-96**

**№ \_\_\_\_\_**

**Москва**

**О дальнем резервировании релейной  
защиты трансформатора**

Департаментом науки и техники АО ЕЭС России разослано информационное письмо от 02.11.95 № 02-6/20 о рекомендации к применению в энергосистемах устройства дальнего резервирования релейной защиты и коммутационных аппаратов трансформаторов, питающихся от радиальной ВЛ 35-220 кВ.

Публикуем указанное информационное письмо, а также техническое описание устройства.

**Приложение : упомянутое.**

**Директор НИЦ АО РОСЭП**

**Ю.М.Каделько**

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ  
"ЕЭС РОССИИ"  
Департамент науки и техники  
103074, г. Москва, Китайский пр., 7  
Тел. 220-51-54, 220-61-52  
Факс 925-52-35

Акционерным обществам энергетики и  
электрификации, объединенным энерге-  
тическим системам, научно-исследова-  
тельским и проектным институтам

02.11.95 N 02-620

На N \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

О дальнем резервировании релейной  
защиты трансформаторов

### Информационное письмо

Предприятием "Армэнергоналадка" разработано и выпускается устройство дальнего резервирования релейной защиты типа УДР, которое обеспечивает эффективное дальнее резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов, питающихся от радиальной ВЛ 350-220 кВ, в случае подключения к ней более одного трансформатора, а также защиты реактированных линий 6-10 кВ.

Принцип работы устройства основан на существенном различии угла между фазным током и напряжением при коротком замыкании за трансформатором и нормальном режиме. Устройство реагирует на увеличение тока и угла между током и напряжением любой из фаз на питающем конце линии.

Устройство устанавливается, в зависимости от назначения, на стандартной панели защит головного участка питающей линии или трансформатора понизительной подстанции.

Устройство имеет систему самодиагностики, включающую контроль цепей тока и напряжения.

Питание устройства осуществляется от измерительных цепей напряжения 100 В, 50 Гц.

Вместе с устройством поставляется Техническое описание и инструкция по эксплуатации, включающих методику выбора уставки.

### Технические данные

Номинальное напряжение	100 В, 50 Гц
Номинальный ток	5 А
Потребляемая мощность :	
по напряжению	6,0 ВА/фаза
по току	0,1 ВА/фаза
диапазон уставок :	
по току *)	(1-10) А
по углу	(10-90) эл.град
по времени срабатывания	(1-10) С
Температура окружающей среды	от -50 до +55 град. С
Габаритные размеры	60x305x170 мм
Масса, не более	3,0 кг

\*) может быть изменен по заказу

Устройство прошло апробацию и рекомендуется Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" к применению в энергосистемах Российской Федерации.

Поставку и сервисное обслуживание устройства УДР на территории Российской Федерации осуществляет НПО "Техносервис-Электро".

105023, Москва, Семеновский пер. 15.

Генеральный директор Смекалов В.В.

Контактные телефоны : (095) 360-13-62, 360-09-68.

Факс (095) 360-13-62

По вопросам приобретения устройства и получения дополнительной информации можно также обращаться непосредственно на предприятие "Армэнергоналадка".

375019, Республика Армения, Ереван, ул. Айгедзори, 67.

Директор Акопян С.Г.

Контактный телефон : (8852) 22-21-55.

Факс (8852) 52-17-81

Начальник электротехнического отдела

К М Антипов

Белотелов 220-51-66

Рассылка : 4,1, 4.2 3,1, 6 8

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РА  
ИП "АРМЭНЕРГО"  
ДП "АРМЭНЕРГОНАЛАДКА"**

**УСТРОЙСТВО ДАЛЬНОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ  
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ  
УДР АХ.94.2**

**Техническое описание  
и инструкция по эксплуатации**

**Ереван 1995**

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящее техническое описание и инструкция по эксплуатации предназначены для ознакомления с устройством дальнего резервирования релейной защиты (УДР) и обеспечения его нормальной эксплуатации.

## 2. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

УДР предназначено для дальнего резервирования релейной защиты и коммутационных аппаратов трансформаторов, питающихся от ВЛ 35, 110, 220 кВ, работающих в радиальном режиме (когда к ним присоединен более чем один трансформатор), а также защиты реактированных линий 6, 10 кВ.

В первом случае устройство устанавливается на головном конце питающей линии, а во втором -- на стороне высшего напряжения трансформатора, питающего реактированные линии 6, 10 кВ.

Необходимо отметить, что существующие типовые релейные защиты ВЛ 35, 110 и 220 кВ не обеспечивают резервирования релейной защиты и коммутационных аппаратов трансформаторов, питающихся от данной ВЛ, в случаях их отказа -- когда линия питает более чем один трансформатор.

УДР надежно срабатывает, если номинальная мощность трансформатора с наименьшей мощностью (с наибольшим реактансом) составляет от суммарной номинальной мощности всех трансформаторов, присоединенных к питающей линии:

- для сетей 35 кВ не менее 5%;
- для сетей 110 и 220 кВ не менее 10%.

## 3. ПРИНЦИП РАБОТЫ

Принцип работы устройства заключается в измерении величины токов всех трех фаз и углов между фазными напряжениями и токами. При одновременном превышении установки тока и угла между током и напряжением любой из фаз в течение заданной выдержки времени, устройство действует на отключение и отключает ВЛ с питающего конца и трансформатор, питающий реактированную линию.

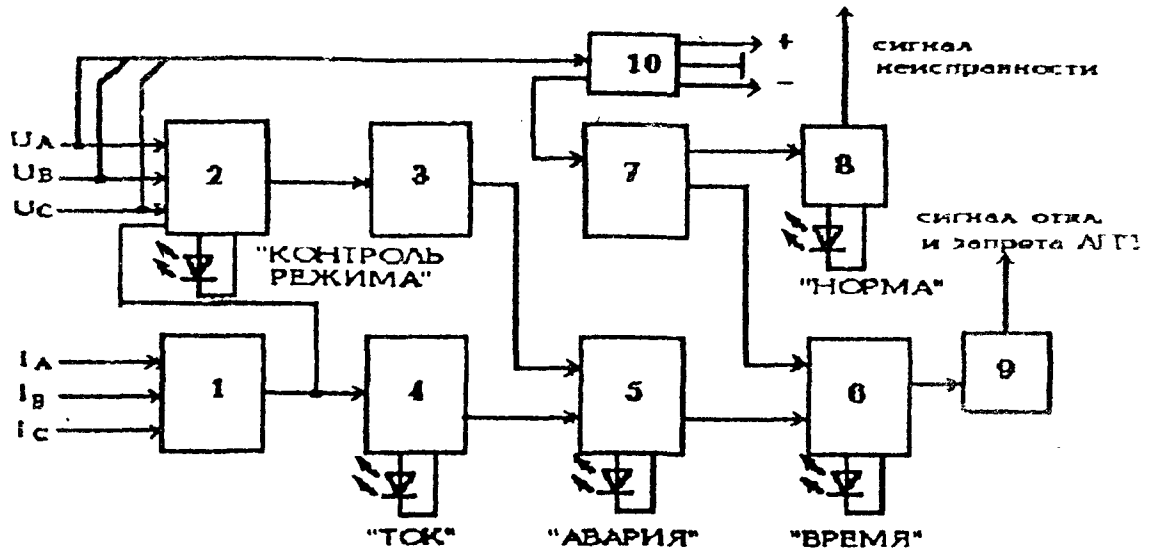


Рис. 1

1 - формирователь импульса тока; 2 - формирователь сигнала угла сдвига фаз (детектор угла); 3 - компаратор угла сдвига фаз; 4 - компаратор тока; 5 - схема совпадения угла и тока; 6 - реле времени; 7 - определитель неисправности; 8 - реле сигнализации о неисправности; 9 - реле отключения и запрета АГЭ; 10 - блок электропитания.

Блок-схема устройства приведена на Рис. 1.

Фазные токи с выходов трансформатора тока поступают на формирователь импульсов тока 1, а фазные напряжения (с выходы трансформатора напряжения) -- на формирователь сигнала угла сдвига фаз 2 между напряжением и током линии. Одновременно фазные напряжения подаются на блок питания 10, который формирует напряжение  $\pm 6$  В для питания схемы и  $+ 24$  В для питания реле и цепей сигнализации.

При наличии всех трех фаз напряжения и исправности схемы реле 8 обесточено и горит зеленый светодиод "Норма", т.е. устройство нормально функционирует. При обрыве любой фазы напряжения или неисправности схемы блок 7 формирует сигнал, который поступает на реле 8, последнее срабатывает и посылает сигнал о неисправности на пульт управления. Одновременно сигнал с блока 7 поступает на буфер реле времени 6 и блокирует его. При этом на реле 9 сигнал не поступает при любом режиме, чем исключается ложное отключение ВЛ.

Блок 1 формирует импульсы тока и посылает их в блок 2 и одновременно в блок 4. Блок 4 является компаратором тока, который формирует сигнал при превышении током любой фазы значения уставки. Светодиод "Ток" показывает превышение тока уставки. Детектор угла 2 формирует сигнал, пропорциональный углу сдвига фаз между напряжением и током и посылает его в блок 3. Светодиод "Контроль режима" показывает неправильность фазировки цепей напряжения и тока, а также наличие определенного сдвига фаз между ними. Это является дополнительной сигнализацией о неправильности подключения цепей напряжения и тока, а также превышения уставки по углу:

Блок 3 является компаратором угла сдвига фаз между напряжением и током, который формирует выходной сигнал при превышении значения уставки угла.

Сигналы с компараторов тока 4 и угла 3 поступают на схему совпадения 5, которая при наличии обоих сигналов формирует выходной сигнал, поступающий на реле времени 6. При этом загорается светодиод "Авария". При отсутствии сигнала блокировки с блока 7 и наличии сигнала аварии с блока 5 реле времени 6 через определенную выдержку времени формирует выходной сигнал. Выходной сигнал реле времени 6 включает реле 9, которое посылает сигналы на отключение ВА и запрет АПВ. При этом загорается светодиод "Время". Если по истечении выдержки времени значения тока или угла сдвига фаз не превысили соответствующих уставок, происходит автоматический сброс и схема возвращается в исходное состояние.

#### 4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Номинальные данные входов:

-- по напряжению (от ТН)	100 В
-- по току (от ТТ)	5 А

Потребляемая мощность:

-- по напряжению (на фазу)	6,0 ВА
-- по току (на фазу)	0,1 ВА

Предельные допустимые режимы:

-- по напряжению	0.5 -- 1.1 $U_{ном}$
-- по току, кратковременно (4.0 с)	150 А

Диапазон уставок:

-- по току	1 -- 10 А
-- по углу	10 -- 90°
-- по времени	1.0 -- 8.0 с

(диапазоны могут быть изменены по спецзаказу)

Коэффициент возврата, не менее	0.97
Выходной контакт	0.2 А, 220 В
Частота	50 Гц
Температура окружающей среды	- 60 -- + 55°С
Габаритные размеры	60 x 305 x 170 мм
Масса, не более	3.0 кг

## 5. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ

Устройство заключено в корпусе с габаритными размерами 60 x 305 x 170 мм.

На лицевой стороне устройства (Рис. 2) расположены:

- индикатор превышения уставки по току "ТОК";
- резистор для регулировки уставки по току;
- индикатор несоответствия фазировки цепей тока и напряжения или обрыва одной или двух фаз цепей напряжения "КОНТРОЛЬ";
- резистор для регулировки угла между векторами напряжения и тока;
- индикатор времени срабатывания защиты "ВРЕМЯ";
- резистор для регулировки времени срабатывания защиты;
- индикатор к.з. "АВАРИЯ";
- индикатор нормального функционирования УДР "НОРМА";
- указательное реле срабатывания защиты "РУ"

На задней стороне устройства (Рис. 3) расположены предохранители цепей напряжения, а также клеммный ряд подключения внешних цепей.



1.	$I_A'$	вход тока фазы А;
2.	$I_A$	выход тока фазы А;
3.	$I_B'$	вход тока фазы В;
4.	$I_B$	выход тока фазы В;
5.	$I_C'$	вход тока фазы С;
6.	$I_C$	выход тока фазы С;
7.	$U_A$	напряжение фазы А;
8.	$U_B$	напряжение фазы В;
9.	$U_C$	напряжение фазы С;
10.	$U_0$	ноль трансформатора напряжения;
11, 12.	СИГНАЛ	выводы контакта РУ для сигнализации о срабатывании защиты;
13, 14.	ОТКЛ.	выводы нормально-разомкнутого контакта реле, последовательно соединенного с указательным реле для отключения защищаемой линии;
15, 16.	НЕИСПР.	выводы нормально-разомкнутого контакта реле для сигнализации о неисправности в УДР или отсутствии одной из фаз от ТН;
17, 18	ЗПР. АПВ	выводы нормально-разомкнутого контакта реле для запрета АПВ.

## 6. МОНТАЖ

Устройство предназначено для работы в закрытых помещениях. Оно устанавливается на панелях защиты.

Монтаж устройства производится по схеме, приведенной на Рис. 3.

## 3. НАЛАДКА И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Перед вводом в эксплуатацию необходимо:

- установить накладку "Н" в положение "сплн";
- снять испытательные блоки тока (БИ - Т) и напряжения (БИ - Н);
- проверить наличие заземления корпуса УДР;

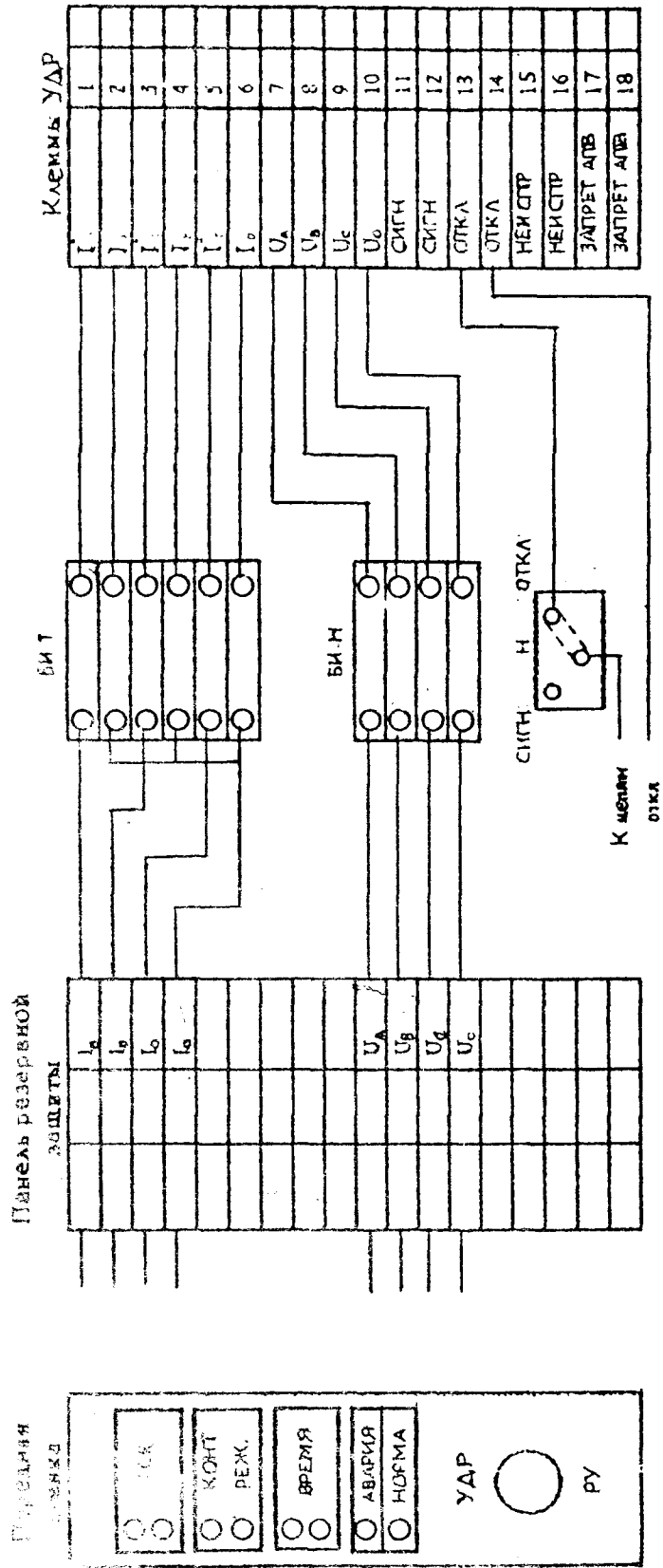


Рис. 2

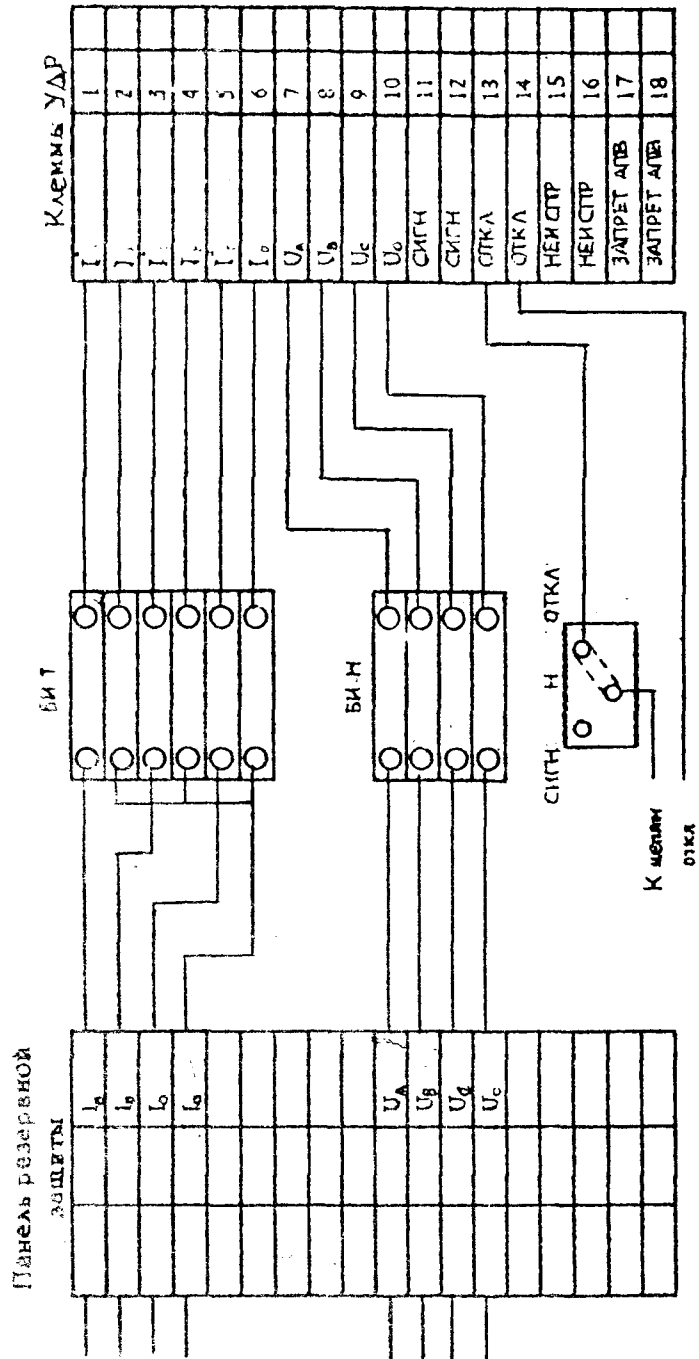


Рис. 3

- проверить изоляцию токовых цепей, цепей напряжения, а также цепей отключения и сигнализации согласно ПТЭ;
- установить "БИ - Н" и проверить наличие напряжения от ТН (проверить целостность предохранителей);
- собрать схему от регулируемого источника, пофазно подать ток и проверить уставку по току (уставка по току регулируется резистором "ТОК" и фиксируется индикацией);
- уставка по углу изменяется резистором "КОНТРОЛЬ";
- собрать схему для замера времени срабатывания на нормально-разомкнутом контакте "ОТК";
- установить параметры срабатывания выше уставок по току и по углу с одновременным запуском секундомера;
- для корректировки времени срабатывания изменить положение резистора "ВРЕМЯ".

После проверок установить испытательный блок "БИ - Т", проверить обтекание токовых цепей и снять векторную диаграмму.

При установленных "БИ - Т" и "БИ - Н" на лицевой стороне УДР должен гореть только светодиод зеленого цвета "НОРМА", сигнализирующий об исправности устройства и правильности подключения токовых цепей и напряжения.

Устройство вводится в действие установлением наклейки "Н" в положение "ОТКЛ".

## 8. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

По классу защиты человека от поражения электрическим током устройство соответствует классу 1. по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Монтаж, обслуживание и эксплуатация устройства разрешаются лицам, прошедшим инструктаж по технике безопасности и ознакомившимся с данным документом.

Устройство перед включением и во время работы должно быть надежно заземлено.

## 9. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

#	Наименование неисправности	Вероятная причина	Метод устранения
1	Не горит зеленый светодиод "Работа"	Обрыв проводов; перегорели предохранители	Проверить провода и устранить неисправность, заменить предохранители
2	Горит красный светодиод "Ток к.з."	Обрыв проводов	Проверить провода и устранить неисправность
		Неправильное чередование фаз токов и напряжений	Проверить чередование токов и напряжений, устранить неисправность
		Неправильная полярность (начало - конец) трансформаторов тока	Проверить полярность трансформаторов тока, устранить неисправность

## 10. ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ

Устройство может храниться в закрытых помещениях по группе I норм Н.О.005.026-0.30.

## 11. МЕТОДИКА РАСЧЕТА УСТАВОК

1. Ток срабатывания защиты выбирается из условия обеспечения необходимой чувствительности

$$I_{с.з} \leq \frac{I_{к.з.мин}}{K_{ч}}$$

и проверяется по условию отстройки от броска тока на-  
магничивания трансформаторов

$$I_{с.з.} \geq 0.1 I_{ном \Sigma},$$

где  $I_{к.з. min}$  -- минимальный ток по питающей линии в режиме холостого хода при к. з. за трансформатором с наименьшей номинальной мощностью;  $k_{\phi}$  -- коэффициент чувствительности защиты, который принимается равным 1.5;  $I_{ном \Sigma}$  -- суммарный номинальный ток трансформаторов.

