

УДК 621.313

Хорольский В. Я., Шемякин В. Н. Обоснование электросетевого предприятия. Учебное пособие. - Ставрополь: ФГБОУ ВО Ставропольский ГАУ, 2018. – 40 с.

Учебное пособие предназначено для студентов электроэнергетического факультета, изучающих дисциплину «Организация и управление электросетевыми предприятиями». В нем приведены рекомендации и справочный материал, необходимые для выполнения курсового проекта. Рассмотрен ряд задач, возникающих в процессе функционирования электросетевых предприятий.

Учебное пособие может быть полезно руководящему составу электросетевых предприятий в его практической деятельности.

Составители: д.т.н., профессор В. Я. Хорольский,
к.т.н., доцент В. Н. Шемякин

Рецензент: Заведующий кафедрой «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения» Северо-Кавказского государственного технического университета, д.т.н. Кононов Ю.Г.

© Хорольский В. Я., Шемякин В. Н., 2018

Предисловие

Высокие показатели надежности электроснабжения потребителей определяются уровнем эксплуатации распределительных электрических сетей. Обслуживанием распределительных сетей занимаются электросетевые предприятия Межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК). Центральной задачей деятельности таких предприятий является своевременное и качественное проведение профилактических мероприятий.

Упорядочить работу электросетевого предприятия, обеспечить своевременное и качественное проведение профилактических мероприятий можно, имея многолетние, годовые и месячные планы-графики проведения работ, наладив учет и своевременную обработку имеющихся неисправностей, укрупнив энергопредприятие рабочей силой и техникой.

Известно, что в практике работы эксплуатационных подразделений, выполняющих обслуживание электрических сетей 0,38–20 кВ, проводятся технические обслуживания и ремонты. При этом выполняется капитальный ремонт, наблюдается жесткая специализация персонала и проводят его бригады централизованного ремонта (БЦР) комплексным методом.

В процессе проведения технических обслуживаний заполняются листки осмотров (проверок) и журналы дефектов, на основании которых определяется номенклатура и объемы работ по капитальному ремонту объектов. Планируемые объемы работ должны соответствовать располагаемым материальным и трудовым ресурсам. Поэтому одной из важнейших задач является правильный выбор структуры и определение численного состава электросетевого предприятия. При этом необходимо помнить, что электроэнергетика России находится в стадии реформирования и модернизации и определение оптимальной структуры предприятия играет исключительно важную роль для эффективного функционирования таких подразделений МРСК.

До начала работ мастер Района электрических сетей (РЭС) на основании плана-графика, журнала дефектов, расчета рабочего времени работ и утвержденной сметы выдает бригадам нормированное задание. При решении такой задачи хорошо использовать сетевой график работ, позволяющий установить резерв времени и оптимизировать работу звеньев.

При проведении капитального ремонта помимо устранения всех выявленных неисправностей и дефектов выполняются работы, связанные с повышением надежности и продлением срока службы электрических сетей. Поэтому на электросетевых предприятиях должны систематически выполняться расчеты эксплуатационной надежности электрических сетей по статистическим данным, фиксируемым в специальных журналах, а при

выборе метода повышения надежности электроснабжения потребителей проводится технико-экономическое сравнение возможных альтернативных вариантов решения такой задачи.

Цель курсового проекта – привить будущему специалисту практические навыки по решению комплекса задач, возникающих в практической деятельности электросетевых предприятий.

1 Рекомендации по выполнению курсового проекта

1.1 Примерное содержание и последовательность выполнения курсового проекта

Курсовой проект должен включать следующие разделы:

1. Выбор организационной структуры Района электрических сетей (РЭС) и расчет численного состава персонала.
2. Построение и анализ сетевого графика ремонтных работ для участка электрической сети.
3. Обработка статистических данных по аварийным отключениям воздушных линий (ВЛ) 10 кВ.
4. Оценка экономической эффективности проведения работ по повышению надежности электроснабжения потребителей.

В процессе выполнения курсового проекта рекомендуется соблюдать предложенный порядок выполнения расчетов.

1.2 Указания по оформлению расчетно-пояснительной записки

Исходными данными для выполнения курсового проекта являются материалы о работе РЭС, собираемые в процессе производственной практики или задаваемые преподавателем.

Курсовой проект должен содержать расчетно-пояснительную записку (15–20 с) формата А4 (210×297). Необходимые рисунки, получаемые в результате расчетов, размещаются по тексту и выполняются в одном из графических редакторов.

Расчетно-пояснительная записка должна быть написана или набрана на ПК на листах белой бумаги с одной стороны с оставлением полей: с левой стороны – не менее 35 мм; с правой – 10 мм; сверху и снизу – 20 мм. Межстрочный интервал – 1,5. Страницы должны быть пронумерованы. Записку следует подписать и поставить дату окончания работы. В конце записки приводятся выводы, список использованных источников, содержание.

Титульный лист оформляется в соответствии с принятой на факультете формой.

2 Методические указания по выполнению курсового проекта

2.1 Выбор организационной структуры и определение численности персонала РЭС

Управление эксплуатационным обслуживанием и ремонтом электрических сетей 0,38–20 кВ сосредоточено в РЭС. РЭС обеспечивает электроснабжение потребителей, осуществляет ремонтно-эксплуатационные работы и оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями на обслуживаемой им территории, проводит мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей, осуществляет контроль соблюдения потребителями установленных планов и режимов электропотребления и решает другие задачи. Будем придерживаться позиции, что фактически в обслуживании РЭС находится электросетевое оборудование напряжением до 35 кВ.

Организационная структура и численный состав РЭС зависят от объема годовой производственной программы (ГПП), конкретных условий эксплуатации сетей и устанавливаются в соответствии со штатным расписанием. Объем годовой производственной программы может быть определен с помощью, так называемых, условных единиц (у. е.). За одну условную единицу при эксплуатации электрических сетей принимаются годовые трудозатраты на обслуживание 1 км воздушной одноцепной линии напряжением 110 кВ на металлических опорах. Для физических элементов электрических сетей установлены переводные коэффициенты (таблица 1 Приложения А), позволяющие перевести ВЛ определенной длины, напряжения и конкретного исполнения, а также трансформаторную подстанцию (ТП) в у. е. Обычно объем годовой программы РЭС составляет от 2 до 12 тыс. у. е.

Таким образом, для подсчета объема годовой производственной программы в первую очередь необходимо располагать составом эксплуатируемых элементов сети. Такой набор элементов может быть получен по материалам эксплуатационной практики или задан руководителем проекта. Перевод же имеющихся элементов электрической сети в условные осуществляется с помощью переводных коэффициентов (таблица 1 Приложения А.). Результаты расчетов заносятся в специальную таблицу следующей формы (таблица 2.1). Таблица приводится в качестве примера.

Таблица 2.1 – Определение объема годовой производственной программы

Элемент сети	Ед. изм.	Количество физических единиц	Переводной коэффициент	Объем работ, у. е.
ВЛ 6–20 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	146	2,1	306,6
ВЛ 6–20 кВ на железобетонных опорах	км	1000	1,7	1700
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	км	43	1,7	73,1
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	200	2,9	580
ВЛ 0,38 кВ на железобетонных опорах	км	500	1,7	850
ТП 6–20/0,4 кВ с 1 трансформатором	шт.	300	4,0	1200
ТП 6–20 /0,4 кВ с 2 трансформаторами	шт.	82	5,6	459,2
Мачтовые ТП 6–20/0,4 кВ	шт.	100	2,3	230
Суммарный объем годовой программы				5398,9

В настоящее время электроэнергетика России находится в стадии реформирования и модернизации. Одной из важных задач проводимой реформы является изменение организационных форм структурных подразделений, занимающихся эксплуатацией распределительных электрических сетей. Рассматривается три модели организационных структур РЭС (рисунки 2.1–2.3). При выборе соответствующей организационной структуры РЭС необходимо руководствоваться объемом годовой производственной программы и рекомендациями по выбору типовой структуры, приводимыми в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Рекомендуемый тип структуры РЭС в зависимости от объема годовой программы

Тип структуры РЭС	Объем ГПП, тыс. у. е.
Организационная структура РЭС 1 категории	6–12
Организационная структура РЭС 2 категории	4–6
Организационная структура РЭС 3 категории	2–4

Таким образом, для РЭС, имеющего состав элементов сети, представленный в таблице 2.1, следует принять организационную структуру РЭС 2 категории.