2 Угол срабатывания защиты принимается  $\varphi_{с.з.} = 50^{\circ} -- 55^{\circ}$  в зависимости от доли двигательной нагрузки.

Чувствительность защиты по углу проверяется по условию

$$\varphi_{расч.} - \varphi_{с.з.} \geq 5^{\circ}$$

(Разброс уставки устройства по углу меньше одного градуса.)

Расчетное значение угла сдвига  $\varphi_{расч.}$  между напряжением и током в начале линии определяется по следующему выражению, полученному из векторной диаграммы токов и напряжений:

$$\varphi_{расч.} = 90^{\circ} - \arctg \frac{I_{н. max} \cdot \cos \varphi_{н.}}{I_{к.з. min} + I_{н. max} \cdot \sin \varphi_{н.}}$$

где  $I_{н. max}$  -- максимальное значение тока нагрузки по питающей линии.

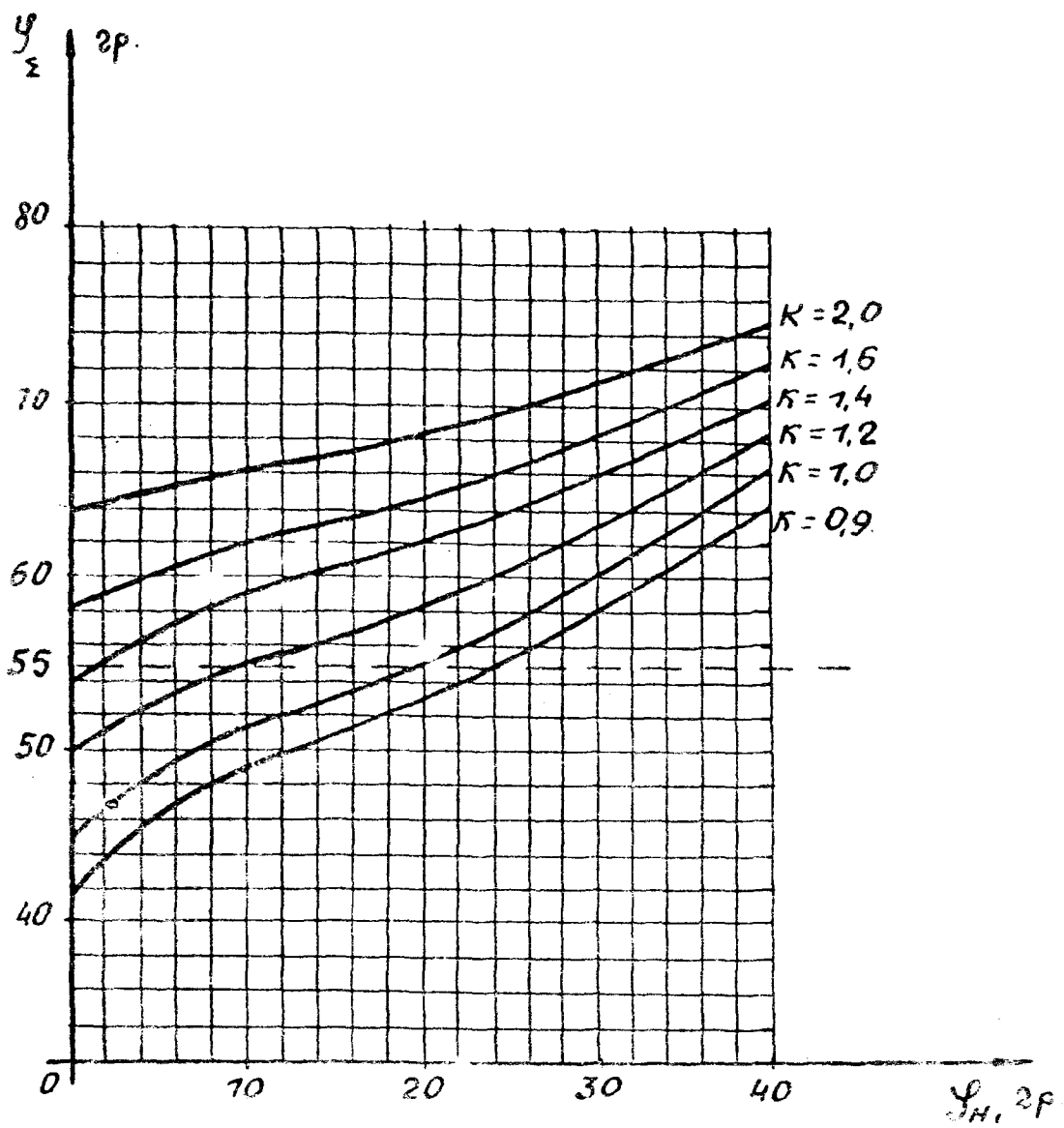
Расчетное значение угла сдвига  $\varphi_{расч.}$  с достаточной для практики точностью может быть определено также из номограммы, приведенной на рис.4, которая показывает зависимость угла суммарного тока (ток к.з. и ток нагрузки) по питающей линии от угла сдвига максимальной нагрузки  $\varphi_{н.}$  и отношения минимального тока к.з.  $I_{к.з. min}$  к максимальному

току нагрузки  $I_{н. max}$ . Пунктирная линия соответствует минимальному допустимому значению  $\varphi_{расч}$ .

3. Время срабатывания защиты выбирается из условия согласования с максимальными токовыми защитами трансформаторов, присоединенных к питающей линии:

$$t_{с.з} = \max [t_{мтзтр}] + \Delta t,$$

где  $\Delta t$  – степень селективности.



Номограмма зависимости угла сдвига суммарного тока по линии от угла тока нагрузки и отношения минимального тока к  $\sqrt{3}$  к максимальному току нагрузки

Рис. 4

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

**АО РОСЭП**

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей**

**08.02.96.**

**03.12-96**

**N** \_\_\_\_\_

**Москва**

**О внесении в Перечень типового  
проекта арх. N 03.0001.С-95**

В "Перечень типовой проектной, нормативной и информационной документации по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Трансформаторные подстанции и электрооборудование", опубликованный в РУМ N1 за 1996 г. дополнительно следует внести позицию 1.32

1.32. " Установка трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ типового типа мощностью до 400 кВА в объемном железобетонном блоке Воскресенского завода".	03.0001.С-95	1999	АО РОСЭП
--	--------------	------	-------------

Сведения об указанной ПС приведены в РУМ N 6 1995 г., стр.7.

Директор НИЦ 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

**22.02.96.**

---

**03.12-96**

**N** \_\_\_\_\_

**Москва**

Письмо Главгосэнергонадзора  
о продлении срока действия  
РД 34.15.501-88

Публикуем для сведения Письмо Главгосэнергонадзора N 42-6/27-ЭТ от 14.08.95 г.  
о продлении срока действия РД 34.15.501-88 "Методические указания по контролю и  
анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения до  
01.12.97 г. и введении в действие Дополнения к указанной Методике с 01.07.95 до  
01.07.95 г.

Приложение : Письмо Главгосэнергонадзора N 42-6/27-ЭТ от 14.08.95 г.

Директор НИЦ АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

Министерство ТОПЛИВА  
и энергетики РФ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
НАДЗОРА

«ГЛАВГОСЭНЕРГОНАДЗОР»

103074, Москва, К-74, Китайский пр., 7  
Москва, К-12, Главгосэнергонадзор, А. Т. 111122  
Тел. 220-4417 факс 220-56-74

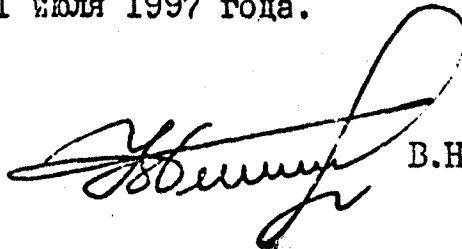
14.08.95 № 42-6/27-ЭТ

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Об продлении срока действия РД.

Главгосэнергонадзор сообщает о продлении срока действия РД 34.15.501-88 "Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения" по I декабря 1997 года и введению в действие к указанному РД Дополнения "Методика контроля и анализа показателей качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения" с I июля 1995 года по I июля 1997 года.

Заместитель начальника



В.Н. Белоусов

Гордон А.С.  
220-54-16

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

**АО РОСЭП**

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей**

**22.02.96.**

---

**03.13-96**

**N**

---

**Москва**

Об освоении производства выключателей  
типа ВМТ-110-31,5/1600УХЛ1 и  
ВМТ-220-31,5/1600УХЛ1 ОАО  
"Уралэлектротяжмаш"

Публикуем для сведения информацию ОАО "Уралэлектротяжмаш" об освоении производства маломасляных выключателей типа ВМТ-110-31,5/1600УХЛ1 и ВМТ-220-31,5/1600 УХЛ1 на номинальный ток отключения 31,5 кА, номинальный ток 1600 А с пружинным приводом, предназначенных для установки на высоте до 3000 м и в районах со степенью загрязнения атмосферы III и IV (по ГОСТ 9920-89).

Приложение : информация ОАО "Уралэлектротяжмаш" от 16.01.96 N 251/02-9.

Директор НИЦ АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

Акционерное общество  
„УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ“

620017, г. Екатеринбург,  
ул. Фронтовых бригад, 22

Телеграф

Телетайп 221113 *Удар*

Телефакс (3 32) 34-38-43

16. января 1996

№ 251/02-9

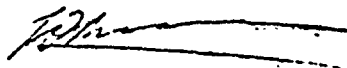
ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

В настоящее время ОАО "Уралэлектротяжмаш" освоил производство маломасляных выключателей типа ВМТ-110-31,5/1600 УХЛ1 и ВМТ-220-31,5/1600 УХЛ1 на номинальный ток отключения 31,5 кА, номинальный ток 1600 А с пружинным приводом, предназначенных для установки на высоте до 3000 м. Кроме того, эти выключатели могут использоваться в районах со значительным загрязнением атмосферы (степень загрязнения III и IV по ГОСТ 9920-89). Длина пути утечки внешней изоляции выключателей на напряжение 110 кВ - не менее 390 см, на напряжение 220 кВ - не менее 790 см.

Выключатели разработаны на базе дугогасительного устройства на 150 кВ и имеют высокую степень унификации с выпускаемыми в настоящее время выключателями серии ВМТ. Габаритно-установочные и присоединительные размеры выключателей приведены в прилагаемых чертежах. Завод принимает заказы на изготовление указанных выключателей.

Приложение: габаритно-установочные чертежи - 2 экз.

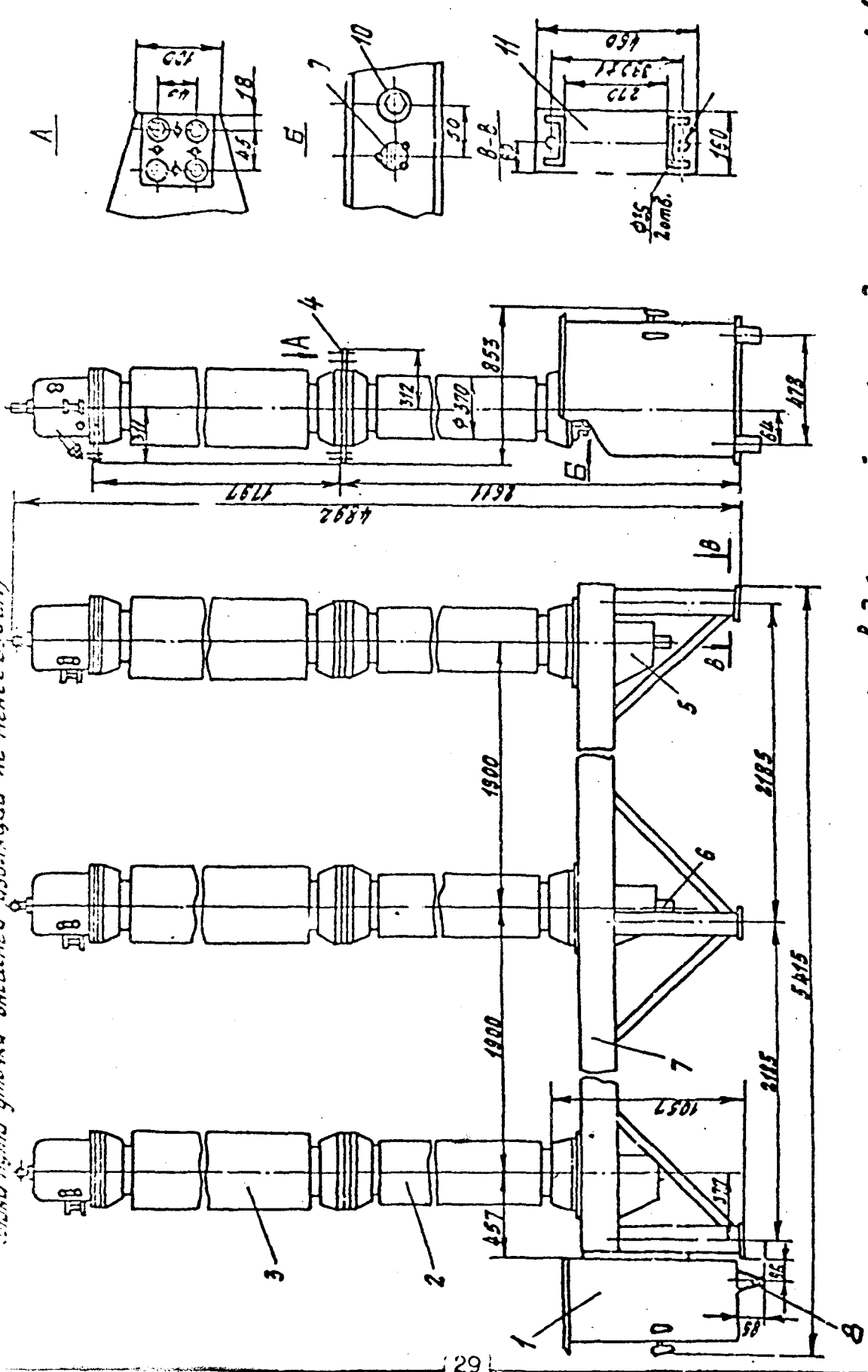
Директор ПТК ВВА



Ю.И.Кашко

Подшивалов Л.А.,  
39 63 93

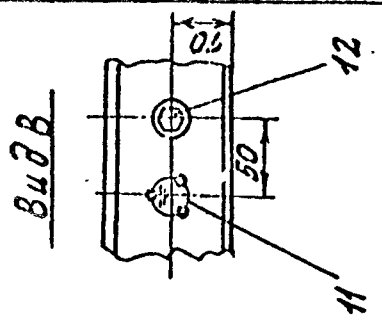
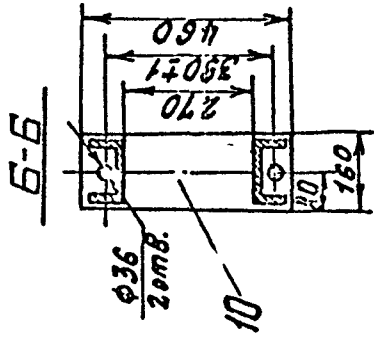
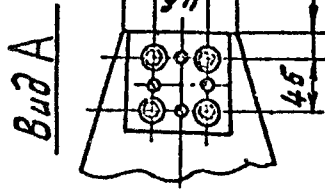
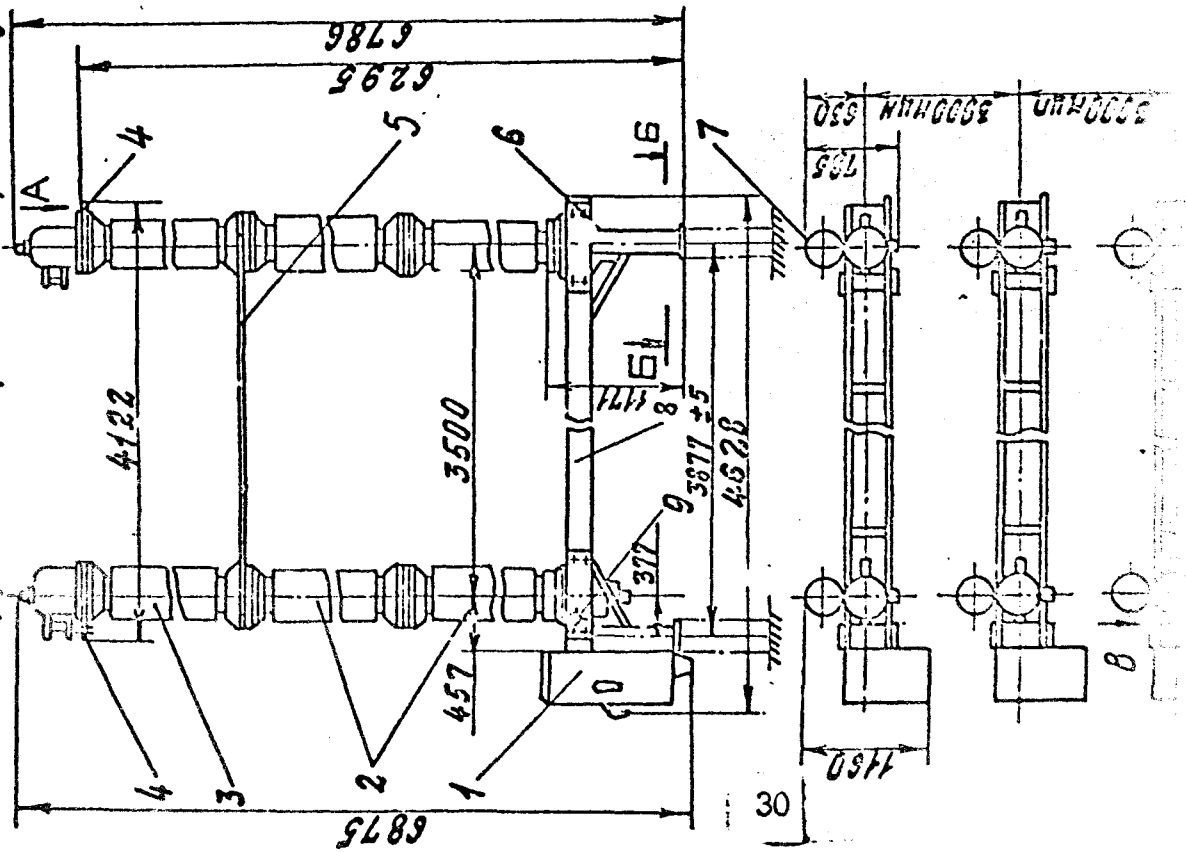
Габаритные, установочные и присоединительные размеры выключателя ВМТ-110-315/1600 УХЛ с ручным приводом ПРК для уста новки на высоте над уровнем моря до 500 м. Длина пути утки внешней изоляции не менее 300 см.



1-привод; 2- опорный изолятор; 3- дугозащитное устройство; 4- вывод; 5- механизм управления; 6- подогривательные устройства; 7- рама; 8- путь кабельная; 9- знак заземления; 10- болты; 11- опора, рама

Масса выключателя с приводом без масла

Габаритные, установочные и присоединительные размеры выключателя типа БМТ-220-31,5/1500 с пружинным приводом ПЛРК для установки на высоте над уровнем моря до 3000 м (длина пути утечки внешней изоляции не менее 790 см).



Масса выключателя с приводом без масла

- 1- привод; 2- изолятор опорный; 3- дугогасительное устройство;
- 4- вывод; 5- шина; 6- механизм упрямления; 7- конденсатор;
- 8- рама; 9- указатель положения выд./опора рамы;
- 11- знак заземления; 12- болт заземления М16-8g.

Акционерное общество открытого типа по проектированию  
сетевых и энергетических объектов

**АО РОСЭП**

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

**26.01.96.**

---

**07.04-96**

**N** \_\_\_\_\_

**Москва**

Статьи по актуальным вопросам  
электрообеспечения сельхозпотре-  
бителей

Публикуем ряд статей из технических журналов, представляющих несколько осо-  
бый интерес для организаций и специалистов, занимающихся электрообеспечением  
потребителей сельского хозяйства :

- Смешанная трехфазно-однофазная система распределения электрической энергии.
- Компактные ВЛ 10 кВ с изолированными проводами.
- Резервное электрообеспечение дизельными электростанциями.
- Электрообеспечение фермерских хозяйств.
- Особенности прогнозирования электропотребления в сельском хозяйстве в  
условиях рынка.
- Повреждаемость комплектных трансформаторных подстанций.

Приложение : упомянутые статьи.

Директор НИЦ АО РОСЭП

Ю.М.Кадыков

## Смешанная трехфазно-однофазная система распределения электрической энергии

Инженеры В. В. МЕДВЕДЕВ, М. И. КРАЙНЕВ (Поволжсельэнергопроект)

Проводимая в настоящее время в России политика землепользования, ориентированная на повсеместное развитие фермерских хозяйств, заставляет проектировщиков и конструкторов электросетей искать новые, более простые и экономичные решения, касающиеся распределения электроэнергии в сельской местности. В условиях постоянного дефицита строительных материалов (стали, алюминия, бетона и т. д.) и конструкций необходимо проведение научно-исследовательских и конструкторских работ, направленных на снижение расхода материалов и конструкций при сооружении сельских электрических сетей. Результатом одной из таких работ явилось создание трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ столбовой конструкции. Для сооружения подстанций такой конструкции требуется значительно меньший объем строительных материалов, чем для подстанций такого же класса напряжения традиционных конструкций.

Специалистами подсчитано, что потребность одного индивидуального хозяйства на селе в электроэнергии составляет ориентировочно 10 кВт·А. Для электроснабжения такого хозяйства необходимо сооружение ВЛ 10 кВ. На опорах этой линии, проходящей, как правило, вдоль населенного пункта (хутора, фермы), устанавливаются силовые трансформаторы с приемными и распределительными устройствами. Последние предназначены для передачи электроэнергии по

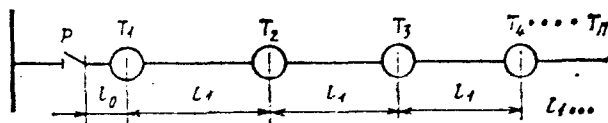
проводам 0,4 кВ непосредственно потребителю (возможно использование самонесущих изолированных проводов).

Однолинейная схема электроснабжения фермерских хозяйств, находящихся внутри населенного пункта, представлена на рисунке. Данная схема предусматривает установку на опоре ВЛ 10 кВ трехфазных силовых трансформаторов мощностью до 100 кВт·А с распределением электроэнергии на напряжении 0,4 кВ путем создания коротких перекидок (без сооружения ВЛ 0,4 кВ).

К такой схеме можно подсоединить и однофазные трансформаторы, предназначенные для электроснабжения небольших хозяйств. К однофазной сети кроме бытовых однофазных нагрузок (электрическое освещение, радиоприемники, телевизоры, нагревательные приборы и т. п.) можно подсоединять также и трехфазные (асинхронные двигатели, подключаемые по специальным схемам). Таким образом, в сельских электросетях можно использовать трехфазно-однофазную систему распределения электрической энергии.

За рубежом, в частности в США, широко применяется аналогичная система распределения электрической энергии. Для электроснабжения сельских районов и небольших городов США подземные кабельные линии прокладывают крайне редко. В этих целях используются ВЛ. Трансформаторы обычно либо подвешивают непосредственно к опорам, либо устанавливают на специальных платформах, закрепляемых между двумя столбами. Высшее напряжение трансформаторов, используемых в сельских электрических сетях, — 2,4 и 7,62 кВ.

Линии низкого напряжения 0,22—0,4 кВ имеют небольшую протяженность — фермы до ближайшего трансформатора, обслуживающего несколько домов. В последние годы в сельских районах и небольших городах США стало ис-



Однолинейная схема электроснабжения фермерских хозяйств:

$T_1 - T_n$  — столбовые трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, 10/0,23 кВ;  $P$  — разъединительный пункт;  $l_0$  — длина пролета между разъединительным пунктом и столбовой подстанцией;  $l_1$  — длина расчетного пролета между опорами ВЛ 10 кВ (для населенной местности она составляет 45—60 м)



использоваться напряжением 15 кВ и намечалась новая тенденция к постепенному переходу на напряжение 34,5 кВ. Это обусловлено применением в сельских электрических сетях большого количества трансформаторов, особенно однофазных, понижающих напряжение до 240 или 120 В. Там, где потребителю требуется трехфазный ток, в электрических сетях чаще всего устанавливают три однофазных трансформатора, реже — трехфазный.

В США выпускаются однофазные трансформаторы мощностью от 5 до 500 кВ·А.

Небольшие однофазные трансформаторы (мощностью до 25 кВ·А) подвешивают непосредственно к траверсе опоры ВЛ, а трансформаторы средних габаритов крепят к стойке опоры ВЛ с помощью болтов, для которых в этих трансформаторах выполнены две петли с прорезями. Расстояние между осями этих прорезей составляет 300 или 610 мм (в зависимости от габаритов трансформатора).

В США распространены также так называемые «самозащищенные» трансформаторы, которые на стороне низкого напряжения имеют встроенный автоматический выключатель, а на стороне высокого — разрядник, установленный на баке трансформатора, и внутренний предохранитель. Такие трансформаторы также могут подвешиваться к опоре с помощью болтов, однако при этом предохранители и разрядники не устанавливаются.

Если же возникает необходимость в применении трехфазного тока, к опоре ВЛ подвешивают три однофазных трансформатора, включая их в сеть по схеме звезды или треугольника.

Эти трансформаторы подвешивают к стойке опоры с помощью специального кронштейна, изготовленного из стали или высокопрочного алюминиевого сплава. Такой кронштейн быстро и надежно прикрепляют к стойке любого диаметра. Общая масса подвешиваемых трансформаторов не должна превышать 2000 кг.

На стойке опоры ВЛ обычно монтируют несколько проводов. В верхней части опоры располагаются провода напряжением 13,8; 4,16 или 2,4 кВ (в настоящее время используется и более высокое напряжение — до 34,5 кВ). Под трансформатором размещается трехпроводная линия 120/240 В. Под проводами этой линии на опоре подвешивают два провода уличного освещения, а ниже них телефонный кабель. На этой же опоре может быть смонтирован и телевизионный кабель. Такое комплексное использование опор ВЛ является наиболее экономичным решением.

В России, несмотря на рекомендации ученых И. А. Будзко и А. Г. Захарина, трехфазно-однофазная система распределения электрической энергии в сельской местности до настоящего времени практически не применялась [1]. Для электроснабжения сельских потребителей традиционно используется классическая для России схема: ВЛ 10 кВ — трехфазный трансформатор — ВЛ 0,4 кВ. Даже для электроснабжения небольших населенных пунктов в сельских сетях применяются трехфазные трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток треугольник — звезда с нулевым проводом.

Однофазные трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ мощностью до 10 кВ·А используются крайне редко [1]. Для таких подстанций Кентаусским трансформаторным заводом (Чимкентская область Казакстана) разработаны и изготавливаются однофазные двухобмоточные трансформаторы ОМП, предназначенные для питания устройств катодной защиты от сети 6 и 10 кВ.

В связи с вышесказанным оценить эффективность использования трехфазно-однофазной системы распределения электрической энергии по сравнению с традиционной, применяемой в сельских электрических сетях, довольно трудно. Тем не менее авторами данной статьи были проведены исследования, целью которых было сравнение существующей системы электроснабжения сельских потребителей в нашей стране с системой, применяющейся в США и ряде других зарубежных стран.

Для этого были построены модели систем электроснабжения населенных пунктов с 12 дворами (без явно выраженной силовой нагрузки) и с 30 дворами и двумя фермерскими хозяйствами (с силовой нагрузкой). Для этих моделей рассматривалось использование традиционной системы электроснабжения с ВЛ 0,4 кВ и трехфазно-однофазной системы, позволяющей отказаться от строительства ВЛ 0,4 кВ.

Сравнение систем проводилось на основании технико-экономических расчетов, включающих определение потерь электроэнергии в элементах сети, проверку выбора сечения проводов по экономической плотности тока, по условиям нагрева и т. д. [2]. Расход строительных материалов (стали, бетона, алюминия) рассчитывали согласно типовым решениям 407.1-143 (выпуски 1—5) института Сельэнергопроект, а также техническому заданию на разработку столбовых подстанций института Поволжсельэнергопроект. Стоимость сооружения рассматриваемых систем электроснабжения принята ориентировочно (в ценах 1984 г.).

Показатель	Варианты системы электроснабжения	
	с ВЛ 0,4 кВ	без ВЛ 0,4 кВ
Расход бетона на изготовление железобетонных опор, м <sup>3</sup> /(кВ·А)	0,08	0,06
Расход алюминиевых проводов, кг/(кВ·А)	7,32	3,51
Расход стали на изготовление подстанций, кг/(кВ·А)	5,8	3,72
Стоимость сооружения, тыс. руб.	69	62,3

В результате проведенных расчетов были получены удельные расходы основных строительных материалов (в расчете на 1 кВ·А установленной мощности), которые приведены в таблице.

Данные таблицы свидетельствуют о том, что трехфазно-однофазная система электроснабжения потребителей в сельской местности, позволя-

ющая отказаться от сооружения ВЛ 0,4 кВ, более эффективна.

В заключение следует отметить, что эксплуатация трехфазно-однофазной системы с применением столбовых подстанций не представляет больших трудностей. Это обусловлено тем, что распределительное устройство низкого напряжения такой подстанции обслуживается с земли, а оборудование высокого напряжения — с телескопических вышек или бортовых автомобилей,

снабженных приспособлением для подъема на высоту 4—5 м [3].

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Имшеницкий В. Н., Рожавский С. М. Сельские электрические сети. М.: Колос, 1970.
2. Анастасиев П. И., Фролов Ю. А. Воздушные линии напряжением до 1000 кВ. М.: Энергия, 1969.
3. Шевляков В. И. О концепции развития электрических сетей в сельской местности // Энергетическое строительство. 1992. № 1. С. 2—5.

## Компактные ВЛ 10 кВ с изолированными проводами

Канд. техн. наук А. С. ВЫСКИРКА, инж. М. К. ГОЛОВАТЮК (институт Укрсельэнергопроект)

В настоящее время в сельских распределительных сетях широкое распространение получили ВЛ 10 кВ с неизолированными проводами. Однако такие линии имеют один существенный недостаток — подверженность внешним климатическим воздействиям (ветровым и гололедно-ветровым нагрузкам), что приводит к их частым авариям (иногда массовым), вызывающим длительные отключения потребителей. Вследствие этого сельскохозяйственному производству наносится огромный ущерб. Восстановление электроснабжения потребителей требует значительных затрат.

Ужесточение требований, предъявляемых к надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, а также возрастающий дефицит металла заставляют конструкторов и проектировщиков искать альтернативные варианты конструктивного выполнения воздушных линий электропередачи. Одно из таких решений — компактные воздушные линии с использованием междуфазных распорок, что позволяет уменьшить междуфазное расстояние на ВЛ. Теоретические исследования по разработке конструкций компактных ВЛ осуществлялись в Молдавии еще в 70-е и 80-е годы [1, 2].

Анализ зарубежного и отечественного опыта использования воздушных линий со сближенными фазами показывает, что они имеют ряд преимуществ перед традиционными, главными из которых являются меньшая подверженность гололедно-ветровым воздействиям и значительная экономия металла [3—5].

Однако широкому распространению компактных ВЛ в нашей стране препятствует отсутствие в строительномонтажных организациях специальных подъемных механизмов для монтажа междуфазных распорок, а также дефицит распорок промышленного производства, обладающих достаточной надежностью в процессе эксплуатации [6, 7].

Вследствие указанных выше причин большой интерес представляют компактные ВЛ 10 кВ с изолированными проводами. По сравнению с компактными ВЛ с распорками применение изолированных проводов позволит устранить присущие им недостатки: исключить обрывы проводов в местах крепления распорок и возможность пе-

рекрытия проводов при возникновении электрических перенапряжений, снизить продолжительность ремонтных работ при обрыве провода, вызванную необходимостью демонтажа распорок и повторного их монтажа, избежать возможности появления синхронных колебаний проводов как единой колебательной системы вследствие жесткой связи между проводами (из-за распорок).

Наличие изоляционного полимерного покрытия на токопроводящей жиле провода предотвращает возможность возникновения коротких замыканий и пережога проводов при их схлестываниях, а гидрофобные свойства покрытия затрудняют образование гололедных отложений. Учитывая кратковременность контакта проводов при их схлестываниях, толщина изоляционного покрытия может быть значительно уменьшена по сравнению с толщиной фазной изоляции кабелей такого же номинального напряжения.

Результаты исследований технических параметров компактных ВЛ 10 кВ с изолированными проводами, проведенных в Укрсельэнергопроекте, показали, что такие линии имеют ряд преимуществ перед традиционными:

- увеличенную пропускную способность;
- лучшую грозоупорность;
- повышенную надежность (благодаря исключению обрывов и повреждений проводов при их сближениях и схлестываниях).

Ниже анализируются преимущества компактных ВЛ 10 кВ с изолированными проводами, влияющие на надежность этих ВЛ.

Увеличение пропускной способности таких ВЛ пропорционально снижению величины потери напряжения, которая зависит от значения индуктивного сопротивления ВЛ. Индуктивное сопротивление ВЛ со сближенными фазами значительно ниже, чем у традиционных линий. Принимая во внимание, что на обычных ВЛ 10 кВ, расположенных в сельской местности, в настоящее время в основном монтируют провода с номинальным сечением 50—95 мм<sup>2</sup>, можно определить снижение величины индуктивного сопротивления компактных ВЛ. При расстоянии между фазами 250 мм величина индуктивного сопротивления снижается на 28%, 300—25, 450—18, 600 мм — 13%. При этом, как показывают расчеты, про-

пусковая способность компактных ВЛ увеличивается в среднем на 2—10% (в зависимости от расстояния между фазами ВЛ).

В электрических сетях напряжением 35 кВ и ниже, имеющих незаземленную (изолированную) нейтраль, градиенты рабочего напряжения невелики, а ток однофазного короткого замыкания мал, поэтому электрическая дуга, возникающая при однофазном грозовом перекрытии изоляции, угасает в течение нескольких периодов. Этому способствует и установка в указанных сетях дугогасящих катушек, ограничивающих ток замыкания на землю, например для сети 10 кВ (согласно ПУЭ) до 20 А. Вследствие этого при возникновении грозовых перенапряжений основную опасность для компактной ВЛ с изолированными проводами представляет переход однофазного замыкания на землю в двухфазное или трехфазное. Рассмотрим подробнее это явление.

После удара молнии в один из проводов линии, как правило, происходит импульсное перекрытие изоляции с провода на опору, и ток молнии протекает через систему заземления опоры. При больших токах молнии и значительных сопротивлениях заземления может произойти перекрытие изоляции с опоры на второй провод (обратное перекрытие), которое переходит в двухфазное короткое замыкание и вызывает отключение линии. На линиях со сближенными фазами вероятность обратных перекрытий значительно меньше, чем у ВЛ традиционных конструкций. Это обусловлено снижением разности потенциалов между опорой и непораженным проводом вследствие более высоких коэффициентов связи между проводами. Как показывают расчеты, количество обратных перекрытий изоляции при прямых ударах молнии в проводе компактных ВЛ на 15—20% меньше, чем на ВЛ 10 кВ традиционного исполнения. Причем это количество практически одинаково для ВЛ 10 кВ как с горизонтальным, так и с треугольным расположением проводов.

Поскольку в странах СНГ нет действующих компактных ВЛ 10 кВ с изолированными проводами, оценка показателей надежности таких линий была произведена на основе анализа статистических данных о надежности элементов ВЛ 10 кВ традиционных конструкций и результатов исследований грозоупорности компактных линий.

Основными показателями, характеризующими надежность работы ВЛ, являются удельная частота отказов  $\omega_0$  и продолжительность ремонта  $\tau_p$  [8]. Удельная частота отказов может быть определена по формуле

$$\omega_0 = \omega_{оп} + \omega_{пр} + \omega_{из} + \omega_{сл} + \omega_{пп}, \quad (1)$$

где  $\omega_{оп}$ ,  $\omega_{пр}$ ,  $\omega_{из}$ ,  $\omega_{сл}$ ,  $\omega_{пп}$  — удельная (1/год·км) частота отказов соответственно опор, проводов, изоляции, а также при сложных и прочих повреждениях.

Удельная частота отказов опор компактных линий была принята такой же, как и для традиционных ВЛ.

Как уже было сказано выше, при использовании на компактных ВЛ 10 кВ изолированных проводов существенно уменьшается их повреждаемость от воздействия климатических нагрузок,

исключаются перекрытия проводов при небросах на них. Аварийные отключения ВЛ 6—10 кВ, вызванные сближениями и схлестыванием проводов, составляют 17% всех аварийных отключений ВЛ такого класса напряжения [9, 10]. Принимая во внимание, что повреждения проводов составляют около трети всех повреждений ВЛ, можно допустить, что использование изолированных проводов снизит их повреждаемость в 2 раза.

Известно, что при обрыве проводов на ВЛ, возникающем от воздействия гололедно-ветровых нагрузок, возможна поломка опор. Учитывая вышесказанное, примем, что количество повреждений на ВЛ снизится также в 2 раза.

Как уже отмечалось, удельное количество грозовых перекрытий на компактных ВЛ 10 кВ значительно меньше, чем на линиях традиционного исполнения. Следует также учесть, что на ВЛ 10 кВ с изолированными проводами исключаются перекрытия изоляции проводов, вызванные птицами.

Статистика о повреждаемости изоляции ВЛ 10 кВ свидетельствует о том, что удельная частота отказов компактных ВЛ с изолированными проводами вследствие повреждения изоляции примерно на 8% ниже, чем для ВЛ традиционных конструкций.

Удельную частоту отказов компактных ВЛ по другим причинам можно принять такой же, как и у традиционных линий.

Теперь рассмотрим, как изменяется продолжительность ремонта компактной ВЛ 10 кВ по сравнению с традиционной.

Система обслуживания компактных и традиционных ВЛ 10 кВ принята одинаковой [8], поэтому продолжительность ремонта линии может определяться по формуле

$$\tau_p = \frac{1}{\omega_0} [\tau_{оп}\omega_{оп} + \tau_{пр}\omega_{пр} + \tau_{из}\omega_{из} + \tau_{сл}\omega_{сл} + \tau_{пп}\omega_{пп}], \quad (2)$$

где  $\tau_{оп}$ ,  $\tau_{пр}$ ,  $\tau_{из}$ ,  $\tau_{сл}$ ,  $\tau_{пп}$  — продолжительность ремонта соответственно опор, проводов, изоляторов, а также в случае сложных повреждений.

Продолжительность ремонта опор компактных и обычных ВЛ 10 кВ можно принять одинаковой, поскольку они имеют одни и те же опоры. Ремонт изолированных проводов более длителен, чем обычных, что обусловлено необходимостью удаления изоляции с участков поврежденного провода в местах обрыва. Однако время, затрачиваемое на выполнение этой операции, невелико, и в первом приближении им можно пренебречь. Продолжительность ремонта изоляторов, а также сложных и прочих повреждений одинакова для обеих ВЛ. При этих условиях исходя из (2) ремонт традиционной ВЛ будет осуществлен за 2,8, а компактной за 2,7 ч. Удельная частота плановых отключений и длительность их проведения для компактной и традиционной ВЛ приняты равными.

Прогнозируемые показатели надежности элементов компактных ВЛ 10 кВ с изолированными проводами (по сравнению с обычными) приведены в таблице.

Показатель	Обычная ВЛ	Компактная ВЛ
Удельная частота отказов 1, км·год, вызванные повреж- дениями:		
опор	0,065	0,065
проводов	0,08	0,04
изоляции	0,05	0,046
Удельная частота отказов, 1/км·год в результате:		
сложных повреждений	0,035	0,018
прочих повреждений	0,02	0,02
Удельная частота отказов ВЛ, 1, км·год	0,25	0,189
Продолжительность проведения ремонта при отказах ВЛ, ч	2,8	2,7
Удельная частота плановых от- ключений, 1 км·год	0,12	0,12
Продолжительность проведения, плановых отключений, ч	6	6

Таким образом, применение компактных ВЛ 10 кВ с изолированными проводами более эффективно, чем традиционных, так как позволяет снизить удельную повреждаемость линий на 25% и продолжительность их ремонта на 3—4%.

Для определения влияния коронных разрядов, возникающих при схлестывании изолированных проводов, на их полимерные покрытия были проведены экспериментальные испытания. Испытания проводили путем приложения к двум изолированным проводам (толщина изоляции 1,2 мм) испытательного напряжения 10 кВ с одновременной регистрацией миллиамперметром токов утечки изоляции. За состоянием изоляции осуществляли визуальный контроль. Для имитации условий схлестывания оба провода были изогнуты по дугообразной траектории и приведены в соприкосновение.

Испытания проводились в течение 125 ч (450 тыс. с), и за это время пробоя изоляции проводов не произошло, тока утечки также не было зафиксировано.

Визуальный осмотр проводов по окончании испытаний показал, что в месте соприкосновения изолированных проводов имеет место незначительная эрозия поверхности изоляции (на участке длиной около 1 см и шириной примерно 1,5 мм). Кроме того, на участке длиной около

5 см блестящая поверхность изоляции стала матовой.

Результаты проведенных исследований показывают, что компактные ВЛ 10 кВ с изолированными проводами отличаются от традиционных ВЛ 10 кВ большей пропускной способностью (приблизительно на 5%), лучшей грузопропускной способностью (в 1,5—2 раза), более низкой удельной повреждаемостью (на 25%), меньшим расходом металла (200 кг на 1 км строящейся ВЛ).

Кроме того, такие линии обеспечивают экологическую безопасность окружающей среды (исключая поражение птиц при касании ими проводов). Расчетный годовой экономический эффект от внедрения компактных линий с изолированными проводами составит около 70 руб. на 1 км ВЛ 10 кВ (в ценах 1991 г.), срок окупаемости дополнительных капиталовложений — 1,1 года.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Одноцепная ВЛ 10 кВ со сближенными фазами/ В. М. Постолатий, И. Т. Комендант, Ф. М. Ерхан и др.// Энергетическое строительство. 1983. № 12. С. 24—25.
2. Чеботарь Ф. И., Вишар Б. З. Линия электропередачи со сближенными фазами напряжением 10 кВ// Энергетическое строительство. 1988. № 3. С. 36—39.
3. Карлушкин Н. П. Компактные линии электропередачи для сельскохозяйственных районов// Энергетическое строительство за рубежом. 1978. № 5. С. 34—37.
4. Карлушкин Н. П. Повышение надежности ВЛ 6—10 кВ путем применения полимерных изолирующих расщепов// Энергетическое строительство. 1986. № 8. С. 13—15.
5. Компактная воздушная ЛЭП 20 кВ в Шлезвиге (ФРГ)// Электротехнический журнал. 1985. № 18. С. 700—701.
6. Копанский Ш. И. Опыт строительства и эксплуатации ВЛ 10 кВ со сближенными фазами проводами// Режимы, параметры и характеристики управляемых электропередач. Кишинев. 1989. № 1. С. 38—41.
7. Чеботарь Ф. И., Пастушко А. В. Эксплуатационная надежность изоляционных конструкций из стеклопластикового материала// Управляемые электропередачи. Кишинев. 1983. С. 45—53.
8. Метод и алгоритм расчета показателей надежности электроснабжения потребителей сельскохозяйственного значения/ Л. В. Глей, В. П. Ключко, В. В. Тисляков, В. Л. Прусс. М., 1987. Деп. во ВНИИТЭ Агропром. № ВС-87.
9. Усманов Ф. Х., Кабашов В. Ю., Максимов В. П. Анализ отключений ВЛ 6—10 кВ// Электрические станции. 1980. № 8.
10. Усманов Ф. Х., Александров В. И., Архипов В. П. Повреждаемость сельских ВЛ 10 кВ// Электрические станции. 1990. № 6.

Журнал "Энергетическое строительство"  
№ 9, 1994 г.