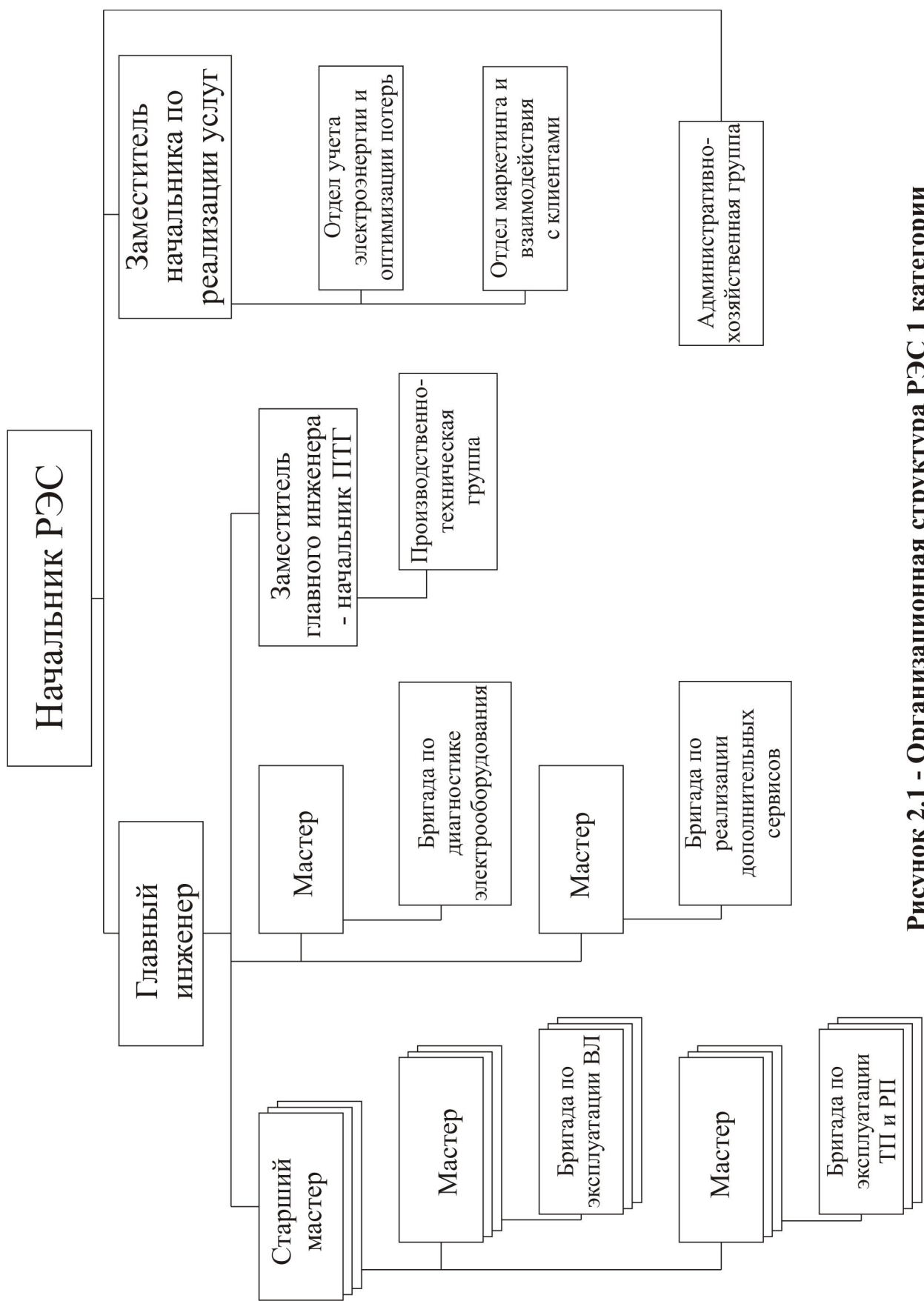


Рисунок 2.1 - Организационная структура РЭС 1 категории

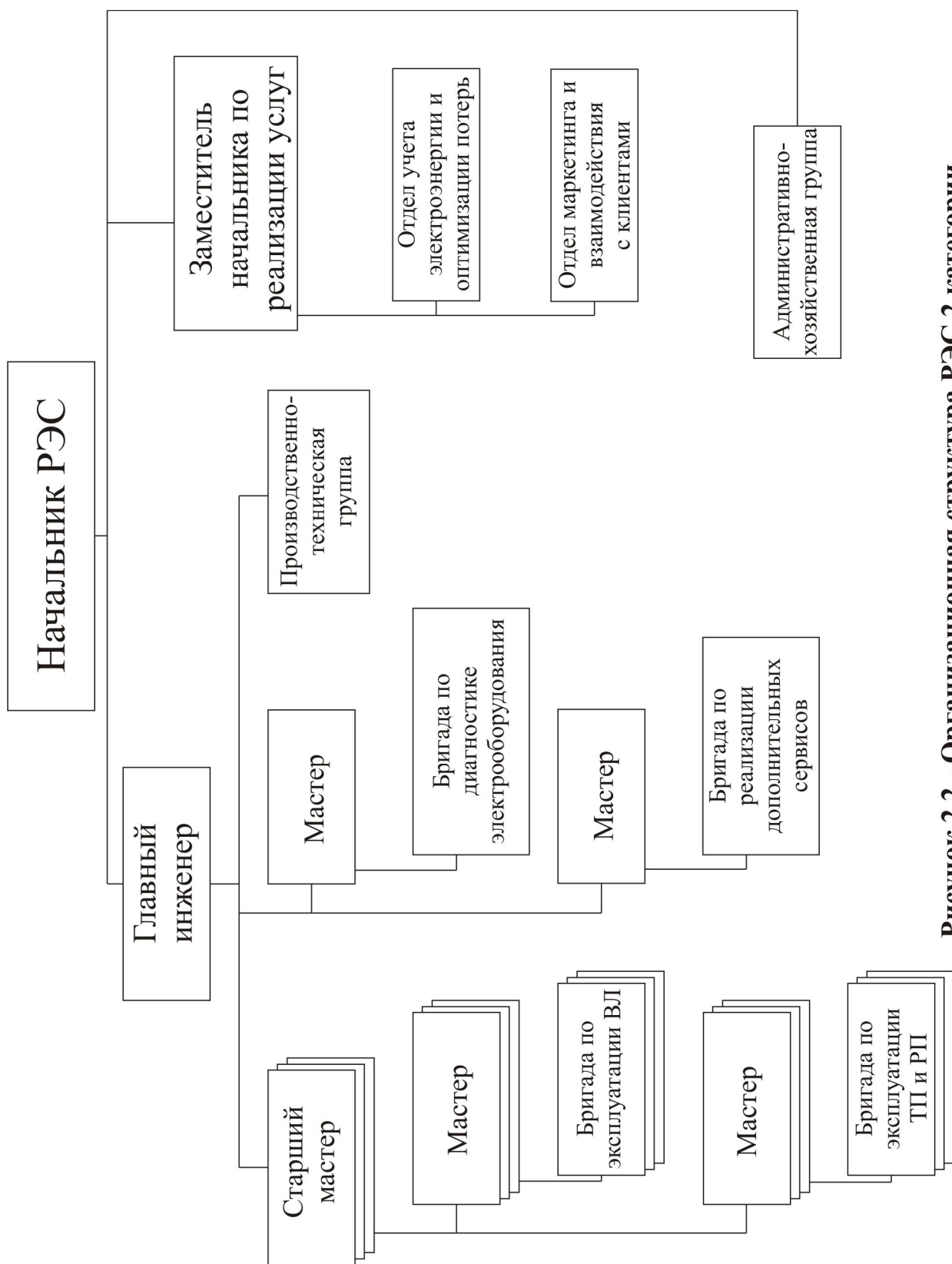


Рисунок 2.2 - Организационная структура РЭС 2 категории

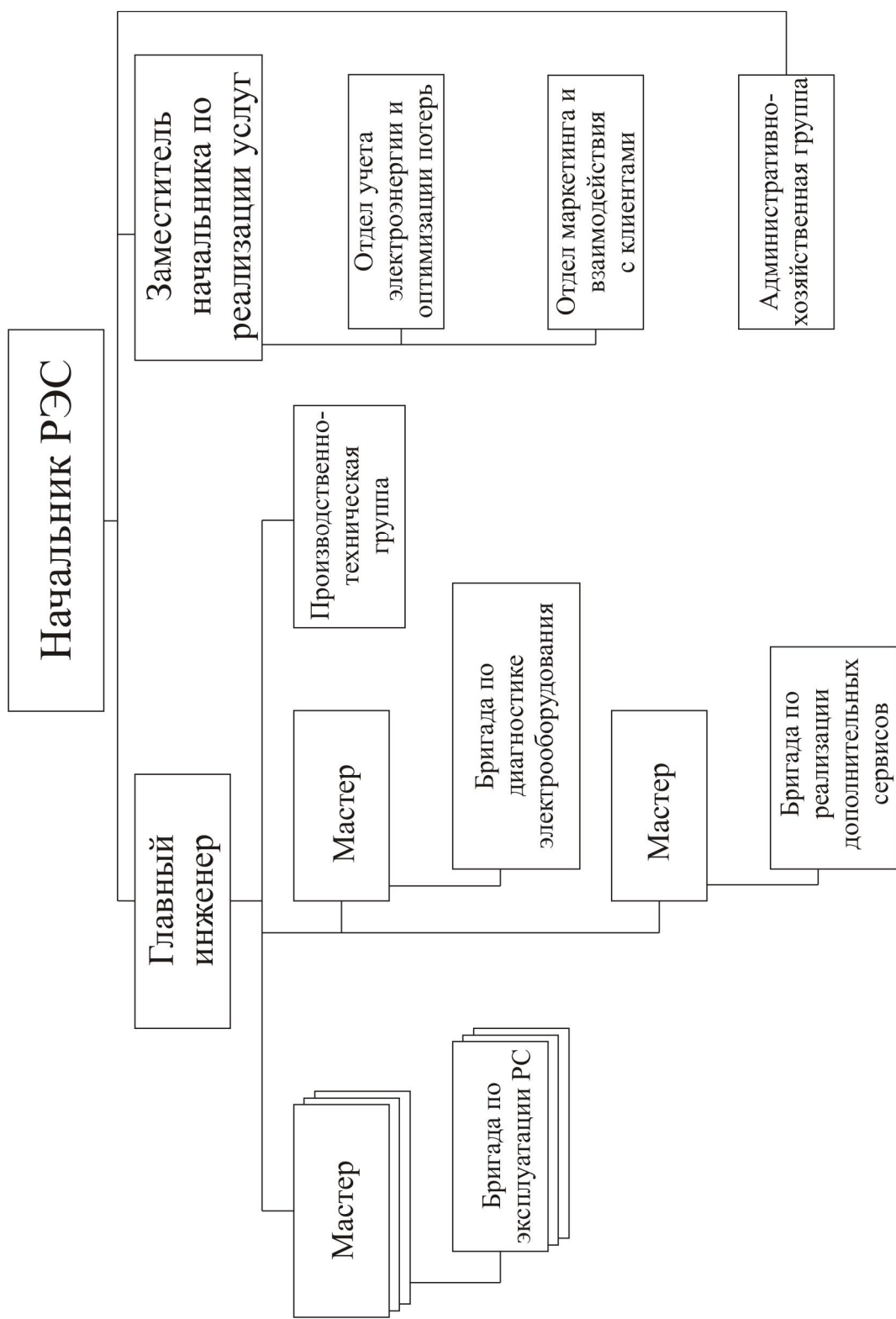


Рисунок 2.3 - Организационная структура РЭС 3 категории

В пояснительной записке к курсовому проекту следует выполнить необходимые расчеты, выбрать тип структуры РЭС и привести схему организационной структуры.

Определение численного состава по обслуживанию и ремонту распределительных электрических сетей представляет определенные трудности. Связано это с наличием ряда факторов, обусловленных специфичностью построения электросетевого хозяйства и особенностями организации эксплуатации распределительных сетей.

В первую очередь необходимо отметить случайный характер возникающих отказов в электрических сетях, случайное время их устранения и неопределенность с местом нахождения персонала оперативно-выездных бригад (ОВБ) в данный момент. В таких ситуациях для подсчета необходимых трудозатрат нужно располагать статистическими данными по рассматриваемым случайным величинам. К особенностям организации эксплуатации следует отнести также привлечение персонала ОВБ к выполнению помимо оперативной работы плановых профилактических мероприятий, рассредоточенность объектов электросетевого хозяйства на значительной территории и наличие в связи с этим значительного количества переездов эксплуатационных подразделений от баз до объектов обслуживания с большими потерями времени.

При расчете потерь времени необходимо учитывать факторы, связанные с неблагоприятными погодными условиями (низкая температура, сильный ветер и т. д.), а также трудности подхода и проезда к объектам. Среди параметров, существенно влияющих на численность персонала по обслуживанию энергообъектов, необходимо также рассматривать плотность электрических сетей.