## Резервное электроснабжение дизельными электростанциями

И. С. БОРИСОВ: кандидат технических наук  
ВИАЭСХ

Электроприемники (ЭП) первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв ее может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания (несколько минут). Для ЭП второй категории с повышенными требованиями к надежности электроснабжения он не должен превышать 0,5 ч, допустимая частота отказов  $\lambda$  в электроснабжении с длительностью перерыва  $T$  не более 0,5 ч равна 2,5 в год. Для остальных ЭП этой категории приняты два нормативных показателя:  $\lambda = 2,3$  при  $T \leq 4$  ч;  $\lambda = 0,1$  при  $4 < T \leq 10$  ч — потребители с расчетной нагрузкой 120 кВт и более;  $\lambda = 0,2$  при  $4 < T \leq 10$  ч — потребители с нагрузкой менее 120 кВт. Для ЭП третьей категории —  $\lambda = 3$  при  $T \leq 24$  ч.

Чтобы выполнить указанные требования, необходимо иметь автономные источники резервного электроснабжения — стационарные или передвижные электроагрегаты и дизельные электростанции (ДЭС). При этом, на объектах с ЭП первой и второй категорий, недопускающих перерыва в электроснабжении более 0,5 ч, их применяют независимо от наличия резервного питания по электрическим сетям. ДЭС позволяют также обеспечивать потребителей электроэнергией при плановых отключениях в системе централизованного электроснабжения (СЦЭ), разгрузке трансформаторов, резком ухудшении качества электроэнергии.

В сельском хозяйстве наиболее распространены дизельные электростанции: ЭД30-Т400-1ВАС (ТУ16-90ИДБП.561734.003ТУ), ЭД100-Т400-РК (ТУ16-516.220-77), ЭД100-Т400-1РАС (ТУ16-90ИДБП.561812.007ТУ), АД100С-Т400-Р, РП (ТУ16-88ИДБП.561322.003ТУ), ЭСД-20М2-ВС-400 (ТУ1Б-Ц650153ТУ) — производства НПО "Электроагрегат" (г. Курск); АБ16 (ТУ16-516.254-30), АД30С-Т400-РМ (ТУ16-561.012-85), АД60С-7400-Р (ТУ16-561.011-85) — выпускаемые ПО "Армэлектромаш" (г. Ереван); УГ30-Т400 (ТУ16-87ИДБП.566222.001ТУ), УГ60-Т400 (ТУ16-87ИДБП.516122.003ТУ) — изготавливаемые ПО "Росагропромтехавторемонт" (г. Рязань).

Для фермерских хозяйств, малых и средних предприятий целесообразны ДЭС номинальной мощностью 8...50 кВт (в удаленных и на сезонно используемых объектах удобны передвижные агрегаты). В индивидуальном подворье применимы унифицированные бензоэлектрические агрегаты трехфазного переменного тока серии АБ напряжением 400 В: АБ-4-Т400-М1 (ТУОБА.516.022-73) — мощность 4 кВт, масса 185 кг, габаритные размеры 1150x680x740 мм и АБ-8-Т400-М (ТУОБА.516.036-73) — мощность 8 кВт, масса

440 кг, габаритные размеры 1440x740x1090 мм — производства Московского электромеханического завода; АБ-12-Т400-М1, (ТУОБЦ.539.046-75) — мощность 12 кВт, масса 840 кг, габаритные размеры 1700x1038x1110 мм и серии АСДА (ТУ16-516.211-76) — выпускаемые "Армэлектростанцией" (г. Ереван).

Основные параметры трехфазных синхронных генераторов с выведенной нулевой точкой, которые наиболее часто монтируют на ДЭС, приведены в табл. 1 и 2.

Номинальное напряжение генераторов 400 В, коэффициент мощности 0,8, частота вращения 1500 мин<sup>-1</sup>, исполнение, как правило, М1001. Они рассчитаны на нормальную работу при температуре -50...+50°С, влажности окружающей среды 98% при +25°С, крене до 30° и дифференциале до 15°, запыленности воздуха до 0,5 г/м<sup>3</sup>. Обеспечи-

Таблица 1

Тип генератора	Мощность		Номинал. ток, А	КПД	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
	кВт	кВ·А				
<b>Серия ЕСС5 (ТУ16-512.367-75)</b>						
ЕСС5-61-4У2	8	10,0	14,5	0,85	698x492x450	160
ЕСС5-62-4У2	12	15,0	21,7	0,85	742x492x450	189
ЕСС5-81-4У2	20	25,0	36,0	0,86	793x613x565	300
ЕСС5-82-4У2	30	37,5	54,0	0,88	870x613x565	340
ЕСС5-91-4У2	50	62,5	90,0	0,89	935x714x690	490
ЕСС5-92-4У2	60	75,0	108	0,91	935x714x690	495
ЕСС5-93-4У2	75	93,7	135	0,91	995x714x690	605
<b>Серия ОС-5 (ТУ16-526.573-84)</b>						
ОС-5-51У2, УХЛ2	4	5,0	7,2	0,81	608x426x386	118
ОС-5-52У2, УХЛ2	8	10,0	14,4	0,84	675x426x386	147
ОС-5-71У2, УХЛ2	16	20,0	28,9	0,86	761x516x488	263
ОС-5-72У2, УХЛ2	30	37,5	54,1	0,88	865x516x488	349
ОС-5-91У2, УХЛ2	60	75,0	108	0,91	990x660x610	582
<b>Серия ОС (ТУ16-512.266-78)</b>						
ОС-51У2	4	5,0	7,2	0,80	608x426x386	118
ОС-52У2	8	10,0	14,4	0,83	675x426x386	147
ОС-71У2	16	20,0	28,9	0,87	761x516x488	263
ОС-72У2	30	37,5	54,1	0,89	862x516x488	349
ОС-91У2	60	75,0	108	0,91	990x660x610	582
<b>Серия ЕСС (ТУ16-512.372-75)</b>						
ЕСС-52-4	5	6,25	9,0	0,79	560x330x530	125
ЕСС-62-4	12	15,0	21,7	0,86	664x390x595	215
ЕСС-81-4	20	25,0	36,0	0,87	788x520x710	330
ЕСС-82-4	30	37,5	54,0	0,88	865x520x710	420
ЕСС-91-4	50	62,5	90,3	0,90	930x600x820	575
ЕСС-92-4	75	93,8	135	0,91	990x600x845	725

Таблица 2

Тип генератора	Мощность		Номинал. ток, А	КПД	Габаритные размеры, мм	Масса, кг	Техническое условие
	кВт	кВ·А					
ЕС-52-4У2	5	6,25	9,0	0,82	565x350x410	106	ТУ16-512.371-75
М2-85/32-4У2	500	625	900	0,94	1550x1100x1174	2727	ТУ16-512.428-80
ГСБ-250-100/4У2, УХЛ2	100	125	181	0,91	990x472x558	520	ТУ16-526.725-87
ПС-93-4М	75	93,7	135	0,90	1115x675x970	900	ОБН.513.042
ДГФ-82-4Б	30	37,5	54,0	0,88	960x520x680	400	ОБН.513.072
ГСФ-200	200	250	360	0,91	1589x860x1086	1500	ТУ 16-512.365-75
ГСФ-100М	100	125	181	0,91	1084x590x850	1070	—

вают на холостом ходу прямой пуск асинхронных электродвигателей мощностью, равной 50...70% от номинальной, допускают 10%-ную перегрузку в течение 1 ч, 15%-ную — 0,4 ч, 20%-ную — 0,1 ч, 25%-ную — 5 мин, 40%-ную — 3, 50%-ную — 2, 100%-ную — 1 мин. Интервалы между последующими перегрузками должны быть не менее 10 ч. Гарантийный срок службы генераторов 2 г. при условии соблюдения потребителем правил эксплуатации и хранения.

Большинство стационарных ДЭС укомплектованы генераторами серии ЕСС. По желанию заказчика с ними могут поставляться ящики управления серии Я8001.

При заказе бензоагрегата, ДЭС и ящика управления (в нем предусмотрены защита от аварийных режимов и приборы контроля режима работы станции) следует указать наименование изделия, его тип, номер технических условий. Пример заказа ящика управления со схемой начального возбуждения от трансформатора: "Ящик управления Я8001-3885ПУ3 к генератору ЕСС5-8224У2, ТУ16-656.035-84 ; ДЭС: "Дизельная электростанция АД100-Т400-РП, 400 В, ТУ16-88ИДБП.561322.003ТУ с генератором ГСБ-250-100-4УХЛ2 по ТУ16-526.725-87 (поставляется также с генератором ГСФ-100)".

ДЭС выбирают, исходя из суммарной присоединенной мощности одновременно работающих резервируемых ЭП, которая определяется за получасовой максимум в интервале времени с наибольшей нагрузкой с учетом их среднего коэффициента мощности. При формировании технологического графика в первую очередь включают процессы, которые необходимо сохранить в полном объеме, а затем те, которые могут выполняться в ограниченном диапазоне мощности. При этом стремятся уменьшить расчетную нагрузку путем снижения потребной мощности по отдельным процессам, временного введения последовательной работы электрифицированного оборудования, переноса отдельных процессов на другое время суток и т. п. Естественно, следует учитывать возможности генератора. Не разрешается его нагружать сверх 75% в течение 15 мин с момента пуска; нагрузку увеличивают постепенно, по мере разогрева дизеля. Пока генератор не загружен в работу включают сначала наиболее мощные электродвигатели. Не рекомендуется эксплуатировать станции с нагрузкой до 60% от номинальной. При чрезмерном снижении нагрузки включают дополнительные ЭП.

Стационарную ДЭС требуют размещать в специально построенном здании ( типовые проекты "Сельэнергопроекта") или в помещении, пристроенном к закрытой трансформаторной подстанции,

производственному зданию с наибольшей резервируемой нагрузкой. Допускается устанавливать ДЭС внутри производственных корпусов в специально выделенных и оборудованных помещениях с отдельным выходом.

Устанавливать ДЭС необходимо в помещении, объем которого должен быть не менее 20-кратного объема агрегата, с хорошей вентиляцией. Выхлопные газы выводят наружу по металлическим трубам. Располагают их в помещении навстречу естественному течению воздуха, фундамент под них не должен иметь связи со стенами здания и фундаментами других агрегатов во избежание резонансных колебаний, раму закрепляют анкерными болтами. Особое внимание уделяют горизонтальности агрегата.

ДЭС заземляют двумя проводниками, один из которых подсоединяют к специальной клемме на дне ящика управления, другой — к заземляющей втулке рамы. Места заземления тщательно очищают от следов краски и коррозии.

В помещении, где находится станция, запрещается хранить кислоты, щелочи, химикаты, горючие материалы и вещества, не допускается скопление на полу топлива и масла, необходимы противопожарные средства.

При проведении всех работ следует следить за сохранностью пломб, установленных на разных элементах агрегата. Аккумуляторные батареи помещают в вытяжном шкафу, располагая его возможно ближе к стартеру ДЭС. Для их подзарядки используют селеновый выпрямитель.

Передвижную ДЭС размещают вблизи производственных зданий с наибольшей резервируемой нагрузкой на специально подготовленной ровной площадке, имеющей удобный подъезд транспортных средств. По прибытии к месту станцию перевозят из транспортного в рабочее состояние. Летом ее разворачивают так, чтобы генератор находился с подветренной стороны, дверцы капота должны быть открыты. При кратковременной работе ДЭС, смонтированной на колесах, включают ручной тормоз, а свыше суток — платформу с электроагрегатом поднимают на домкратах до полной разгрузки колес и рессор ходовой части, тягач отсоединяют от станции.

Конструкция подключающих пунктов (ПП) к ДЭС должна исключать возможность одновременного подсоединения ЭП к ней и СЦЭ (исключение допускается только во время пусконаладочных работ на станции при постоянном присутствии персонала). В качестве ПП рекомендуется применять трехполюсные переключатели на два направления (рубильники серии РП или рубильные переключатели серии ВР-32). Допускается блокировка между

ручными приводами двух коммутационных аппаратов, установленных в цепях централизованного и резервного электроснабжения, с помощью блокировочных замков. В случаях, когда коммутационные аппараты имеют катушки дистанционного аключения и отключения, применяют электрическую блокировку, исключающую возможность одновременного включения обоих.

Нейтраль генератора при помощи заземляющего проводника присоединяют к заземлителю, расположенному в непосредственной близости от генератора. Использование нулевого провода для этой цели не допускается. Суммарное сопротивление системы заземления с учетом повторных заземлений нулевого провода в любое время года не должно превышать 4 Ом. При удельном сопротивлении грунта более 100 Ом·м допускается его увеличение, но не более чем в 10 раз.

Обслуживает ДЭС персонал, прошедший обучение и сдавший экзамены на электромеханика, имеющий не ниже III квалификационную группу по технике безопасности. К самостоятельной работе приступает после стажировки на рабочем месте в течение двух недель под руководством опытного специалиста. Электромеханик должен знать правила пуска, остановки и эксплуатации ДЭС, порядок регулирования ее режима работы, включение и отключение нагрузки, регулировку отдельных механизмов, техническое обслуживание, возможные неисправности и способы их предупреждения и устранения. Кроме того, он обязан разбираться в марках основных эксплуатационных смазочных материалов, применяемых при техническом обслуживании и текущем ремонте, знать правила котлонадзора, производственной санитарии и пожарной безопасности, уметь подключать контрольно-измерительные приборы, измерять величину сопротивления изоляции и заземляющих устройств, собирать простые электрические схемы, вести учет работы ДЭС, пользоваться защитными и противопаварными средствами, оказать первую помощь пострадавшим.

С учетом того, что ДЭС включается в работу периодически и на ограниченное время, обязанности электромеханика можно возлагать на соответствующим образом подготовленного работника соответственной специальности (электромонтер, механик), обслуживающего объект с резервируемыми ЭП.

На каждую ДЭС заводятся оперативный журнал, в котором дежурный записывает дату, время и причину включения ДЭС, число наработанных часов и объем выработанной электроэнергии (по разности показаний счетчиков моточасов и электросчетчика), нагрузку генератора в кВт, замеченные неисправности и поломки, происшедшие во время работы и меры по их устранению, расход топлива и масла. В нем также должны быть должностные и эксплуатационные инструкции, в которых перечислены права, обязанности обслуживающего персонала.

Обслуживающий персонал должен являться на станцию по получении сигнала об аварийном откaze СЦЭ или заблаговременно в периоды повышенной его вероятности (получено штормовое предупреждение, начавшийся сильный снегопад с ветром, образование гололедно-изморозевых отложений на проводах, грозы и т. п.) для приведения

ДЭС в состояние повышенной готовности.

При работе ДЭС по показаниям приборов на щите управления следят: за напряжением переменного тока — по вольтметру, за величиной токов и симметричностью нагрузки — по амперметру, за частотами переменного тока и вращения вала электроагрегата — по частотомеру или тахометру, за состоянием аккумуляторной батареи — по вольтметру (напряжение 24...25 В) и по амперметру (зарядный ток), за количеством выработанной электроэнергии и средней нагрузке — по счетчикам электроэнергии и моточасов работы дизеля, за температурой масла, его давлением и охлаждающей жидкости — по термометрам и манометру.

Если перегрузка генератора по току обусловлена низким коэффициентом мощности ЭП, следует частично его разгрузить и в последующем принять меры по повышению  $\cos \varphi$ , заменить недогруженные электродвигателями меньшей мощности, ограничить работу их на холостом ходу, применить устройство компенсации реактивной нагрузки.

В процессе работы наблюдают за состоянием соединений водяных, масляных и топливных трубопроводов, плотностью соединений в системе выпуска выпускных газов, прислушиваются к шуму работающего двигателя, следят за вибрацией, температурой подшипников, предохраняют резиновые и дюритовые элементы от попадания смазки, топлива, керосина или бензина.

Обращают особое внимание на щетки и контактные кольца электрических машин, а также на натяжение вентиляторных ремней.

В случае выхода из строя автоматического регулятора напряжения (пониженное показание вольтметра), необходимо перейти на ручное управление. ДЭС немедленно останавливают при появлении ненормальных шумов и стуков, повышении искрения щеток, чрезмерном понижении давления в масляной системе, повышении температуры масла и воды сверх допустимой, резком (до 10%) увеличении частоты вращения вала дизеля.

Техническое обслуживание дизеля проводится в соответствии с инструкцией, а электрической части — по системе ППРЭСх. Для своевременного выявления и предотвращения возможных неисправностей следует осматривать станцию перед каждым ее пуском: во время работы, осуществлять контрольный пуск через каждые 10 дней после ее последней остановки с 60%-ой нагрузкой и продолжительностью работы 0,5...1 ч, внеочередные осмотры после отключения и остановки ДЭС от срабатывания защиты.

К вырабатываемой ДЭС электроэнергии предъявляются следующие основные требования: частота тока — на уровне  $50 \pm 2$  Гц при мощности 250 кВт и  $50 \pm 0,5$  Гц — при большей, если ЭП не предъявляют более высокие требования; напряжение на зажимах электроприемника не должно выходить за допустимые пределы  $\pm 10\%$  на комплексах, птицефабриках и крупных предприятиях;  $\pm 12,5\%$  — на сельскохозяйственных предприятиях), то есть соответствовать 340/200 В и 330/190 В.

Снижение напряжения на зажимах электродвигателя в момент пуска, как правило, не должно превышать 40% от номинального. При этом, напряжение на зажимах любого из работающих электродвигателей не должно снижаться более,

чем на 20%, для чего в момент пуска мощного двигателя можно форсировать возбуждение генератора путем шунтирования специальным рубильником всех регулировочных и установочных сопротивлений в цепи обмотки возбудителя.

Допускается длительная работа генератора при несимметричной нагрузке фаз до 25% номиналь-

ного тока при условии, что ни в одной из них не превышает номинального значения, несимметрия линейных напряжений, при этом, не должна превышать 5...10%. В целях ее уменьшения рекомендуется распределять однофазные ЭП по фазам, предусматривая, где это возможно, одномерное их включение.

Журнал "Механизация и электрификация  
сельского хозяйства" № 1, 1994 г.



## Электроснабжение фермерских хозяйств

Кандидаты техн. наук В. П. КОНЕЧНЫЙ, А. Е. МУРАДЯН (ВИЭСХ)

Плавное развитие сельских электрических сетей время от времени нарушается скачкообразными изменениями в сложной динамической системе «сельскохозяйственные потребители электроэнергии — энергоснабжающий комплекс».

Такие изменения имели место, например, в пятидесятые годы, когда было начато повсеместное присоединение сельскохозяйственных потребителей к системе централизованного электроснабжения, а также в семидесятые годы, когда появление новых потребителей — крупных сельскохозяйственных комплексов — вызвало необходимость резкого повышения надежности их электроснабжения.

В настоящее время наметилась четкая тенденция к изменениям в структуре и характере сельских потребителей электроэнергии, вызванная переходом к многообразным формам собственности в агропромышленном комплексе, появилась новая многочисленная группа потребителей электроэнергии, в которую входят сельскохозяйственные коллективные арендные или кооперативные предприятия и крестьянские фермерские хозяйства. Первые организуются, как правило, на производственной базе колхозов и совхозов. Поэтому интенсификация их хозяйственной деятельности может сопровождаться лишь увеличением мощности действующих или появлением новых электроприемников на производственных объектах, т.е. в основном может осуществляться без изменения конфигурации находящихся в эксплуатации электрических сетей, входящих в систему электроснабжения сельскохозяйственных районов. Становление же вторых влечет за собой появление новых электрифицируемых объектов с определенным набором электроприемников и конкретными режимами работы, с новыми требованиями к электроснабжению потребителей.

Изменения в структуре и характере сельских потребителей в свою очередь вызовут изменения и в системе сельского электроснабжения. Поэтому представляет практический интерес изучение возможного влияния этих изменений на развитие систем электроснабжения сельских районов.

Ниже рассмотрены особенности электроснабжения новых групп сельскохозяйственных потребителей электроэнергии и требования, предъявляемые к их электроснабжению, а также возможность учета этих особенностей при реконструкции и эксплуатации систем электроснабжения.

Еще несколько лет назад в стране не было самостоятельных крестьянских фермерских хозяйств, однако к концу 1991 г. их насчитывалось уже несколько десятков тысяч. В России с апреля 1990 г. по март 1991 г. число таких хозяйств увеличилось с 231 до 13602. На начало 1992 г. на территории Российской Федерации было зарегистрировано почти 50 тыс. фермерских хозяйств. В настоящее время их количество достигло 260—270 тысяч [1]. По прогнозу института экономики сельского хозяйства (ВИЭСХ), выполненному в 1991 г. [2], в ближайшие

2—4 года в России может быть создано примерно 525 тысяч фермерских хозяйств.

Размещение, специализация и объемы производства фермерских хозяйств зависят от природно-климатических, экономических, социально-демографических и других условий региона или административного района и могут быть различны. По прогнозу ВИЭСХ, предполагаемая доля 525 тыс. фермерских хозяйств в производстве валовой сельскохозяйственной продукции России может достигнуть 2/3.

Естественно, что такой уровень производства возможен лишь при определенном материально-техническом и энергетическом обеспечении этих хозяйств.

Каждое фермерское хозяйство как потребитель электроэнергии с точки зрения его электроснабжения характеризуется главным образом двумя параметрами: максимальной (расчетной) электрической нагрузкой и расстоянием до ближайшего электросетевого объекта системы электроснабжения, т.е. до ВЛ 0,4—10 кВ, трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ или питающих районных подстанций 10—35/10(6) кВ.

Обычное фермерское хозяйство — это совокупность объектов определенной специализации (блок объектов и построек различного производственного и хозяйственного назначений) и земельного надела. Как правило, ферма располагается либо вблизи земельного надела, либо непосредственно на нем. Земельные наделы владельцам фермерских хозяйств могут быть предоставлены как вблизи населенных пунктов, так и вдали от них. В первом случае расстояние между фермой и ближайшим электросетевым объектом может достигать нескольких десятков или сотен метров, во втором — нескольких километров.

Анализ зарубежного и отечественного опыта ведения фермерского хозяйства показывает, что электрическая нагрузка одного хозяйства может составлять 10—190 кВт. Поскольку жилой дом фермера может быть совмещен с блоком объектов и построек фермы на земельном наделе или существовать отдельно от него, т.е. быть в каком-либо населенном пункте, электрическую нагрузку жилого дома следует учитывать отдельно от производственной нагрузки фермерского хозяйства. При традиционном наборе электробытовых приборов нагрузка сельского жилого дома равна примерно 3,5 кВт и возрастает до 7—8 кВт при использовании электроэнергии для горячего водоснабжения и до 20—25 кВт — для отопления.

Что же касается производственных нагрузок, то для их оценки можно использовать данные Гипро-нисельхоза [3], например, по молочным фермам крупного рогатого скота и свиноводческим фермам. Так, производственная нагрузка фермы или подворья на 5 коров составляет 21,6 кВт, на 10 — 30,2, на 25 — 69,4 и на 50 — 119,4 кВт, на 30 свиней — 15 кВт, на 100 — 71,2, на 200 — 91 кВт с учетом элект-

ротеплоснабжения.

Организация электроснабжения фермерского хозяйства, как и любого другого электрифицированного объекта, включает три стадии: проектирование, производство строительно-монтажных работ и техническую эксплуатацию электроустановок. Исходя из производственно-хозяйственной деятельности электроустановки следует рассматривать как отдельные структурные элементы: технологическое электрооборудование и сеть электроснабжения, которая, в свою очередь, подразделяется на внешнюю сеть и внутренние электропроводки в зданиях и помещениях различного назначения. Организация электроснабжения фермерского хозяйства по отдельным структурным элементам может быть различной и зависит от материальных и профессиональных возможностей каждого конкретного фермера, а также от развития производственной инфраструктуры конкретного сельского района.

Типовой проект семейной фермы содержит все необходимые данные для производства работ по монтажу технологического электрооборудования и внутренних электропроводок. Эти работы могут быть выполнены собственными силами персонала фермерского хозяйства, если его владелец или кто-либо из членов его семьи имеет электротехническое образование и соответствующий профессиональный опыт. Такая профессиональная подготовка членов семьи позволит осуществить и инженерные расчеты по внутреннему электроснабжению семейной фермы в том случае, если она сооружается индивидуально, т. е. без использования типового проекта. При этом монтаж внутренних электропроводок должен выполняться в соответствии с действующими правилами и нормами, а технологического электрооборудования, кроме того, в соответствии с заводскими техническими условиями и специальными агро- или зоотехническими требованиями. Владелец фермы может также провести все необходимые расчеты и монтаж внутреннего электрооборудования своей фермы по договоренности с частными лицами, имеющими специальную профессиональную подготовку.

Участок сети внешнего электроснабжения — между фермой и ближайшим электросетевым объектом — для каждого фермерского хозяйства по своим параметрам, как правило, индивидуален. Причем для любого фермера важно, чтобы техническое и конструктивное решение этого участка сети было экономически оптимальным.

В связи с широким диапазоном изменения электрических нагрузок в фермерском хозяйстве и различными расстояниями от ферм до электросетевых объектов должны быть проведены необходимые исследования в целях оптимизации внешнего электроснабжения фермерских хозяйств. При этом следует выявить области определенных сочетаний электрических нагрузок хозяйства и его удаленности от электросетевого объекта, в каждой из которых экономичен один из следующих вариантов присоединения фермерского хозяйства к электрической сети системы электроснабжения:

через сооружаемый участок ВЛ 0,4 кВ, присоединенный к концу или магистрали действующей ВЛ

0,4 кВ, проходящей по данному населенному пункту;

через отдельную сооружаемую ВЛ 0,4 кВ, присоединенную к действующей в населенном пункте ТП 10(6)/0,4 кВ без замены трансформатора или с заменой существующего трансформатора трансформатором большей номинальной мощности;

через сооруженные ТП 10(6)/0,4 кВ и ВЛ 10 кВ, присоединенную к действующей ВЛ 10 кВ, наиболее близко расположенной к ферме или земельному наделу фермера.

Для нескольких фермерских хозяйств на ограниченной территории (например, на земельных массивах вблизи заброшенных деревень) в зависимости от электрической нагрузки отдельных семейных ферм и расстояний между ними могут быть определены: оптимальное число и мощность ТП 10(6)/0,4 кВ, радиус действия ВЛ 0,4 между этими ТП, а также максимальные расстояния до электросетевых объектов. При превышении этих значений экономически целесообразным становится автономное электроснабжение данного фермерского хозяйства от электростанций небольшой мощности.

Поскольку в настоящее время насыщение агропромышленного комплекса фермерскими хозяйствами еще не произошло, передача мощности этим хозяйствам в основном обеспечивается благодаря использованию резерва пропускной способности действующих электрических сетей. Поэтому у администрации местных электрических сетей, как правило, не возникает затруднений с выдачей фермерам технических условий и разрешений на присоединение их хозяйств к сетям централизованного электроснабжения.

Согласно приведенному выше прогнозу ВИЭСХ через несколько лет количество фермерских хозяйств в России существенно увеличится, что потребует кардинального решения проблемы обеспечения электроэнергией агропромышленного комплекса. Развитие конечного звена системы электроснабжения, непосредственно примыкающего к потребителям (ТП 10(6) кВ, ВЛ 0,4 кВ), во многих случаях приведет к необходимости пересмотра структуры и параметров остальных звеньев этой системы.

Появление новых потребителей электроэнергии на селе должно сопровождаться разработкой новой стратегии развития системы электроснабжения — важнейшей составной части инфраструктуры села.

Уже в настоящее время для большинства административных областей или некоторых районов необходимо разработать перспективные схемы развития электрических сетей с учетом прогнозируемого количества фермерских хозяйств. Только после разработок и реализации этих схем у администрации местных электрических сетей появятся реальные возможности для выдачи технических условий и разрешений на присоединение к этим сетям фермерских хозяйств.

Становление и функционирование фермерских хозяйств как потребителей электроэнергии имеет ряд специфических особенностей. Право личной собственности крестьянина на фермерское хозяйство предопределяет свободную инициативу, предприимчивость и глубокую личную заинтересованность

всех членов его семьи в результатах своего труда. При этом, как правило, фермерское хозяйство является основным источником дохода для его владельца и членов его семьи. Это обстоятельство является потенциальной предпосылкой для применения электроэнергетики в самых разных направлениях производственной деятельности и быта фермерского хозяйства. При этом в каждом направлении электроэнергия может использоваться с большей эффективностью и в большем объеме.

Следует особо подчеркнуть, что развитие фермерских хозяйств в определенной степени сдерживается недостаточной юридической и хозяйственно-правовой базой, регламентирующей их взаимоотношения с различными подразделениями и организациями производственной и социальной инфраструктуры села.

Большое значение для формирования наиболее благоприятных условий функционирования системы электроснабжения агропромышленного комплекса, в том числе и фермерских хозяйств, имеет развитие экономически выгодных форм взаимоотношений между поставщиками электроэнергии и ее потребителями, учитывающих как интересы и возможности электроснабжающих организаций, так и требования и особенности сельских хозяйств.

Это касается: во-первых, тарифной политики в электроснабжении, которая должна стимулировать потребителей к внедрению наиболее экономичных режимов электропотребления; во-вторых, технической политики в области нормирования показателей надежности электроснабжения, определения категорий электроприемников и потребителей электроэнергии, и обеспечения принятых нормативов надежности; в-третьих, контроля за качеством электроэнергии и осуществления необходимых мероприятий по поддержанию показателей качества электроэнергии в нормированном диапазоне; в-четвертых, учета при реконструкции действующих ВЛ и строительстве новых ущерб, наносимого сельскохозяйственным угодьям в результате прохождения по ним воздушных линий.

В настоящее время особое внимание уделяется введению многотарифной системы оплаты за потребляемую электроэнергию во всех отраслях народного хозяйства России, в том числе и в сельском хозяйстве. В развитых зарубежных странах уже давно применяются дифференцированные по зонам суток тарифы на электроэнергию. При этом наиболее часто используются системы, состоящие из двух или трех тарифов. В первом случае по одному тарифу оплачивается электроэнергия, используемая в дневное время, по другому — в ночное время, причем ночной тариф составляет около половины дневного. Во втором случае размеры тарифов за электроэнергию возрастают в соответствии с потреблением ее в ночной, полупиковой и пиковой зонах суточного графика электрических нагрузок.

Известно, что использование во взаимоотношениях между поставщиками и потребителями электроэнергии дифференцированного по зонам суток тарифа обеспечивает: с одной стороны — снижение себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии благодаря экономии топливно-

энергетических ресурсов и уменьшению капитальных вложений в развитие электрических сетей за счет регулирования графика нагрузки энергосистемы и снижения максимума нагрузки; с другой стороны — стимулирование потребителей к регулированию электропотребления путем перевода части имеющихся электроприемников на работу в ночное время или приобретения новых электроприемников, специально предназначенных для использования их в это время суток. При этом потребитель имеет возможность расходовать на свои нужды больше электроэнергии при меньшей суммарной оплате за нее.

В странах Восточной Европы дифференцированные по зонам суток тарифы на электроэнергию введены, например, в Венгрии с 1968 г. [4], в Польше с 1986 г. [5]. Введение дифференцированных по зонам суток тарифов на электроэнергию способствует регулированию графика электрических нагрузок [4]. Так, если в декабре 1960 г. уровень электрических нагрузок в период с 0 до 5 ч составлял примерно 25—30% вечернего максимума нагрузок сельских районов Венгрии, то в 1986 г. этот уровень поднялся до 55—70%. Таким образом, относительный уровень ночных нагрузок увеличился в 2,2 раза.

Польский преискурент [5] содержит 25 тарифов на электроэнергию, предназначенных для различных предприятий и объектов социальной и производственной инфраструктуры в зависимости от их объема и специализации производства или размеров помещений и объектов непроизводственного назначения. Применяются двуставочные и одноставочные тарифы, причем последние дифференцированы как по двум, так и по трем зонам суток. Для фермерских хозяйств применяется тариф, дифференцированный по двум зонам суток. Причем только для фермеров принят льготный порядок применения этого тарифа по так называемому "признанному" ночному времени, к которому относят все время суток за исключением времени прохождения утреннего (с 8 до 11) и вечернего (с 16 до 21 ч) максимумов электрических нагрузок в сетях. При этом ночной тариф в 2 раза ниже дневного.

Перевод сельскохозяйственных потребителей в России с действующего одноставочного тарифа на электроэнергию на тариф, дифференцированный по двум зонам суток, был бы наиболее благоприятен для фермерских хозяйств. Из всех видов энергоресурсов для фермера наиболее предпочтительна электроэнергия, так как ее использование освобождает человека от тяжелого физического труда, резервы которого в фермерских хозяйствах ограничены, поскольку, как правило, как владелец фермы, так и члены его семьи работают без выходных дней. Наибольшую экономию физического труда может обеспечить электрификация процессов отопления и горячего водоснабжения помещений, так как применяемые для этого электроприемники довольно мощные, а сами процессы — энергоемкие. Такие электроприемники, снабженные теплоаккумулирующими установками, вполне могут работать только в ночное время. Оплата израсходованной на эти процессы электроэнергии по пониженному тарифу при-

ведет к снижению себестоимости производимой сельскохозяйственной продукции, уровень которой является одним из основных показателей эффективности работы фермерских хозяйств.

Согласно [6] тарифы, дифференцированные по двум зонам суток, должны быть сбалансированы таким образом, чтобы при их применении суммарная плата за электроэнергию при отсутствии регулирования графика электрических нагрузок потребителя не изменялась по сравнению с платой по одноставочному (среднему) тарифу. Поскольку переход на дифференцированный тариф предопределяет регулирование графика электрических нагрузок конкретного потребителя, то для него абсолютные значения дневной и ночной тарифных ставок зависят от глубины регулирования свободного графика электрических нагрузок, когда потребитель рассчитывается за электроэнергию по одноставочному среднему тарифу. Значения этих тарифов согласно [6] рассчитываются исходя из величины снижения максимума нагрузок в дневные часы и изменения времени использования этого максимума в дневные и ночные часы.

Для иллюстрации расчета дневного и ночного тарифов на электроэнергию использованы параметры свободного и регулируемого графиков электрических нагрузок в зимнее время для молочной фермы на 400 коров с электрифицированными процессами отопления и горячего водоснабжения [7]. При этом регулирование суточного графика нагрузок осуществлялось путем подбора единичной мощности децентрализованных (т. е. рассредоточенных по разным производственным помещениям) электротепловых установок прямооточного и аккумуляторного типов и включения их в работу в ночное время — с 22 до 6 ч. Параметры свободного и регулируемого графиков нагрузок этой молочной фермы составляют соответственно: дневной максимум нагрузки — 800 и 580 кВт, коэффициент заполнения суточного графика — 0,66 и 0,9; ночная нагрузка почти неизменна и равна 400 и 580 кВт. Относительное время использования максимумов нагрузки в дневное и ночное время при свободном графике нагрузок составляет соответственно 0,493 и 0,162, а при регулируемом — 0,575 и 0,33, т. е. ночной график нагрузок заполнен лучше, чем дневной. При этом потребление электроэнергии в ночное время увеличивается с 25,2 до 36,7% общесуточного. Полученные значения были использованы при расчетах тарифов по формулам методики [6], в результате которых оказалось, что ночной тариф должен составлять 28,6%, а дневной — 123% одноставочного среднего тарифа. При применении таких тарифов и регулировании электрических нагрузок по изложенному выше принципу молочная ферма на 400 коров при потреблении одного и того же количества электроэнергии экономит на ее оплате 11% по сравнению с оплатой по среднему тарифу.

Внедрению в практику системы тарифных ставок на электроэнергию, дифференцированных по двум зонам суток, предшествует большая подготовительная работа, целью которой будет не только обоснование величин этих тарифных ставок, но и техническое обеспечение их применения.

В настоящее время в России выпускается несколько модификаций двухтарифных счетчиков электроэнергии, в том числе электронных. Однако для их применения необходимы устройства автоматического включения в работу того или иного механизма счетчика, исключающие какие-либо вмешательства потребителя в работу двухтарифного счетчика. Для обоснования величины ночного и дневного тарифов и их соотношения необходимо по аналогии с [5] сгруппировать сельскохозяйственных потребителей со сходными регулирующими графиками электрических нагрузок, а в отдельных группах определить число и мощность электроприемников — потенциальных потребителей электроэнергии в ночное время, а также оценить продолжительность работы каждого из них в это время суток. Для фермерских хозяйств решение этой задачи осложняется многими причинами, в том числе возможным дефицитом таких электроприемников.

Важным фактором снижения себестоимости продукции фермерских хозяйств является уменьшение электро- и энергоемкости ее производства. Представляется, что в перспективе для многих фермерских хозяйств возможен уровень энергоемкости продукции, достигнутый в разных зарубежных странах. Этот уровень для разных видов сельскохозяйственной продукции в 2—3 раза ниже, чем в России [8].

Для снижения энергоемкости продукции фермерам необходимо сокращать технологически неоправданные потери электроэнергии в электроустановках и использовать в производственных процессах энергосберегающие технологии, в том числе *электротехнологии* [9]. Прежде всего следует применять светильники, облучатели и другое электрооборудование специального назначения, которое при меньшей потребляемой мощности обеспечивает необходимый технологический эффект. Существенно экономить электроэнергию позволяет и автоматизация производственных процессов, внедрение которой дает возможность автоматически поддерживать микроклимат в животноводческих помещениях и культивационных сооружениях на оптимальных уровнях, регламентируемых зоотехническими и агротехническими требованиями.

В настоящее время известно много конструкций электрических водонагревателей и отопительных приборов и аппаратов, производительность которых достаточна для удовлетворения тепловых нужд различных по размерам фермерских хозяйств [10].

От фермеров следует ожидать широкого применения электроэнергии в быту в целях максимального облегчения условий домашнего труда и повышения комфортности проживания [11, 12].

Для более экономного расходования электроэнергии в фермерских хозяйствах фермерам следует использовать современные технические решения, например, столбовые ТП 10/0,4 кВ [13] и самонесущие изолированные провода для ВЛ 0,4 кВ [14]. В первом случае снижение стоимости электрохозяйства обусловлено существенным уменьшением расхода металла и бетона, во втором — уменьшением высоты опор ВЛ 0,4 кВ.

Общезвестно, что в России показатели надежности электроснабжения сельскохозяйственных по-

потребителей значительно ниже, чем у городских и промышленных потребителей. Причем ненадежное электроснабжение фермерских хозяйств может привести к серьезным последствиям. Поэтому в практику взаимоотношений между поставщиками электроэнергии и фермерскими хозяйствами должны быть введены хозяйственно-правовые нормы, учитывающие повышенные требования фермерских хозяйств к надежности их электроснабжения и степень ответственности поставщика энергии за невыполнение этих требований. Исходя из опыта фирмы ОРГРЭС [15], лучше всего решение этой задачи может быть обеспечено на основе взаимовыгодных договорных цен между обеими сторонами.

В настоящее время согласно известной методике [16] установлена количественная оценка ущерба, наносимого животноводческим и птицеводческим предприятиям, а также культивационным сооружениям в растениеводстве перерывами в централизованном электроснабжении и их длительностью. Такие оценки в натуральных показателях получены в расчете на единицу поголовья скота или единицу площади в зависимости от размера предприятия, продуктивности животных или возделываемых культур и уровня электрификации технологических процессов на предприятии. Для объективного учета ущерба, наносимого фермерским хозяйствам в результате ненадежного электроснабжения, во взаимоотношениях фермерских хозяйств с поставщиком электроэнергии должна быть создана техническая база (например, прибор для автоматической регистрации количества и длительности перерывов электроснабжения с фиксацией реального календарного времени возникновения и прекращения каждого из перерывов).

Согласно действующим нормативам [17] для сельскохозяйственных потребителей I категории (по надежности электроснабжения) перерывы в электроснабжении недопустимы. Для потребителей других категорий приняты нормативы количества и длительности перерывов в электроснабжении, которые не предусматривают компенсации за ущерб, нанесенный потребителям. Для потребителей II категории — это в среднем 2, 3 перерыва в год длительностью до 4 ч каждый, для потребителей III категории — три перерыва в год длительностью до 24 ч каждый. Оцененная по [17] первая из этих норм в зависимости от специализации предприятий равна значна потерям сельскохозяйственной продукции в размере 0,02—0,1% годового производства валовой продукции, вторая норма — 0,5—3,5%.

Фермерские хозяйства по надежности электроснабжения относятся к потребителям III категории [17]. Однако в некоторых случаях поставщик электроэнергии может включить в договор пункт об обеспечении фермерского хозяйства уровнем надежности электроснабжения потребителя II категории, если фермер будет оплачивать потребляемую энергию по повышенному тарифу. В общем случае уровень надежности электроснабжения фермерского хозяйства и величина надбавки к тарифу на электроэнергию могут быть оговорены в специальном разделе договора между сторонами. При этом при несоблюдении договорного уровня надежности элек-

троснабжения фермер получает право либо отказаться от выплаты надбавки к тарифу, либо предъявить к поставщику электроэнергии штрафные санкции для возмещения ущерба, нанесенного перерывами в электроснабжении, либо осуществить то и другое одновременно.

Естественно, поставщик электроэнергии в договоре может предложить фермеру повышенный тариф на электроэнергию, если его хозяйство присоединено непосредственно к электрической сети, питающей потребителей I категории по схеме с двумя независимыми источниками. В свою очередь фермер может претендовать на оплату электроэнергии по сниженному тарифу, если он имеет собственный автономный источник энергии и отказывается от предъявления поставщику штрафных санкций за перерывы в централизованном электроснабжении.

В сельской местности качество напряжения у потребителей часто не соответствует ГОСТ 13109-87. Результаты проведенных по методике [18] расчетов показали, что при отклонениях напряжения от нормируемых значений возможна количественная оценка возникающего при этом ущерба у потребителей. При этом штрафные санкции для возмещения ущерба могут быть предъявлены поставщику в виде снижения тарифа за отпущенную электроэнергию. Относительный уровень этого снижения зависит от значений математического ожидания отклонений напряжения и стандартного отклонения напряжения у конкретного потребителя.

Некоторых фермеров очень интересует величина и порядок возмещения ущерба, наносимого их хозяйствам в результате прохождения по их земельным угодьям ВЛ 10 кВ, предназначенных для электроснабжения их хозяйств и других потребителей. Согласно [19] этот ущерб складывается из пяти составляющих: временного (на период строительства ВЛ) изъятия земли из хозяйственного оборота; прямой потери продукции; снижения интенсивности использования пахотных земель; последствий от авиационно-химической обработки посевов; дополнительных затрат на преодоление сельскохозяйственными агрегатами опор ВЛ. При этом величина ущерба зависит от природно-климатической зоны, в которой расположен рассматриваемый объект, уровня естественного плодородия почв в данной зоне, типа севооборота, вида и урожайности возделываемых сельскохозяйственных культур и других условий.

У фермерских хозяйств могут возникнуть значительные трудности с обеспечением технического обслуживания и ремонта своих электроустановок. Эти работы могут выполняться как собственными силами, так и с привлечением частных лиц, имеющих соответствующую лицензию. Техническое обслуживание и текущий ремонт электроустановок фермерских хозяйств по договору могут взять на себя местные предприятия Агропромэнерго, энергетические службы акционерных сельскохозяйственных предприятий, на территории которых находятся фермерские хозяйства, а также соответствующие подразделения кооператива, образованного для технического обслуживания сельскохозяйственной техники в районе. Возможно образование в районе кооператива

электротехнического профиля, который будет осуществлять проектирование, монтаж, техническое обслуживание и ремонт электроустановок фермерских хозяйств.

Могут быть созданы и многофункциональные кооперативы, которые кроме выполнения перечисленных выше работ могут обеспечивать фермерские хозяйства электротехническими материалами и электрооборудованием, а также выступать в качестве юридических лиц — посредников между электроснабжающей организацией и всеми фермерскими хозяйствами, расположенными на определенной территории.

Таким образом, решение проблемы электроснабжения развивающегося фермерства требует комплексной ее проработки с участием научно-исследовательских, проектно-конструкторских, строительно-монтажных и эксплуатационных организаций, а также промышленных предприятий и организаций потребителей. Только такой подход может обеспечить принятие оптимальных решений, начиная со стадии обоснования требований к системе электроснабжения, составления перспективных схем развития сельских электрических сетей для каждого региона страны, использования новых технических средств и заканчивая работами по эксплуатации сетей и налаживанием экономических взаимоотношений (с решением организационно-правовых вопросов) между поставщиками и сельскохозяйственными потребителями электроэнергии.