Необходимость учета значительного количества случайных факторов привела к тому, что в распределительных электрических сетях в настоящее время применяют нормативный метод определения численности персонала, предусматривающий использование удельных показателей.

Нормативная численность персонала может отличаться различной степенью детализации норм в зависимости от целей расчета. Для упрощенных расчетов можно воспользоваться усредненными нормативами, приводимыми в таблице 1 Приложения А.

Применительно к составу элементов электрических сетей РЭС, приведенному в таблице 2.1, результаты расчета численности рабочих и мастеров будут выглядеть следующим образом (таблица 2.3).

**Таблица 2.3 – Расчет численности рабочих и мастеров РЭС
по усредненным данным**

Элемент сети	Ед. изм.	Количество физических единиц	Удельное число персонала на ед. изм.	Количество персонала, чел.
ВЛ 6–20 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	146	0,029	4,2
ВЛ 6–20 кВ на железобетонных опорах	км	1000	0,022	22
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	км	43	0,055	2,3
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	200	0,046	9,2
ВЛ 0,38 кВ на железобетонных опорах	км	500	0,03	15
ТП 6–20/0,4 кВ с 1 трансформатором	шт.	300	0,053	15,9
ТП 6–20 /0,4 кВ с 2 трансформаторами	шт.	82	0,068	5,57
Мачтовые ТП 6–20/0,4 кВ	шт.	100	0,057	5,7
Общая численность рабочих и мастеров $N_{ср}$				79,9

Более точный расчет численности персонала можно произвести, используя действующие нормативы [7], которые составлены с большей детализацией и учетом дополнительных условий. Для этого необходимо воспользоваться таблицами 2–7 Приложения А.

При определении численности персонала нормативным методом необходимо учитывать протяженность трасс ВЛ различного напряжения, материал опор, а также плотность распределительных сетей и количество ТП различного типа. Число рабочих рассчитывается отдельно по оперативному и техническому обслуживанию ВЛ 0,38–20 кВ и по их ремонту. Рассмотрим указанный вопрос применительно к определению численности персонала по оперативному и техническому обслуживанию для оборудования, приведенного в таблице 2.1. Для этого воспользуемся нормативами, приведенными в таблицах 2 и 4 Приложения А, и значением плотности распределительных сетей, которое будет указана в задании (например, 650 км/тыс. км²). Результаты расчетов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 –Определение численности персонала нормативным методом

Элемент сети	Ед. изм.	Количество физических единиц	Удельное число рабочих на ед. изм.	Количество рабочих, чел.
ВЛ 6–20 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	146	0,0079	1,15
ВЛ 6–20 кВ на железобетонных опорах	км	1000	0,0073	7,3
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	км	43	0,0094	0,4
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	200	0,0091	1,82
ВЛ 0,38 кВ на железобетонных опорах	км	500	0,0082	4,1
ТП 6–20/0,4 кВ с 1 трансформатором	шт	300	0,0153	4,59
ТП 6–20 /0,4 кВ с 2 трансформаторами	шт	82	0,0156	1,28
Мачтовые ТП 6–20/0,4 кВ	шт	100	0,0162	1,62
Общая численность рабочих $N_{он}$				22,26

Аналогичным образом должны быть произведены расчеты производственного персонала для выполнения ремонтных работ.

Для определения численности мастеров РЭС необходимо, используя исходные данные, получить общую протяженность ВЛ, обслуживаемых РЭС, и общее число ТП и по таблице 6 Приложения А установить их численность.

Суммируя число рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ($N_{он}$) с числом рабочих для проведения ремонтных работ ($N_{рн}$) и добавив к этому число мастеров ($N_{мн}$), получим итоговую цифру производственных рабочих и мастеров $N_{н} = N_{он} + N_{рн} + N_{мн}$.

Значение $N_{н}$ сравнивается со значением $N_{ср}$. Расчеты показывают, что обычно $N_{н}$ значительно ниже $N_{ср}$.

Для определения численного состава руководителей и специалистов РЭС (без мастеров) необходимо воспользоваться объемом годовой производственной программы в у. е. Далее по таблице 7 Приложения А устанавливается необходимое их число.

2.2 Построение и анализ сетевого графика ремонтных работ участка электрической сети

Работы по ремонту электрических сетей производятся в соответствии с годовым планом-графиком. Построение сетевого графика позволяет оптимизировать процесс ремонта за счет перераспределения сил и средств в процессе ремонта. На основании имеющегося перечня дефектов формируются звенья бригады по капитальному ремонту участка сети. При этом учитывается специализация работ, выполняемых персоналом бригад централизованного ремонта, например, верховые работы на ВЛ, ремонт опор, ремонт устройств грозозащиты и заземления, ремонт ТП и т. д. В задании на курсовой проект перечень работ кодируется цифрами в соответствии с номенклатурой работ, приводимой в таблице 1 Приложения Б, и буквами (в, н) в зависимости от напряжения сети (более 1 кВ и до 1 кВ).

Для построения сетевого графика вначале необходимо определить продолжительность работ каждого вида (T_i), используя задание и данные, приводимые в Приложении Б. Для этого число работ i -го вида k_i перемножается на время выполнения работы данного вида t_i , приводимое в таблице 1 Приложения Б, т. е. $T_i = k_i t_i$. Результаты расчетов необходимо представить в виде следующей таблицы.