Проблема оптимального электроснабжения фермерских хозяйств должна быть решена в самое ближайшее время.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Как идет земельная реформа. Число фермеров растет // Российские вести. № 168 (337) от 01.09.93.
2. Седнев В.Ф. Некоторые тенденции прогноза развития крестьянских (фермерских) хозяйств // Зоотехника. 1991, № 8.
3. Альбом проектных решений семейных ферм различного назначения. М.: Гипронисельхоз, 1990.
4. Рациональное использование электрических приборов и экономичные способы электроснабжения в бытовом секторе (Информация, представленная Правительством Венгрии в Европейскую экономическую комиссию ООН 6—8 июня 1988 г.)
5. Прейскурант № 7—Z/84. Электроэнергия SWW0311 (тарифы на электроэнергию различного вида, правила пользования тарифами). Варшава. 1984.
6. Временные методические указания по расчету дифференцированных по зонам времени тарифов на электрическую энергию. Утверждены Постановлением Госкомцен СССР от 30.05.88 № 667а.
7. Андреева Н.Н., Расстригин В.Н., Трунов С.С. Принципы формирования децентрализованных систем электроснабжения. Научные труды. ВИЭСХ. 1990. Т. 74.
8. Стребков Д.С. Основные направления научного обеспечения электрификации и энергетики сельского хозяйства. Научные труды. ВИЭСХ. 1990. Т. 74.
9. Рекомендации по рациональному использованию электроэнергии в сельском хозяйстве. М.: Информэнерго, 1987.
10. Электроэнергетика в социальном развитии села. Каталог тематической выставки ВВЦ (май—сентябрь 1993 г.). М.: ОРГРЭС, 1993.
11. Рекомендации по рациональному использованию и экономии электрической энергии в личных подсобных хозяйствах в быту сельского населения. М.: ВИЭСХ. 1989.
12. Молоснов Н.Ф., Ихтейман Ф.М., Божов Г.С. Электричество в личном подсобном хозяйстве. М.: Росагропромиздат, 1990.
13. Номенклатура изделий заводов. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М.: Сельэнергопроект, 1993. № 2.
14. Материалы для проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М.: Сельэнергопроект, 1993. № 9.
15. Рекомендации по применению скидок (надбавок) к тарифу на электрическую энергию за надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и установлению штрафных взысканий за внезапные отключения сельскохозяйственных потребителей. М.: ОРГРЭС, 1991.
16. Методика определения народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. М.: АгроНИИЭНИТО. 1987.
17. Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М.: Сельэнергопроект, 1986. № 9.
18. Методические рекомендации по определению ущерба от отклонений напряжения на животноводческих предприятиях. М.: ВИЭСХ. 1986.
19. Определение ущерба от прохождения воздушных линий электропередачи по сельскохозяйственным угодьям. М.: ГИИЭ НИЛ, 1980.

Журнал "Энергетическое строительство"

№ 9, 1992 г.

## Особенности прогнозирования электропотребления в сельском хозяйстве в условиях рынка

Д-р техн. наук А.П. КОРИШУНОВ (ВИЭСХ)

В связи с распадом СССР и введением новых форм собственности происходят изменения производственно-демографической основы сельских районов России, что в определенной степени влияет на формирование электропотребления в сельской местности.

К числу таких изменений следует отнести: спад колхозно-совхозного производства; снижение выпуска машин и механизмов для электромеханизации сельского хозяйства, развитие фермерских хозяйств и крестьянских подворий; появление предприятий по переработке сельхозпродукции; миграцию населения; трудоустройство в сельской местности семей демобилизованных военнослужащих; развитие садово-огородных товариществ и т.д.

Ниже проведен анализ этих изменений и предложены методические приемы прогнозирования электропотребления в сельской местности.

Оценка изменений производственной основы сельских регионов. В настоящее время в периодической печати сообщается о спаде производства сельхозпродукции в стране на 30% и более. Но без официальных подтверждений такие сведения нельзя считать достоверными. Действительно, с появлением новых форм собственности часть земли из колхозов и совхозов была передана фермерам и переселенцам и этот процесс продолжается. Поэтому объем производства в бывших колхозах и совхозах действительно сокращается, но в частных хозяйствах он увеличивается. В целом же по России объемы производства сельхозпродуктов изменяются незначительно. По данным официальной статистики [1], в последние годы хотя и намечился некоторый спад производства сельхозпродуктов, но он невелик и составил порядка 5—10%, что не может существенно повлиять на общие электропотребление в сельском хозяйстве.

Площадь земли, переданная фермерам и переселенцам, сегодня составляет около 10 млн. га, что составляет около 5% всех сельхозугодий России. Поэтому даже существенное изменение энергетических характеристик фермерских хозяйств не смогло бы изменить средние удельные показатели расхода электроэнергии на производство единицы продукции.

Сельское хозяйство всегда испытывало дефицит в электрифицированной технике, который к тому же усугублялся недолговечностью технического оборудования (фактический срок его службы составлял 2—3 года вместо нормированных 6—7 лет). При распаде СССР многие заводы-изготовители техники для села оказались за пределами России. Уже по одной этой причине спад ее производства в стране оказался значительным. Например, выпуск электродоилок сократился в 8 раз! Следовательно, в ближайшие годы дефицит техники еще больше увеличится и в сочетании с малым сроком ее службы и низким уровнем эксплуатации это будет главным фактором, влияющим на снижение темпов роста электропотребления в сельской местности.

В связи с большими потерями сельхозпродукции при хранении намечается совершенствование способов и улучшение условий ее хранения, что повлечет за собой дополнительный расход электроэнергии, но он будет невелик. Например, при хранении зерна норма расхода электроэнергии составляет 9 кВт·ч/т [2]. В результате для хранения 80 млн. т зерна потребуется около 0,7 млрд. кВт·ч в год, а для хранения овощей, включая картофель, и фруктов (около 20 млн. т) при норме 20 кВт·ч/т необходимо затратить примерно 0,4 млрд. кВт·ч. Следовательно, на хранение сельхозпродукции требуется порядка 1,1 млрд. кВт·ч, что составляет около 1,2% общего электропотребления в сельском хозяйстве.

Результаты исследований Смоленского филиала ВИЭСХ показывают, что при переработке сельхозпродукции необходимо порядка 15% расхода электроэнергии на ее (сельхозпродукции) производство. Если, например, вся продукция животноводства будет перерабатываться на месте ее производства, то дополнительно потребуется примерно 6 млрд. кВт·ч в год. В растениеводстве для этих целей потребуется около 0,7 млрд. кВт·ч, поскольку основные энергозатраты связаны с переработкой сахарной свеклы, а заводы по производству сахара расположены, как правило, вне сельской местности и передислокации не подлежат.

Таким образом, не прибегая к детализации, можно утверждать, что расход электроэнергии на переработку продукции сельского хозяйства возрастет не более чем на 6,7 млрд. кВт·ч в год.

Изменение демографии сельских регионов. На начало 1994 г. число фермеров в нашей стране составило 260 тыс. Всего же в сельской местности проживает 10,5 млн. семей (дворов). Таким образом, фермеры составляют 2,5% сельского населения. Причем в основном это местные жители (бывшие колхозники) и лишь небольшую часть составляют приезжие из городов. Следовательно, последние не могут существенно изменить демографическую ситуацию в сельских регионах.

К началу 1993 г. в сельской местности было зарегистрировано около 1,3 млн. беженцев. Из них 470 тыс. прибыли из районов военных действий и 800 тыс. — из республик бывшего СССР. В настоящее время число переселенцев в сельских районах близко к 2 млн. Если предположить, что из Прибалтики, Средней Азии, Казахстана и Кавказа выедут 50% проживающих там русских, а из славянских стран (Украина, Беларусь) — 10%, то всего беженцев-переселенцев будет порядка 7 млн., или около 2 млн. семей. Учитывая, что многие переселенцы попытаются поселиться в городах, в сельской местности население прибавится не более чем на 2 млн. чел. Приток в сельские районы с северных территорий страны будет незначительным, поскольку все население Севера составляет 1,1 млн. чел.

Если общая численность демобилизованных военных составит 3—4 млн. чел. и в трудоустройстве будут нуждаться только офицеры и если предположить, что 50%

офицеров осядут в городах, то число переселенцев военнослужащих в сельской местности будет порядка 300—350 тыс. чел.

Чернобыльская катастрофа затронула в России западную часть Брянской области, где проживает 1,6 млн. чел., из них сельские жители составляют 850 тыс. чел. Радиоактивному загрязнению подверглось около 20—30% территории области, поэтому число эвакуированных из этих мест может составить около 200 тыс. чел., или 57 тыс. семей. Но и эта категория переселенцев не изменит демографию сельских регионов России, поскольку из Брянской области эти люди переселятся в другую.

Таким образом, ориентировочно число всех переселенцев может достигнуть 8 млн. чел. (2,5 млн. семей), что составит 20% общей численности сельского населения. А поскольку эти люди будут расселяться по территории России неравномерно, то в отдельных ее регионах увеличение сельского населения может оказаться весьма существенным.

Если мигранты будут заниматься традиционной сельскохозяйственной деятельностью, то энергетические показатели их дворов будут аналогичны показателям подворий коренных жителей и, таким образом, рост электропотребления в сельской местности будет пропорционален числу переселившихся семей.

**Возможное расселение мигрантов.** Первые поселения мигрантов показывают, что расселяют их главным образом в пределах существующих населенных пунктов, так как проживание на хуторах опасно, к тому же там может не оказаться питьевой воды, возникают проблемы с обучением детей, с магазинами, медобслуживанием, затрудняется общение с другими людьми, особенно в распутицу и в зимнее время. Местные фермеры, уже имеющие свои подворья, также не будут переселяться на хутора из-за финансовых затруднений (обустройство хозяйства на новом месте обходится в среднем в 50 млн. руб.).

Скорее всего мигранты будут селиться в центральных областях России, поскольку в регионах, характеризующихся плодородной землей и хорошим климатом, при существующей демографии на одного человека приходится всего 0,5—5 га земли. А так как земля в первую очередь будет выделяться коренным местным жителям, то переселенцы могут рассчитывать только на те районы, где есть излишки земли.

Следует заметить, что прогноз расселения мигрантов — сложная самостоятельная проблема, требующая проведения специальных исследований.

**Садово-огородные товарищества** — это сезонные потребители электроэнергии, которые обычно селятся компактно, организуя своеобразные поселки. Поэтому эту часть потребителей следует рассматривать как инфраструктуру больших городов. Вблизи малых городов земли для садово-огородных товариществ выделяются непосредственно возле города и обычно в товариществах энергопотребляющее оборудование отсутствует, а поэтому энергетических проблем здесь не возникает.

Все вышесказанное даст возможность определить уровень влияния существующих производственно-демографических изменений в сельском хозяйстве на его электропотребление. Однако при прогнозировании сельского электропотребления наибольшая сложность заключается не столько в определении этого уровня, сколько в оценке темпов его достижения. В условиях

рынка и особенно в период экономического кризиса в стране все миграционные процессы, а также перестройка сельского хозяйства сдерживаются дефицитом всевозможных ресурсов — электрифицированного технического оборудования, электроэнергии, финансовых средств, а также низкой платежеспособностью потребителей. В частности, если бы уровни электрификации фермерских и крестьянских подворий поднялись до значений, рекомендуемых в [3], то это потребовало бы ежегодного роста производства электроэнергии на сельские нужды от 20 до 250 млрд. кВт·ч. Таких возможностей у энергосистем пока нет. Кроме того, такой рост электропотребления на селе вызовет необходимость увеличения пропускной способности сельских сетей, а также больших денежных средств (многих триллионов рублей), которых тоже сегодня нет. На обустройство же фермерских и крестьянских подворий потребуются такие финансовые средства, которые соизмеримы только с государственным бюджетом России.

Таким образом, прогнозирование электропотребления в сельской местности превращается в решение сложной технико-экономической задачи по сопоставлению сельских потребностей в ресурсах с возможностью их удовлетворения со стороны государства. Это обстоятельство вызвало необходимость разработки специфического подхода к методам прогнозирования электропотребления на селе, который излагается ниже.

**Требования к методам прогнозирования.** Для выбора методов прогнозирования необходимо сформулировать цель прогноза, которая будет определять требования, предъявляемые к точности полученных результатов. При этом следует отдавать предпочтение тем методам, которые при минимуме исходной информации обеспечивают требуемую достоверность результатов.

Прогнозы электропотребления в сельской местности необходимы для двух целей: для составления энергобалансов страны и отрасли, а также для проектирования сельских схем электроснабжения. Рассмотрим требования, предъявляемые к прогнозам, составляемым для указанных целей.

1. Достоверность энергобалансов будет зависеть главным образом от точности оценки наиболее мощных потребителей электроэнергии и энергоисточников. Сельское электропотребление составляет менее 10% общего по России и поэтому ошибки в прогнозах сельского электропотребления мало повлияют на энергобаланс России, тем более что темпы роста сельского электропотребления невелики: в 1990 г. оно составило 95 млрд. кВт·ч, в 1992 г. — 103,2, в 1993 г. — 88,3 млрд. кВт·ч (т.е. наметился спад). Таким образом, при составлении энергобалансов по России в целом особых требований к точности прогнозов электропотребления в сельской местности не предъявляется.

2. Изменение электропотребления в регионах, в том числе и вследствие перемещения потребителей из одной местности в другую, естественно, повлечет за собой изменение расчетных электрических нагрузок и технико-экономических характеристик электрических сетей. Однако в этом случае влияние ошибок в прогнозах сельского электропотребления на развитие электрических сетей невелико, что смягчает требования к точности таких прогнозов. В самом деле:

а) проектировщики определяют расчетные электрические нагрузки конкретных сетей не по общему прогнозу электропотребления по стране, а на основе



средственного обследования потребителей в районе электроснабжения, поэтому расчетные нагрузки для конкретной электрической сети не зависят от результатов прогноза электропотребления по всему региону, тем более по отрасли в целом;

б) в настоящее время сельские сети построены на всей обжитой территории России. С ростом электрических нагрузок осуществляется в основном развитие действующих сетей, а не их новое строительство. При развитии (реконструкции) сетей все их технические параметры изменяются дискретно: мощности трансформаторов меняются кратно 1,6; сечения проводов - кратно 1,4—1,5; радиусы охвата сетями территории и протяженность линий — кратно 2. Очевидно, что в пределах этой дискретности ошибки в расчете электрических нагрузок (электропотребления) не приведут к существенному изменению технических решений;

в) общая стоимость сельских электрических сетей зависит главным образом от стоимости строительных конструкций, от протяженности ВЛ, стоимости материалов и конструкций опор, категории районов по ветру и гололеду, природно-климатических условий и пр., и мало зависит от передаваемой по ним мощности (от сечения проводов). Поэтому ошибки в расчете электрических нагрузок (электропотребления) в широких пределах несущественно влияют на капиталоемкость электрических сетей;

г) предполагаемый процесс увеличения электрических нагрузок на селе будет постепенным, а не скачкообразным. Поэтому при развитии сельских сетей в зависимости от темпов роста электрических нагрузок существует оптимальный срок их реконструкции, который и определяет экономические параметры сельских сетей. Причем этот срок в большей степени зависит опять-таки от строительной части сетей (от стоимости их реконструкции) и в меньшей — от темпов роста электрических нагрузок. Более того, если в процессе проектирования электрических сетей допущена ошибка в оценке темпа роста электрических нагрузок (в прогнозе нагрузок), то эту ошибку можно исправить путем смещения ранее предполагаемого срока реконструкции сетей и реконструировать сеть исходя из фактических нагрузок. Это позволяет существенно уменьшить негативные последствия от ошибок в прогнозах. Установлено, что если ошибка в прогнозе электрических нагрузок составляет 40% (нагрузка завышена в 1,4 раза), то убыток в сетях не превысит 1% общих затрат на их сооружение.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что при прогнозировании электропотребления в сельском хозяйстве стремление скрупулезно оценить предполагаемые электрические нагрузки в сельской местности будет малооправданным. И, следовательно, вполне допустимо использовать такие методы прогнозирования, которые требуют наименьшего объема информации и минимальных математических вычислений. При этом следует отдавать предпочтение упрощенным методам, опирающимся на достоверную информацию, и не использовать методы, требующие переработки огромного объема труднодоступной информации, достоверность которой к тому же не может быть гарантирована.

**Принципиальные основы предлагаемого метода прогнозирования.** При существующих методах прогнозирования обычно задаются ожидаемым уровнем электрификации и числом охваченных ею при этом потребите-

лей, а затем для этих заданных условий подсчитывается ожидаемое электропотребление. Но и уровень электрификации и охват ею потребителей, как было показано выше, зависят от многих технико-экономических причин и, в частности, от дефицита денежных средств, энергетических ресурсов и электротехнического оборудования, поэтому эти показатели должны не задаваться, а определяться расчетом, ибо они и являются главными параметрами составляемого прогноза.

Таким образом, в условиях указанных дефицитов процесс прогнозирования сводится к решению технико-экономической задачи — путем сопоставления потребностей и возможностей, необходимых для развития электрифицированных сельских производств. Это типичная системная задача, в которой каждый вид ресурса является взаимно-исключающим критерием (условием), несоблюдение которого исключает достижение намеченной цели.

Опуская подробности решения данной задачи, укажем лишь логику поиска решений.

Установлено, что сельское электропотребление (назовем его "А") изменяется во времени либо линейно ( $A = A_0 + \Delta A t$ ), либо по показательному закону ( $A = A_0 q^t$ ) [здесь  $A_0$  — исходное значение электропотребления;  $\Delta A$  или  $q$  — темп роста (годовой прирост) электропотребления либо в абсолютных  $\Delta A$ , либо в относительных  $q$  единицах;  $t$  — число лет от начала отсчета].

В этих выражениях неизвестной величиной является только темп роста потребления электроэнергии. Если бы удалось определить с достаточной степенью достоверности электропотребление  $A_T$  в какой-то перспективный период (год)  $T$ , то при известном значении  $A_0$  задача решалась бы довольно просто с помощью формул:

$$\Delta A = \frac{A_T - A_0}{T} \quad (1)$$

или

$$q = (A_T / A_0)^{1/T} \quad (2)$$

Если закон роста электропотребления известен, то для определения темпа роста правомерно использовать значение  $A_T$  для любого произвольного периода (года)  $T$ . Таким образом, главная задача заключается в том, чтобы в процессе развития сельской электрификации отыскать такую перспективу (такой период  $T$ ), в которой можно было бы достоверно оценить электропотребление  $A_T$ . Очевидно, что наиболее точно значение  $A_T$  можно определить для наивысшего уровня электрификации всех потребителей (100%). Для таких условий разработаны достаточно точные нормы электропотребления [2]. Другими словами, предлагается сначала оценить предельно возможное электропотребление, которое можно легко вычислить, а после этого попытаться определить период  $T$ , в который это максимальное электропотребление будет достигнуто. Далее по приведенным выше формулам можно легко спрогнозировать электропотребление за любой год.

В условиях указанных выше дефицитов ресурсов искомым период  $T$  предлагается определять путем сравнения потребностей в этих ресурсах с их поступлениями в такой последовательности:

1. Предварительно оцениваем ожидаемый рост числа потребителей электроэнергии или объема продукции в тех отраслях сельского хозяйства, которые связаны с использованием электроэнергии (рост поголовья скота,

переработка зерна и т.п.), и эти величины аппроксимируем функцией от времени. Чаще всего это будет зависимость, близкая к линейной.

2. Задаемся наивысшим уровнем электрификации и для уже известного числа потребителей определяем наибольшую потребность в электроэнергии, денежных средствах, технологическом оборудовании (с учетом его износа) и т.п. и ее изменение во времени.

3. Ретроспективным анализом устанавливаем ожидаемое поступление ресурсов и представляем его также как функцию времени.

4. Рассматривая совместно изменение во времени потребностей в ресурсах и их поступление, определяем период  $T$ , в который будет достигнут наивысший уровень электрификации всех потребителей исходя из дефицита каждого вида ресурса.

5. Подставляя предельное значение потребностей в электроэнергии  $A_T$  и период его достижения  $T$  в приведенные выше формулы, определим значения темпа роста электропотребления и электропотребление за любой год.

Хотя предлагаемый метод прогнозирования электропотребления базируется на приближенных оценках поступления ресурсов, тем не менее исследования, проведенные в ВИЭСХ, показали, что такой прогноз имеет значительно меньше ошибок, чем прогноз при произвольно заданных уровнях электрификации и количестве потребителей (на этом уровне).

При определении  $T$  наиболее важными показателями являются капиталовложения в электрификацию сельского производства и поступление технического оборудования. Если срок службы оборудования не меньше нормативного (нет преждевременного его износа), то, сопоставляя потребности в капиталовложениях в электрификацию  $i$ -го производства и их поступление, значение  $T_i$  можно определить по формуле

$$T_i = \frac{-(K_{inc} + 0,5 \Delta K_{inc} - \Delta K_{int}) + \sqrt{(K_{inc} + 0,5 \Delta K_{inc} - \Delta K_{int})^2 - 2 \Delta K_{inc}(K_{int} - K_{in})}}{\Delta K_{inc}}, \quad (3)$$

где  $K_{inc}$  — капиталовложения в год, предшествующий началу прогноза ( $t = 0$ ) руб.;  $\Delta K_{inc}$  — среднегодовой прирост поступлений капиталовложений, руб./год;  $K_{int}$  — потребность в капиталовложениях при полной электрификации существующего объема производства без учета его роста в перспективе, руб.;  $\Delta K_{int}$  — годовой прирост потребностей в капиталовложениях с учетом ежегодного прироста производства в перспективе, руб./год;  $K_{in}$  — капиталовложения в электрификацию  $i$ -го производства до начала прогноза ( $t = 0$ ).

Если техническое оборудование изнашивается раньше нормативного срока его службы, то полученное по формуле (3) значение  $T_i$  должно быть увеличено и определено по формуле

$$T_i = T_1 \frac{1}{1 - 0,4 T_1 \left( \frac{T_{ca} - t_{\phi}}{T_{ca} t_{\phi}} \right)}, \quad (4)$$

где  $T_{ca}$ ,  $t_{\phi}$  — соответственно нормированный и фактический сроки службы оборудования.

Если  $T_i$  определять исходя из поступлений технического оборудования, то следует пользоваться следующим выражением:

$$T_i = \frac{N_{int} - n_{inc} t_{\phi} + 0,5 \Delta n_{inc} t_{\phi} (t_{\phi} - 1)}{\Delta n_{inc} t_{\phi} - \Delta N_{int}}, \quad (5)$$

где  $N_{int}$  — требуемое количество оборудования данного ( $i$ -го) вида;  $n_{inc}$  — поступление  $i$ -го оборудования в год, предшествующий прогнозу;  $t_{\phi}$  — фактический срок службы оборудования;  $\Delta n_{inc}$  — среднегодовой прирост поступления этого оборудования;  $\Delta N_{int}$  — среднегодовой прирост потребности в техническом оборудовании.

Из формулы (5) следует, что значение  $T_i$  не зависит от начального количества установленного оборудования, поскольку при  $T > t_{\phi}$  все оборудование, находящееся в эксплуатации, успеет выйти из строя. Отсюда следует важный вывод: прогнозирование уровня сельской электрификации на период, превышающий срок службы оборудования, возможно без учета предыстории.

Пользуясь предлагаемыми зависимостями, можно решать и обратную задачу: определить количество оборудования, необходимого для завершения электрификации сельского производства к заранее намеченному сроку.

Усовершенствование нормативного метода прогнозирования. При нормативном методе, как известно, объем электропотребления в какой-либо отрасли ( $A$ ) будет равен:

$$A_i = \sum_1^i H_{exp} N_i,$$

где  $H_{exp}$  — средневзвешенная норма электропотребления в отрасли;  $N_i$  — число потребителей, для которых определена средневзвешенная норма.

По этой формуле число потребителей и ожидаемое их изменение в отрасли можно оценить сравнительно просто — методом экстраполяции. Наиболее сложно оценить средневзвешенную норму, зависящую от уровня электрификации и числа охваченных ею потребителей, что и порождает ошибки при прогнозировании. Для их устранения при расчете средневзвешенной нормы электропотребления предлагается общую норму разделить на составляющие по каждому производственному процессу (потребителю электроэнергии). При таком подходе средневзвешенная норма электропотребления может быть подсчитана по формуле

$$H_{exp} = H_1 v_1 + H_2 v_2 + H_3 v_3 + \dots = \sum v_i H_i, \quad (6)$$

где  $H_1, H_2, H_3, \dots$  — нормы электропотребления по производственным процессам 1, 2, 3 [2];  $v_1$  — коэффициент, равный отношению количества объектов, в которых электрифицирован производственный процесс 1, к количеству всех объектов данной местности, содержащих процесс 1. (Количество объектов определяется на основе опубликованных статистических материалов [1]);  $v_2, v_3, \dots$  — то же, но для процессов 2, 3, ...;  $v_{exp}$  — средневзвешенный коэффициент снижения общей нормы, вызванного неполной электрификацией производственных процессов.

Значения коэффициентов  $v_i$  колеблются от 0 до 1 и в перспективе имеют тенденцию к изменению. Исполь-

для ранее определенного периода  $T$ , можно предложить простой метод оценки изменения коэффициента  $v$  на любой расчетный срок.

В общем случае электропотребление в сельском регионе за 5—10 лет растет почти линейно. Следовательно, средний уровень электрификации по любому производственному процессу на расчетный срок может быть определен по следующей формуле:

$$v_{\text{ср}} = [v_0 + (1 - v_0) T_p/T] \leq 1, \quad (7)$$

где  $v_0$  — существующий в год, предшествующий прогнозу ( $t=0$ ), уровень электрификации производственных процессов (в долях единицы);  $T_p$  — расчетный период от начала отсчета;  $T$  — период от начала отсчета, в который намечено закончить полную электрификацию процесса при планируемых поступлениях ресурсов [определяется по формулам (3—5)].

Если прогнозируемый срок  $T_p$  больше срока службы технического оборудования, то при оценке  $T$  начальное количество оборудования не влияет на результат прогноза, поэтому средний уровень электрификации можно определить, учитывая только количество поступающего оборудования, по формуле

$$v_{\text{ср}} = i_{\text{ф}} \frac{n_{\text{вс}} + \Delta n_{\text{вс}} [T_p - 0,5(t_{\text{ф}} - 1)]}{N_{\text{вс}} + \Delta N_{\text{вс}} T_p}, \quad (8)$$

где  $T_p$  — период, на который рассчитывается прогноз (5, 10, 15 лет).

Формулой (8) и следует пользоваться при определении средних уровней электрификации (средневзвешенных норм по производственным процессам). Естественно, что при этом особое внимание следует обращать на наиболее энергоемкие процессы, которые являются ос-

новой при оценке электропотребления рассматриваемых объектов.

Если электрификация рассматриваемого производственного процесса (или потребителя) осуществляется в условиях дефицита нескольких видов оборудования (или ресурсов), то значение  $T$  определяется для каждого вида оборудования (ресурса) и за расчетно принимается наибольшее из всех полученных значений.

Пользуясь предлагаемыми в статье расчетными формулами как алгоритмами, можно составить программу для расчетов прогнозов сельского электропотребления на ЭВМ (компьютере), что позволит упростить использование предлагаемого метода прогнозирования и внести коррективы в существующие методы прогнозирования сельского электропотребления.

Уместно отметить, что сравнение периодов  $T$  для разных производственных процессов дает возможность выявить причины, сдерживающие электрификацию сельского хозяйства, что может быть учтено в дальнейшем при планировании выпуска разных видов технического оборудования, при разработке поэтапных планов осуществления электрификации сельского хозяйства, в которых в первую очередь будут отобраны те производственные процессы, электрификация которых даст наибольший экономический эффект.

#### Список литературы

1. Народное хозяйство Российской Федерации. 1992: Статистический ежегодник. М.: Республиканской информационно-издательской центр, 1992.
2. Нормы потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве на период 1981—1985 гг. М.: МСХ СССР, 1980.
3. Рекомендации по рациональному использованию и экономии электроэнергии в мелких подсобных хозяйствах и быту сельского населения. М.: ВИЭСХ, 1989.

Журнал  
"Энергетическое строительство"  
№ 3, 1995 г.

**Повреждаемость комплектных трансформаторных подстанций  
сельских распределительных электрических сетей  
( из материалов ВНИИЭ)**

В настоящее время в сельских распределительных электрических сетях находятся в эксплуатации три типа подстанций 6-10/0,4 кВ :  
мачтовые трансформаторные подстанции (МТП); комплектные трансформаторные подстанции (ЗТП).

По данным энергосистем МТП составляют 2-6%, КТП - 80-90% и ЗТП - 2-10% от общего числа подстанций 6-10/0,4 кВ сельских электрических сетей. Намечившаяся в последние 10 лет тенденция сокращения количества МТП и роста количества ЗТП и КТП сохраняется и в настоящее время. За этот период в среднем в 1,7 раза сократилось число МТП, в 1,3 раза увеличилось количество КТП и в 2,8 раза увеличилось количество ЗТП. Основным типом подстанций сельских электрических сетей остается тупиковая КТП 6-10/0,4 кВ.

Комплектные трансформаторные подстанции, выпускаемые заводами (бывших) Минэнерго СССР и Минэлектротехпрома, не удовлетворяют требованиям эксплуатации по надежности и условиям обслуживания. Поручением Главтехуправления Минэнерго СССР ВНИИЭ было предложено в период 1986-1990 гг. выполнить анализ эксплуатационной надежности КТП 6-10 кВ с целью обоснования технических требований к оборудованию и КТП в целом. Настоящая работа является частью выше названной, посвящена только вопросам повреждаемости КТП и базируется на данных энергосистем.

В соответствии с принципиальной электрической схемой в состав КТП входят линейный разъединитель, трансформатор и собственно конструкция КТП, включающая шкафы низкого и высокого напряжения с консолями и кожухом для установки трансформатора.

Повреждаемость трансформаторов 6-10 кВ мощностью до 630 кВА сельских электрических сетей Минэнерго СССР составляет ежегодно 2,3% от числа установленных. Основными повреждаемыми узлами трансформаторов являются обмотки, вводы и переключатели ответвлений ПБВ. На них приходится более 80% всех поврежденных узлов и элементов трансформаторов. Повреждения происходят при грозе (31,8%), перегрузках (12%), к.з. в сети (19,3%) и в других условиях (36,9%).

Повреждаемость линейных разъединителей в среднем составляет 4,7% в год от числа эксплуатируемых аппаратов. Выполненный анализ показал ее значительный разброс по источникам 0 от 2,4% до 9%.

Причины повреждений разъединителей можно разбить на следующие 5 групп (в % от всех повреждений) :

дефекты конструкций и изготовления	атмосферные воздействия коммутационные перенапряжения	низкий уровень монтажа, ремонта, эксплуатации	посторонние воздействия	прочие причины
40,0	21,0	15,0	11,0	13,0

Основные дефекты конструкции и изготовления - низкая электрическая и механическая прочность опорных изоляторов, отсутствие защиты от перекрытия птицами, ненадежный контактный узел, частые ослабления или изломы провода ошниковки со стороны поворотного изолятора, неудачная конструкция привода.

Устранение указанных недостатков позволит снизить число отказов при грозовых и коммутационных перенапряжениях, гололеде, коммутациях из-за больших механических воздействий на изоляторы, из-за перекрытий птицами, при отказе привода с тяговыми узлами.

На надежность разъединителей следует обратить самое пристальное внимание. Большое количество отключений ВЛ 0,4 кВ, как правило, вызывает необходимость частого отключения КТП от ВЛ 10 кВ. Низкая надежность разъединителей и ошибки персонала при коммутациях с неотключенной нагрузкой усугубляют положение и приводят к отключениям основного питающего фидера и длительному погашению большого числа подстанций.

По различным энергосистемам разброс значений повреждаемости конструкции КТП от 4,32 до 11,94 единиц на 100 КТП в год. Среднее значение - 8 единиц. Для КТП в целом повреждаемость составит :

	Разъединитель	Силовой трансформатор	Конструкция КТП	КТП в целом
Повреждаемость на 100 аппаратов	4,7	2,3	8,0	15,0

Конструкцию КТП с точки зрения надежности удобно рассматривать состоящей из двух основных элементов - шкафов высокого и низкого напряжений.

Шкаф высокого напряжения является спуском 10 кВ на силовой трансформатор. В нем размещены шины, опорные изоляторы с губками под предохранитель и предохранители 10 кВ. В высоковольтном шкафу проложены изолированные провода отходящих фидеров 0,4 кВ от автоматов. Ввод 10 кВ в шкаф осуществляется через проходные изоляторы. На шкафу установлены разрядники и кронштейны со штыревой изоляцией отходящих линий.

В шкафу низкого напряжения размещены : рубильник, трансформаторы тока со счетчиком, шины с опорной изоляцией, автоматы отходящих линий, автоматика и предохранители фидера уличного освещения, разрядники 0,5 кВ, токовая защита.

Наибольшая повреждаемость приходится на низковольтное оборудование. Это закономерно, т.к. низковольтного оборудования больше по номенклатуре и работает оно последовательно с сетью 0,4 кВ, наиболее подверженной различным воздействиям. Так по одному из предприятий электрических сетей на 100 случаев погашений потребителей отключений автоматов было - 28, перегораний ПК-10-26, перегораний ПН-2-8, остальные 38 случаев сопровождалось повреждением оборудования низковольтного щита.

По данным энергосистем основные причины повреждения низковольтного оборудования перегрузки (39,6%), грозовые воздействия (13,3%) и механические повреждения посторонними лицами (5,9%).

Перегруженных трансформаторов в сельских распределительных сетях мало. Они составляют около 0,5% от общего числа эксплуатируемых. Поэтому случаи повреждения при перегрузках трансформаторов и низковольтного оборудования КТП в большинстве своем следует относить к разряду отказов при длительно неотключенных к.з. в сети 0,4 кВ с токами до 2-3<sup>х</sup> номинального значения тока трансформатора.

Автоматы 0,4 кВ являются наиболее повреждаемыми низковольтными элементами. Отказы КТП из-за повреждений автоматов составляют в среднем 4,26 шт. в год на 100 КТП. По данным Минского ПЭС из 10 случаев погашений потребителей 28 происходит из-за отключений автоматов и 17 из-за их повреждений. Повреждения автоматов достаточно часто сопровождаются перекрытиями в низковольтном шкафу с последующим пожаром и выгоранием другого оборудования.

Причинами повреждений автоматов являются несоответствие конструкции условиям эксплуатации, неудовлетворительные характеристики тепловых расцепителей, конструктивное исполнение внешних силовых контактных присоединений, плотный монтаж оборудования при плохой герметизации шкафа.

Автоматика уличного освещения по повреждаемости стоит на втором месте после автоматов. Со стороны эксплуатационного персонала высказываются такие замечания: фотореле близко расположены от токоведущих частей и много случаев перекрытий; слабые в механическом отношении платы; выгорают контакты реле; сильное загрязнение элементов; прямое попадание солнечных лучей на глазок фотоэлемента.

Действительно, конструкция применяемого фотореле не удовлетворяет требованиям эксплуатации. Используемые в них реле имеют маломощные контакты, катушки реле обладают значительным разбросом значений сопротивлений в зависимости от температуры окружающей среды. В зимних условиях эксплуатации по этой причине возможны отказы транзисторов и выход из строя реле.

Ремонтная практика подтверждает сказанное. При ремонте заменяются фоторезисторы, реле РЭС-10, транзисторы и диоды. По Бобруйскому ремонтному предприятию КТП первые три названных элемента заменяются на каждом втором фотореле, несколько реже осуществляется замена диодов.

Наиболее распространенным видом повреждения ВЛ 0,4 кВ являются однополюсные замыкания на нулевой провод. На долю этих повреждений приходится в зависимости от трассы ВЛ 0,4 кВ от 70 до 90% случаев замыканий; в основном при схлестывании по различным причинам вводов 0,4 кВ потребителей.

На КТП применяются три вида токовых защит от однофазных замыканий на нулевой провод: защита, основанная на токовом реле в нулевом проводе, замыкающим цепь обмотки расцепителя автомата; токовая защита ЗТ-0,4, выполненная в виде отдельной приставки к автоматам; защита с помощью расцепителя автоматов АП-50, имеющего электромагнитный расцепитель на токи 16-50 А. Последний тип защиты применяется на КТП мощностью 25-40 кВА Саратовского электромеханического завода.

В эксплуатации наблюдается много случаев отказов в срабатывании всех видов защит. Отказы в срабатывании происходят из-за неправильно рассчитанных значений токов к.з., точности уставок расцепителей автоматов, по причинам конструкции или схемного решения. Так часты случаи перегорания катушек токового реле. Защита Минского электротехнического завода проста по исполнению, но указанный недостаток и низкая точность уставок автоматов лишают ее такого важного преимущества.

Перегруженных трансформаторов в сельских распределительных сетях мало. Они составляют около 0,5% от общего числа эксплуатируемых. Поэтому случаи повреждения при перегрузках трансформаторов и низковольтного оборудования КТП в большинстве своем следует относить к разряду отказов при длительно неотключенных к.з. в сети 0,4 кВ с токами до 2-3х номинального значения тока трансформатора.

Автоматы 0,4 кВ являются наиболее повреждаемыми низковольтными элементами. Отказы КТП из-за повреждений автоматов составляют в среднем 4,26 шт. в год на 100 КТП. По данным Минского ПЭС из 10 случаев погашений потребителей 28 происходит из-за отключений автоматов и 17 из-за их повреждений. Повреждения автоматов достаточно часто сопровождаются перекрытиями в низковольтном шкафу с последующим пожаром и выгоранием другого оборудования.

Причинами повреждений автоматов являются несоответствие конструкции условиям эксплуатации, неудовлетворительные характеристики тепловых расцепителей, конструк-

тивное исполнение внешних силовых контактных присоединений, плотный монтаж оборудования при плохой герметизации шкафа.

Автоматика уличного освещения по повреждаемости стоит на втором месте после автоматов. Со стороны эксплуатационного персонала высказываются такие замечания: фотореле близко расположены от токоведущих частей и много случаев перекрытий; слабые в механическом отношении платы; выгорают контакты реле; сильное загрязнение элементов; прямое попадание солнечных лучей на глазок фотоэлемента.

Действительно, конструкция применяемого фотореле не удовлетворяет требованиям эксплуатации. Используемые в них реле имеют маломощные контакты, катушки реле обладают значительным разбросом значений сопротивлений в зависимости от температуры окружающей среды. В зимних условиях эксплуатации по этой причине возможны отказы транзисторов и выход из строя реле.

Ремонтная практика подтверждает сказанное. При ремонте заменяются фоторезисторы, реле РЭС-10, транзисторы и диоды. По Бобруйскому ремонтному предприятию КТП первые три названных элемента заменяются на каждом втором фотореле, несколько реже осуществляется замена диодов.

Наиболее распространенным видом повреждения ВЛ 0,4 кВ являются однополюсные замыкания на нулевой провод. На долю этих повреждений приходится в зависимости от трассы ГЛ 0,4 кВ от 70% до 90% случаев замыканий; в основном происходит в результате повреждения по различным причинам вводов 0,4 кВ потребителей.

На КТП применяются три вида токовых защит от однофазных замыканий на нулевой провод: защита, основанная на токовом реле в нулевом проводе, замыкающим цепь обмотки расцепителя автомата; токовая защита ЗТ-0,4, выполненная в виде отдельной приставки к автоматам; защита с помощью расцепителя автоматов АП-50, имеющего электромагнитный расцепитель на токи 16-50 А. Последний тип защиты применяется на КТП мощностью 25-40 кВА Саратовского электромеханического завода.

В эксплуатации наблюдается много случаев отказов в срабатывании всех видов защит. Отказы в срабатывании происходят из-за неправильно рассчитанных значений токов к.з., точности уставок расцепителей автоматов, по причинам конструкции или схемного решения. Так часты случаи перегорания катушек токового реле. Защита Минского электротехнического завода проста по исполнению, но указанный недостаток и низкая точность уставок автоматов лишают ее такого важного преимущества.

Защита ЗТ-0,4 обладает недостаточной точностью по току уставки, времени срабатывания и не позволяет отключать замыкания на землю. Последний вариант этой защиты ЗТИ-0,4 лишен указанных недостатков. В схему приставки ЗТИ-0,4 входят датчики тока нулевой последовательности и тока нулевого провода, выпрямитель, фильтры, операционные усилители и другие элементы. Конструктивно все элементы размещаются в одном разъемном корпусе. Переключки для переключения уставок расположены на лицевой панели под крышкой.

Электронные схемы управления и защит при правильном выборе схемы, выборе и расчете нагрузочных режимов элементов имеют показатели надежности на 1-2 порядка выше по сравнению с защищаемым оборудованием, но обладают рядом недостатков иного характера. Это сложность схемы и настройки, необходимость периодических проверок и ремонтов, дополнительный объем для размещения.

Практика применения приставок ЗТИ-0,4 показала, что она также не выполняет своего функционального назначения: практически не защищает от однофазных замыканий на землю на ВЛ 0,4 кВ, теряет работоспособность при неполнофазных режимах со стороны 10 кВ, возможны отказы в срабатывании при посадке напряжения на шинах 0,4 кВ КТП и т.д.

В эксплуатации при отказе защит их просто отключают, на ремонтных предприятиях из-за отсутствия приставок и автоматов в нужном количестве КТП во многих случаях ими не оборудуются.

До настоящего времени оборудование низковольтного шкафа КТП не защищено от однофазных токов к.з. в сети 0,4 кВ, т. е. не устранена основная причина повреждений оборудования шкафа.

В системе учета электроэнергии повреждения происходят, как правило, из-за ухудшения контактных соединений и увеличения сопротивления в цепи трансформаторов тока. Отмечаются случаи повреждения счетчиков. Счетчики электроэнергии не рассчитаны на низкие температуры. Для их обогрева используются резисторы, которые надо перед зимним сезоном включать специальным переключателем.

Плотный монтаж КТП в условиях загрязнения и попадания капель и брызг воды, снега приводит к частым перекрытиям оборудования. Наблюдаются перекрытия на фазотореле, между фазами автоматов, перекрытия на корпус.

К недостаткам монтажа относятся случаи повреждения оборудования из-за нарушения контактов автомат-отходящая линия, отсутствия переходных зажимов медно-алюминий на КТП мощностью 250 кВА, малого расстояния между штырями и срывом низковольтных изоляторов, плохой прессовки наконечников, ненадежного крепления шин 0,4 кВ.

Переход на ошиновку и монтажный провод из алюминия в низковольтном шкафу значительно снизил надежность монтажа и КТП в целом. Этот переход привел к увеличению сечений проводов и шин, увеличению плотности и оложности монтажа. Сечение проводов и изоляции стали выбираться на пределе допустимых значений. И теперь достаточно много повреждений в низковольтном шкафу происходит из-за перегрева проводов и изоляции. На это накладываются увеличенные переходные контактные сопротивления.

По данным института "Сельэнергопроект" типовая расчетная схема ВЛ 10 кВ имеет протяженность 17,9 км и 12 ТП-10/0,4 кВ. Приняв повреждаемость ВЛ 6-10 кВ равной 22,4 на 100 км в год, в пересчете на типовую схему в год произойдет 5



повреждены с отключением потребителей, в т.ч. из-за повреждения оборудования КТП в 1,8 случаев.

Отказы низковольтного оборудования приводят к погашению потребителей поврежденной КТП. Повреждения оборудования высоковольтного шкафа КТП, трансформаторов и разъединителей вызывает, как правило, отключение всего или час и фидера 10 кВ с погашением целого ряда подстанций.

Анализ погашений в сетях 10 кВ показал, что из-за перекрытий проходной и опорной изоляции КТП происходит 38% отключений фидера 10 кВ, из-за повреждений разъединителей - 8%, из-за повреждений трансформаторов - 8% отключений от общего числа отключений фидера 10 кВ из-з. отказов оборудования КТП. Остальные отключения приходится на перекрытия в высоковольтном шкафу на изолированные провода 0,4 кВ отходящих линий, перекрытия между вводами трансформаторов и ошиновкой 0,4 кВ трансформатор-рубильник и другие случаи.