Таблица 2.5 – Продолжительность работ различного вида

Характеристика работ	Бригада				Звено 1				Звено 2				Звено 3			
	1в	2в	75в	76в	10в	3в	8в	12в	41в	28в	37в		60в	57в	56в	58в
Код работы	10	1	1	1	6	24	8	4	18	16	3		5	11	8	26
Продолжительность работ, ч	4,0	1	1	1	3,78	9,6	8,8	3,6	12,6	11,2	17,7		7,0	19,8	5,51	4,42

Далее необходимо разработать перечень событий, которые определяют планируемый процесс и без которого он не может состояться. События обозначаются строчной буквой (а) с номером. Перечень событий оформляется в соответствии с заданием на курсовой проект, где приводится перечень планируемых к выполнению работ. Рекомендуемая форма представления перечня событий представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Перечень событий планируемого периода

Событие	Наименование события
a ₀	Имеется утвержденный план работ
a ₁	Закончена подготовка трассы
a ₂	Произведено отключение линии
a ₃	Выполнена установка железобетонных приставок к опорам
a ₄	Проведена выправка промежуточных опор
.	.
.	.
.	.

Кроме этого необходимо составить таблицу перечня работ в планируемом ремонте по следующей форме

Таблица 2.7 – Перечень работ в планируемом ремонте

Обозначение работы	Звено	Наименование работы	Время работы, ч	Предшествующие работы	Последующие работы
A ₀₁		Обрезка деревьев на трассе ВЛ	4	-	A ₁₂
A ₁₂		Отключение линии	1	A ₀₁	A ₂₃ , A ₂₆ , A ₃₄
A ₂₃	1	Установка железобетонных приставок	3,78	A ₁₂	A ₃₄
A ₃₄	1	Выправка промежуточных опор	9,6	A ₂₃	A ₄₅
.
.
.

Исходя из перечня событий и работ, необходимо построить сетевой график. Допускается составлять сетевой график в упрощенной форме по типу графиков, приводимых в технологических картах на проведение ремонта отдельных элементов сети. Общий вид такого графика показан на рисунке 2.4.

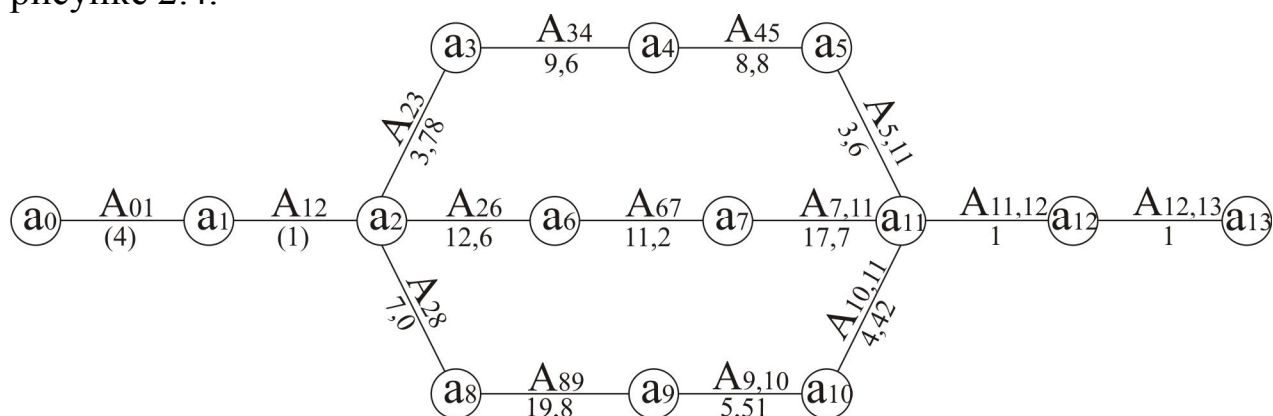


Рисунок 2.4 – Упрощенный сетевой график ремонтных работ на участке электрической сети

Обычно сетевой график строится от исходного события к завершающему событию, слева направо. Исходному событию присваивается нулевой номер, завершающему событию – последний номер. Работы кодируются индексом, содержащим номера событий, между которыми она заключена. Для работы проставляется время ее выполнения. Последовательные работы и события формируют пути (цепочки), которые ведут от исходного к завершающему событию.

Затем необходимо выполнить анализ сетевого графика. Вначале необходимо определить параметры сетевого графика:

1. *Наиболее раннее возможное наступление j-го события $T_p(j)$ вычисляется по формуле*

$$T_p(j) = \max_{i \subset j} [T_p(i) + t_{ij}], \quad (2.1)$$

где i и j – номера предшествующего и последующего событий, соответственно;

t_{ij} – продолжительность (i, j) работы;

обозначение $i \subset j$ показывает, что событие i предшествует событию j .

Применительно к графику, показанному на рисунке 2.4, определение рассматриваемого параметра выглядит следующим образом:

$$T_p(0) = 0;$$

$$T_p(1) = T_p(0) + 4 = 4;$$

$$T_p(2) = T_p(1) + 1 = 5;$$

$$T_p(3) = T_p(2) + 3,78 = 8,78;$$

$$T_p(4) = T_p(3) + 9,6 = 18,38;$$

$$T_p(5) = T_p(4) + 8,8 = 27,18;$$

$$T_p(6) = T_p(2) + 12,6 = 17,6;$$

$$T_p(7) = T_p(6) + 11,2 = 28,8;$$

$$T_p(8) = T_p(2) + 7 = 12;$$

$$T_p(9) = T_p(8) + 19,8 = 31,8;$$

$$T_p(10) = T_p(9) + 5,51 = 37,3;$$

$$T_p(11) = \max [T_p(5) + 3,6; T_p(7) + 17,7; T_p(10) + 4,42] = \\ = \max (30,78; 46,5; 41,73) = 46,5;$$

$$T_p(12) = T_p(11) + 1 = 47,5;$$

$$T_p(13) = T_p(12) + 1 = 48,5.$$

2. Самое позднее (предельное) допустимое время наступления i -го события $T_{\Pi}(i)$

$$T_{\Pi}(i) = \min_{i \supset j} \{T_{\Pi}(j) - t_{ij}\} \quad (2.2)$$

где символ $i \supset j$ показывает, что событие j предшествует событию i .