Повреждения оборудования высоковольтного шкафа составляют 30% от общего количества повреждений конструкции КТП, но на их долю приходится более 7% отключений фидера 10 кВ.

Причинами повреждений оборудования высоковольтного шкафа являются грозовые и коммутационные перенапряжения (27,3%), дефекты конструкции и изготовления (18,1%), механические повреждения посторонними лицами и транспортом (10,5%), дефекты монтажа и ремонта (5,5%).

При грозовых и коммутационных перенапряжениях происходит наибольшее количество отказов трансформаторов (31,8%), разъединителей (21%) и оборудования высоковольтного шкафа (27,3%). Это объясняется плохой координацией изоляции КТП в целом и низкой надежностью разрядников.

Основными причинами повреждений вентильных разрядников, которыми комплектуются КТП, являются старение герметизирующих резиновых прокладок и появление микротрещин в фарфоре. Сильные внешние загрязнения приводят к перекрытию и повреждению разрядника. Попадая через уплотнения или микротрещины на искровые промежутки, пыль и влага вызывают изменение их сопротивлений.

В результате разрядники не могут гасить сопровождающий ток молнии или, в худшем случае, срабатывают при рабочем напряжении и разрушаются.

Существующими в эксплуатации ограничениями на материалы и оборудование и низкой надежностью разрядников объясняется то положение, что в настоящее время только 30-35% подстанций оборудованы разрядниками. Остальные защиты от перенапряжений не имеют.

Оборудование КТП вентильными разрядниками не является однозначно лучшим видом защиты от перенапряжений. Опыт эксплуатации сетей Финляндии и Франции подтверждает это.

Повреждаемость при грозе трансформаторов подстанций 20/0,4 кВ в сельских сетях Финляндии за 1971-1978 гг. в расчете на 100 единиц в год составила: для необорудованных защитой ТП - 1,92; для оборудованных вентильными разрядниками - 0,63; для оборудованных искровыми промежутками длиной 6-8 см - 0,44; 10-13 см - 0,97; 15-17 см - 1,18.

Основным видом защиты в сетях 15-20 кВ Франции являются искровые промежутки. Вентильные разрядники используются в редких случаях. В настоящее время начинают применяться разрядники на базе окиси цинка без промежутков.

Важным моментом является также правильно выбранная координация изоляции. При определенной длительности импульса перекрытие на вводе подстанции должно предшествовать возможному перекрытию на активной части трансформатора.

Обоснованный выбор защиты и координация изоляции позволят повысить грозоупорность КТП в целом.

Перекрытию изоляции, как правило, предшествует попадание пыли и влаги в высоковольтный шкаф из-за плохой его герметизации. Влага в высоковольтный шкаф может попадать также через уплотнения проходных изоляторов. Достаточно много случаев повреждения изоляции происходит из-за проникновения мелких животных и птиц.

Перегорания высоковольтных предохранителей также может привести к междуфазным дуговым замыканиям внутри шкафа. Наблюдается это чаще всего при наличии открытых плавких вставок по вине эксплуатационного персонала.

Много замечаний у работников эксплуатации по системе блокировки и в первую очередь по надежности применяемых блок-замков высоковольтного шкафа. Блок-замки имеют небольшой срок службы, подвержены коррозии и часто выходят из строя. При этом невозможно открыть высоковольтный шкаф и оперативно произвести замены необходимого оборудования. С точки зрения ремонтпригодности и безопасности КТП вопросы надежности элементов блокировки имеют важное значение.

Несколько слов об объемах ремонтов и замены оборудования КТП на ремонтных предприятиях энергосистем. Ежегодно проходят восстановительный капитальный ремонт 6,65% КТП от общего числа установленных. Объем повреждений таких подстанций значительный и не может быть выполнен на месте их установки.

При капитальном ремонте, как правило полностью заменяется на новое оборудование низковольтного шкафа. Шкаф оборудуется в расчете на три отходящие линии 0,4 кВ. В большинстве случаев устанавливается один или два автомата и соответственно два или один рубильник с предохранителями.

Из-за отсутствия в эксплуатации предохранителей ПК-10 и ЛН-2 очень большой объем их ремонтов. Калибровка плавких вставок, естественно, оставляет желать лучшего. Отсюда, как следствие, и плохая защита в эксплуатации низковольтного шкафа КТП.

Расход материалов на капитальный ремонт в расчете на один высоковольтный шкаф КТП составляет : 2 предохранителя ПК-10, 2 - опорных изолятора со стойками, 1,5 проходных изолятора.

Отдельно необходимо остановиться на герметизации оборудования и качества лакокрасочных покрытий при восстановительном ремонте КТП. После 5-6 лет эксплуатации из-за неудовлетворительной обработки металла и качества покраски на заводе-изготовителе конструкция КТП во многих местах покрывается ржавчиной. Это в первую очередь относится к КТП, которые имеют сварную конструкцию шкафов.

Перед сваркой и последующей покраской конструкции КТП на ремонтном предприятии ржавчина не удаляется, а если удаляется, то в наиболее доступных местах. Поэтому качество сварки и покраски низкое. Сушка осуществляется преимущественно при температуре окружающей среды, реже с небольшим подогревом.

Выделяемая ремонтным предприятием резина для уплотнений имеет очень низкое качество. Срок ее службы 2-3 года. Во многих случаях нет и такой резины и замены уплотнений не производят. Сказанное относится и к уплотнениям проходных изоляторов.

Прошедшие восстановительный ремонт КТП имеют более низкие показатели надежности по сравнению с новыми подстанциями. В эксплуатации находятся и новые и прошедшие ремонт КТП различных заводов. Приведенные выше средние показатели повреждаемости оборудования относятся ко всей совокупности подстанций в эксплуатации.

## Выводы

1. Выпускаемая серия КТП не удовлетворяет требованиям по надежности к оборудованию распределительных сетей. Повреждаемость КТП составляет 15 шт. в год на 100 эксплуатируемых подстанций.

Наиболее высокую повреждаемость имеют сама конструкция КТП и линейные разъединители, их повреждаемость составляет соответственно 8,0 и 4,7 на 100 подстанций в год.

2. Повреждения оборудования высоковольтного шкафа составляет 30% от общего количества повреждений конструкции КТП, но на их долю приходится более 70% случаев отключений питающего фидера 10 кВ по причине отказов оборудования КТП (конструкция КТП, разъединитель, трансформатор).

Основными причинами отказов оборудования высоковольтного шкафа (различного вида перекрытия изоляции) являются попадание пыли и влаги в шкаф из-за плохой его герметизации и низкого качества уплотнений проходных вводов, проникновение мелких животных и птиц, переторание с крытых плавких вставок.

Наибольшее количество перекрытий изоляции наблюдается при грозовых и коммутационных перенапряжениях, что объясняется плохой координацией изоляции КТП в целом и низкой надежностью вентиляционных разрядников.

3. Автоматы 0,4 кВ являются наиболее повреждаемыми элементами низковольтного шкафа. Отказы КТП по этой причине составляют в среднем 4,26 шт. на 100 подстанций в год. Повреждения автоматов достаточно часто сопровождаются перекрытиями в низковольтном шкафу с последующим пожаром и выгоранием другого оборудования.

Причинами повреждений автоматов являются несоответствие конструкции условиям эксплуатации, неудовлетворительные характеристики тепловых расцепителей, конструк-

тивное исполнение внешних силовых контактных присоединений, плотный монтаж оборудования при плохой герметизации шкафа.

4. Основной причиной отказов линейных разъединителей являются дефекты конструкций и изготовления. К ним следует отнести низкую электрическую и механическую прочность опорных изоляторов, слабый контактный узел, неудачную конструкцию привода, недостаточную коммутационную способность и другие дефекты. По этой причине происходит 40% отказов разъединителей в эксплуатации.

5. Ежегодно капитальный ремонт проходят, порядка, 6,65% от общего числа эксплуатируемых КТП. Из-за существующих ограничений на материалы и оборудование, низкого технологического уровня надежность восстановленных подстанций существенно ниже новых.

Акционерное общество открытого типа по проектированию  
сетевых и энергетических объектов

АО РОСЭП

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

26.01.96.

07.05-96

N \_\_\_\_\_

Москва

Микроклимат внутри КТП  
из зарубежного опыта

Публикуем обзорную информацию из зарубежного опыта о микроклимате внутри КТП 10 кВ и мероприятиях по снижению конденсации влаги.

Затронутая в информации проблема, связанная с отрицательным влиянием атмосферных факторов и конденсацией влаги внутри КТП, является также актуальной и в наших сельских электрических сетях, и к сожалению пока нерешенной.

До решения этой проблемы при проектировании подстанций 10/0,4 кВ, предназначенных для электроснабжения потребителей в сельской местности рекомендуется руководствоваться информацией, опубликованными в РУМ N 3, 1995 г. "О мачтовых ТП 10/0,4 кВ" и РУМ N 12, 1995 г. "О целесообразности применения закрытых ТП 10/0,4 кВ сельского типа."

Приложение : упомянутое.

Директор НИЦ АО РОСЭП

Ю.М.Калыков

## ИЗ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА

### Микроклимат внутри малогабаритных КТП. Мероприятия по снижению конденсации влаги.

В распределительных сетях стран запада широко распространены малогабаритные КТП в киосках объемом от 5 до 25 м<sup>3</sup>. Они полностью собираются и испытываются на заводе и устанавливаются на место в готовом виде. Корпуса малогабаритных КТП изготавливают из листовой стали, алюминия, легкого железобетона, стеклопластика. Такие КТП успешно эксплуатируются уже многие годы, однако остаются нерешенными некоторые проблемы, связанные с влиянием атмосферных факторов / солнце, ветер, осадки / на микроклимат внутри КТП. Наиболее серьезной из этих проблем является конденсация влаги внутри КТП при резких перепадах температуры. Положение усугубляется тем, что небольших нагрузках тепловые потери в трансформаторе не могут обогреть внутреннее пространство. То же происходит и при установке в КТП трансформатора небольшой мощности.

Вопросом разработки специальных мер по уменьшению конденсации влаги в КТП занимаются специалисты Германии, скандинавских стран, Японии.

Представляют интерес результаты многолетних исследований, проведенных германской фирмой Дришер, являющейся одним из крупнейших поставщиков КТП.

...

Опыт показывает, что во многих случаях при установке КТП приходится считаться с высокой влажностью воздуха ( а значит и с конденсацией влаги на оборудовании ) и частыми колебаниями температуры. Весной, например, суточные колебания температуры от 0° С до 15° С являются обычными, причем изменение температуры может идти со скоростью 3 - 5° в час. С некоторым опозданием по сравнению с температурой наружного воздуха меняется температура и внутри КТП. На внутренний климат подстанции влияют также ветер, дождь, снег. В малооблачные дни корпус КТП сильно нагревается под действием солнечной радиации.

Количество влаги, которое может содержаться в воздухе, зависит от его температуры. Например, при температуре 20° С в одном м<sup>3</sup> воздуха может содержаться максимум 17 г водяного пара, при 40° С - 51 г, при 0° С - 5г. Эти величины соответствуют 100% относительной влажности для каждой температуры. При высокой относительной влажности воздуха достаточно понижения температуры на несколько градусов, чтобы лишняя влага из воздуха конденсировалась в виде мелких капель, которые создают туман и оседают на охлажденных поверхностях в виде росы.

В КТП конденсация влаги может произойти в следующих случаях :

1. При резком похолодании после периода теплой погоды с высокой влажностью много влаги конденсируется на остывающих быстрее стенках и крыше КТП и потом капает на оборудование. Внутреннее оснащение КТП дольше сохраняется теплым и влага на нем оседает позднее. При следующем потеплении окружающего воздуха стены и крыша нагреваются быстрее и испаряющаяся с них влага конденсируется на внутреннем оснащении, которое прогреется позднее.

И только, когда вся аппаратура нагреется достаточно, влага перейдет в газообразное состояние.

Следовательно, система вентиляции должна рассчитываться так, чтобы найти оптимальное решение, отвечающее всем противоречивым требованиям эксплуатации. Учитывая это, фирма Дришер разработала для своих КТП регулируемые вентиляционные жалюзи.

Жалюзи открываются и закрываются автоматически от гигро- и термостатического датчика. Вместе с первыми экспериментальными жалюзи была также установлена автоматика, позволяющая изучать зависимость между влажностью внутри КТП и степенью открытия и закрытия жалюзи. Исследования помогли разработать меры по оптимизации теплообмена между трансформатором и РУ. Кроме того, было предусмотрено надежное уплотнение кабельного ввода, чтобы исключить попадание влаги в поддон.

Благодаря принятым мерам оказалось возможным снизить относительную влажность в РУ с максимальной величины 93% в среднем до 61%. Кроме того, автоматическое управление вентиляционными жалюзи ограничило загрязнение поверхности изоляции и за 7 лет с начала эксплуатации модернизированных КТП не требовалась очистка аппаратуры РУ. Автоматическая запись показала, что за это время вентиляционные жалюзи были примерно 15 тыс. часов открыты, и примерно 46 тыс. часов закрыты.

Чтобы получить дополнительную информацию о климатических условиях в КТП, фирма Дришер провела цикл измерений в 4 подстанциях, установленных в районах с неблагоприятными климатическими условиями и оборудованных трансформаторами мощностью 160, 200, и 250 кВА. КТП были оснащены регулируемыми вентиляционными жалюзи. Замерялись и регистрировались самописцами температура и относительная влажность воздуха в 1 /отсеке среднего напряжения, 2/ в ячейке РУ среднего напряжения, 3/ в трансформаторном отсеке, 4/ снаружи КТП.

Результаты измерений были использованы при разработке мероприятий по улучшению микроклимата внутри КТП, оснащенных трансформаторами небольшой мощности. Были выполнены следующие изменения в конструкции КТП :

1/ В стальной перегородке, отделяющей трансформаторный отсек от РУ среднего напряжения, внизу предусмотрены прорезы для прохождения трансформаторного тепла в РУ. Вентиляционные отверстия в крыше над отсеком РУ создают тягу воздуха, благодаря чему обеспечивается принудительное движение воздуха с достаточно большой скоростью.

2/ Вентиляционные отверстия в крыше над трансформаторным отсеком были закрыты.

3/ Крыша КТП была покрыта дополнительным теплоизоляционным материалом.

4/ Пространство отсека РУ надежно изолировано от кабельного канала.

5/ Кабельный ввод в фундамент КТП снабжен специальным уплотнением, исключающим попадание воды в поддон подстанции.

Измерения подтвердили вывод о том, что при небольшой нагрузке трансформатора 630 кВА или при установке трансформаторов малой мощности система вентиляции должна быть закрытой. Применение регулируемых жалюзи позволяет выполнить это условие.

Определенные рекомендации были сделаны и в отношении материалов для изготовления корпуса КТП - желательно, чтобы они имели невысокую теплопроводность. В этом отношении положительные результаты даст применение стеклопластика и легкого железобетона.

2. Резкое потепление погоды всегда связано с повышением влажности воздуха. Когда теплый и влажный воздух попадает в КТП, то на всех холодных поверхностях сразу конденсируется вода. Конденсация влаги будет протекать еще интенсивнее, если вода попадет в поддон, например, через какие-либо отверстия в кабельном вводе.

Проверка около пяти тысяч малогабаритных КТП в различных географических зонах и в разных сетях показала, что загрязнение при одновременном воздействии влажности приводит к снижению изоляционной прочности аппаратуры. Загрязнение, влага, агрессивные газы попадают внутрь КТП через вентиляционные отверстия и увеличивают необходимость периодической проверки состояния изоляции. На загрязненной изоляции проходят поверхностные разряды, которые постепенно ее разрушают и создают пути для токов утечки.

Время, проходящее от начала поверхностной эрозии изоляции до появления опасных путей утечки, которые могут привести к пробое изоляции, зависит не только от интенсивности разрядов, но и от проводимости загрязняющего слоя, величины тока утеч-

ки, прочности изоляции по отношению к токам утечки, геометрической формы изоляционных частей и интенсивности электрического поля.

Условия работы аппаратуры РУ часто осложняются тем, что для обогрева внутреннего пространства тепла трансформатора, работающего с небольшой нагрузкой, явно недостаточно. Та же картина имеет место и в том случае, если в КТП, рассчитанной на установку в будущем трансформатора 630 кВА, работает трансформатор мощностью, например, 160 кВА. Вентиляционные отверстия, рассчитанные на тепловые потери от большого трансформатора, полностью отведут тепло наружу.

Учет температурных требований имеет особое значение для выбора систем вентиляции малогабаритной КТП, тем более, что применение принудительной вентиляции трансформаторов для КТП считается нежелательным. Чтобы обеспечить достаточное охлаждение, необходимо свести к минимуму сопротивление воздушным потокам и принять максимально возможные площади вентиляционных отверстий.

В малогабаритных КТП применяются в основном КРУ в металлических ячейках, с твердой или воздушно-твердой изоляцией. Уменьшение размеров КРУ достигается применением для изоляции эпоксидной смолы, полиамида, полиэтилена, силиконового каучука и т.п. из-за уменьшения межполюсного расстояния требования к изоляции повышаются. Для гарантии долгосрочной службы оборудования КРУ температура воздуха внутри КТП должна не выходить из пределов от  $-5^{\circ}$  до  $40^{\circ}$  С, относительная влажность воздуха - не больше 70 %. Воздух должен быть сухим, чистым, беспыльным.

Таким образом, с одной стороны, для охлаждения трансформатора требуются вентиляционные отверстия как можно большего сечения, с другой стороны - КРУ может работать только в чистом, сухом воздухе определенной температуры. Оба требования противоречат друг другу. Большие вентиляционные отверстия противоречат также требованиям обеспечения безопасности - их размеры должны исключить возможность случайного касания токоведущих частей рукой и, кроме того, они должны ограничивать выход горячих газов при возникновении дуги короткого замыкания.

Конденсация влаги в РУ может быть уменьшена также путем подогрева внутреннего пространства, особенно в случае, если корпус выполнен из металла. Подогрев должен быть рассчитан таким образом, чтобы повышение температуры поверхности изоляции соответствовало повышению температуры точки выпадения росы. Процесс подогрева должен контролироваться гигростатическим элементом и предусматриваться только в том случае, если конструкция КТП не обеспечивает достаточного воздухообмена.

Вопрос установки внутри КРУ подогревающего элемента был предметом специального исследования в японской фирме Тосиба, где было разработано автоматическое управление обогревом в зависимости от влажности воздуха. Сигнал на включение или отключение обогрева подается от датчика влажности.

Влияние климатических факторов на работу КТП изучали также датские и норвежские специалисты, которые тоже рекомендуют устанавливать обогревающие устройства, но отмечают, что очень важно выбрать размеры обогревателя и место его размещения. Если мощность обогревателя завышена, то он создаст дополнительный перепад температуры и нежелательную конденсацию влаги уже в другом месте. Следует исключить перегрев изоляции. В каждом случае вопрос о применении подогрева должен решаться индивидуально.



Акционерное общество открытого типа по проектированию  
сетевых и энергетических объектов

АО РОСЭП

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

26.01.96

07.06-96

N \_\_\_\_\_

Москва

### О нормативно-технической литературе

Для сведения сообщаем, что поступила в продажу нормативно-техническая литература (Правила и инструкции) по эксплуатации электроустановок, рекомендуемая для инженерно-технических работников, занимающихся эксплуатацией, проектированием и строительством сельских электрических сетей.

1. Правила эксплуатации электроустановок потребителей

М.: Энергонадзор, 5-е издание, переработанное и дополненное, 1992 г. - 288 стр.

Правила утверждены Госэнергонадзором и обязательны для всех потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

Правила эксплуатации электроустановок потребителей (5-е) издание переработаны и дополнены на основании требований действующих законодательных актов и постановлений, новых государственных стандартов, других нормативно-технических документов и с учетом опыта эксплуатации электроустановок потребителей. Учтены также предложения потребителей, научно-исследовательских институтов, проектных, ремонтных и наладочных организаций.

2. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей

М.: Госэнергонадзор, 4-е издание, переработанное и дополненное, с изменениями, 1994 г. - 140 стр.

Правила утверждены Госэнергонадзором и обязательны для всех потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

3. Сборник типовых инструкций, применяемых при эксплуатации электроустановок потребителей

(приложение к 5-му изданию ПЭЭП)

М.: Госэнергонадзор, 1995 г. - 450 стр.

В сборник включены :

"Типовая инструкция по переключениям в электроустановках" Москва СПО "ОРГЭС" 1985

"Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций : подстанций 110-750 кВ". Москва СПО "Союзтехэнерго" 1989 г.

"Инструкция по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей. Москва СПО "ОРГЭС". 1992 г.

"Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. Москва. СПО "Союзтехэнерго" 1993 г.

**4. Правила применения испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним**

М.: Госэнергонадзор, 9-е издание, 1993 г. - 72 стр.

Правила утверждены Минтопэнерго РФ и Госэнергонадзором, содержит перечень средств защиты, их классификацию, технические требования к испытаниям, эксплуатации и содержанию

Правила содержат перечень средств защиты, их классификацию, технические требования к ним, требования к испытаниям, эксплуатации, содержанию и уходу за ними.

В правилах даны нормы и методики эксплуатационных, прямо-сдаточных и типовых испытаний средств защиты, приведен порядок и нормы комплектования средствами защиты электроустановок и производственных бригад., 8-е издание под названием "Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках" вышло в 1987 г.

**5. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации**

М.: Инфра-М, 1994 г. - 144 стр.

Правила утверждены Главным Госинспектором по пожарному надзору и введены в действие МВД РФ.

Правила пожарной безопасности в Российской Федерации введены в действие с 1 января 1994 г. и определяют порядок организации пожарной безопасности для всех предприятий и организаций независимо от отраслевой принадлежности и форм собственности. Все предыдущие правила не действуют с 1 января 1994 г. В книге также приведены нормы Государственной противопожарной службы МВД России по выбору площадок для строительства, порядок согласования проектно-сметной документации и приемки в эксплуатацию законченных строительством блоков.

Заявки на указанную нормативно-техническую литературу следует направлять по адресу : 117949, г. Москва, ул. Б.Якиманка, 38-а, ИНПА, ОМР (Информационное научно-производственное агентство). Телефон (095) 238-20-33

Директор НИЦ АО РОСЭП

Ю.М.Кадьков