3. Резерв времени данного события R_i

$$R_i = T_{\Pi}(i) - T_p(i). \quad (2.3)$$

4. Полный резерв времени работы $r_{\Pi}(i, j)$

$$r_{\Pi}(i, j) = T_{\Pi}(j) - T_p(i) - t_{ij}. \quad (2.4)$$

5. Свободный резерв времени работы $r_c(i, j)$, вычисляемый по формуле

$$r_c(i, j) = T_p(j) - T_{\Pi}(i) - t_{ij}. \quad (2.5)$$

Далее необходимо рассчитать основные показатели сетевого графика – определить длину критического пути и полный резерв времени.

Одно из важнейших понятий сетевого графика – понятие пути. Путь – любая последовательность работ, в которой конечное событие каждой работы совпадает с начальным событием следующей за ней работы. Среди различных путей сетевого графика наибольший интерес представляет полный путь – любой путь, начало которого совпадает с исходным событием пути, а конец с завершающим событием. Применительно к графику, показанному на рисунке 2.4, в качестве полных путей следует рассматривать цепочки:

$$a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_3 \rightarrow a_4 \rightarrow a_5 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13};$$

$$a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_6 \rightarrow a_7 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13};$$

$$a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_8 \rightarrow a_9 \rightarrow a_{10} \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}.$$

Наиболее продолжительный путь в сетевом графике называется критическим путем. Критический путь лимитирует выполнение полного комплекса работ, поэтому любая задержка на работах критического пути увеличивает время всего процесса.

Определение критического пути сетевого графика. В качестве критического пути следует принимать путь, у которого полные резервы времени равны нулю. Для графика, показанного на рисунке 2.4, это путь $a_0 \rightarrow a_1 \rightarrow a_2 \rightarrow a_6 \rightarrow a_7 \rightarrow a_{11} \rightarrow a_{12} \rightarrow a_{13}$;

Длина критического пути определяется по формуле

$$T_{кр} = t_{01} + t_{12} + t_{26} + t_{67} + t_{7,11} + t_{11,12} + t_{12,13}. \quad (2.6)$$

Определение полного резерва времени. Чтобы определить полный резерв времени сетевого графика необходимо вначале установить длину каждого из ненапряженных путей, суммируя для них продолжительность работ, аналогично, как это сделано для критического пути. Затем рассчитать величину полного резерва времени по формуле

$$T_p = (T_{кр} - T_2) + (T_{кр} - T_3), \quad (2.7)$$

где T_2 и T_3 – длина ненапряженных путей.

По наличию резерва времени можно установить возможность корректировки сроков проведения ремонтных работ.

2.3 Обработка статистических данных об отказах оборудования электрических сетей

В практике работы электросетевых предприятий в специальных журналах фиксируются данные по числу и длительности отключений участков электрических сетей. Используя эти данные, можно определить показатели эксплуатационной надежности. При этом такие показатели, как параметр потока отказов, параметр потока преднамеренных отключений, среднее время плановых и аварийных отключений являются базовыми и позволяют проводить расчеты других показателей.

Обработка данных, накопленных в журналах, направлена на обобщение информации с целью получения в последующем удельных показателей. Например, вычисление удельного значения числа отключений не представляет серьезных трудностей и выполняется путем суммирования данных по формуле

$$\omega = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta r_i}{L_i \cdot n}, \quad (2.8)$$

где Δr_i – число отключений i -й линии;
 L_i – длина i -й линии, км;
 n – число лет.

Несколько сложнее выполняется обработка статистических материалов по таким случайным величинам как наработка до отказа или время перерыва электроснабжения. Обработка имеющихся данных в этом случае ведется в следующей последовательности.

Сначала составляется таблица потока отказов, например, в виде, представленном в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Поток отказов

Номер отказа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наработка, ч	65	97	165	119	36	272	77	96	194	8

Затем исходные данные группируются в вариационный ряд в порядке убывания или возрастания случайной величины (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Вариационный ряд

Номер отказа	6	9	3	4	2	8	7	1	5	10
Наработка, ч	272	194	165	119	97	96	77	65	36	8

При большом числе наблюдений (порядка сотен) вариационный ряд перестает быть удобной формой записи статистического материала. Для удобства его использования он подвергается дополнительной обработке. Весь диапазон полученных значений случайной величины делится на интервалы и подсчитывается количество членов выборки, приходящихся на каждый интервал. В результате получают статистический ряд. Далее полученное число случайных величин делится на общее число наблюдений и определяется частота, соответствующая данному разряду. Расчет ведется по формуле

$$p_i^* = \Delta n_i / N, \quad (2.9)$$

где N – общее число наблюдений;

Δn_i – число членов выборки, приходящихся на данный интервал.

Результаты таких расчетов применительно к одному из возможных вариантов статистических данных об аварийных отключениях ВЛ 10 кВ представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Статистический ряд длительности аварийных отключений ВЛ 10 кВ

Δt_i , ч	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8
Δn_i	66	41	30	18	9	6	4	2
p_i^*	0,38	0,23	0,17	0,1	0,051	0,034	0,022	0,011

В данном случае $N = 176$. При этом сумма частот всех разрядов должна быть равна 1.

Полученный статистический ряд оформляется в виде гистограммы, которая строится следующим образом. По оси абсцисс откладываются разряды, и на каждом из них строится прямоугольник, высота которого соответствует значению частоты для данного разряда. Для статистических данных, приведенных в таблице 2.10, такое построение представлено на рисунке 2.5.

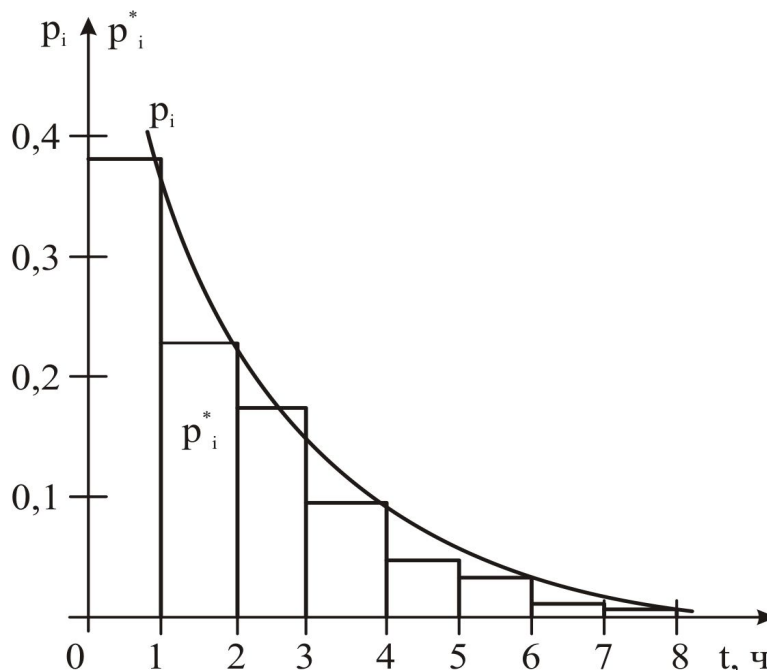


Рисунок 2.5 – Гистограмма длительности отключений линий 10 кВ

По виду гистограммы выдвигают гипотезу о предполагаемом законе распределения случайной величины. В случае, показанном на рисунке 2.5, следует сделать предположение об экспоненциальном законе распределения длительности отключения.

Имеющийся статистический материал позволяет вычислить среднее время восстановления по формуле (показатели, полученные по статистическим данным, отмечаются звездочкой)

$$T_{\text{в}}^* = \sum_{i=1}^k \Delta t_{\text{ср}} p_i^* , \quad (2.10)$$

где $\Delta t_{\text{ср}}$ – берется для середины интервала;
 k – количество интервалов.

Полученное значение T_B^* дает возможность рассчитать теоретические вероятности попадания исследуемой случайной величины в каждый интервал по формуле

$$F(t) = Q(t) = 1 - e^{-t/T_B^*}. \quad (2.11)$$

При этом t берется на границе интервалов. Теоретические значения частот p_i можно получить, вычислив приращение функции распределения $F(t)$ на i -м интервале. Располагая значениями p_i , можно построить теоретическую кривую для частот $p_i = f(t)$ (рисунок 2.5).

Между гистограммой и теоретической кривой может быть расхождение. На практике такое расхождение всегда неизбежно. Следовательно, возникает вопрос о согласовании теоретического и статистического распределений. Для проверки согласованности наиболее часто используется критерий Пирсона – χ^2 . При его применении не требуется построение закона распределения случайной величины. Достаточно только задаться общим видом функции $F(t)$, а входящие в нее числовые параметры определяются по данным эксперимента.

При использовании критерия согласия χ^2 определяется мера расхождения

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}, \quad (2.12)$$

где k – число интервалов статистического ряда;
 p_i – теоретическая частота для i -го интервала;
 N – число значений случайной величины.

Для получения величины χ^2 необходимо последовательно определить промежуточные параметры и представить их в виде таблицы 2.11 (для исходных данных, приведенных в таблице 2.10, рассматриваемая таблица будет выглядеть следующим образом).

Таблица 2.11 – Расчет параметров для определения критерия χ^2

$\Delta t_i, \text{ч}$	0 – 1	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5	5 – 6	6 – 7	7 – 8
Δn_i	66	41	30	18	9	6	4	2
$F(t)$								
p_i								
$N p_i$								
$(\Delta n_i - N p_i)^2$								
$\frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}$								

Суммируя полученные значения $\frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}$ для всех интервалов

статистического ряда, получают величину χ^2 .

Для применения критерия χ^2 необходимо, чтобы выполнялись условия: $N \geq 50-60$, $k > 6-8$. Также распределение χ^2 зависит от числа степеней свободы s

$$s = k - z - 1, \quad (2.13)$$

где z – число вычисляемых параметров распределения (при экспоненциальном распределении $z = 1$ – это среднее время восстановления).

Используя таблицу 1 Приложения В, для каждого значения χ^2 и s можно найти вероятность P_s того, что за счет случайных причин мера расхождения теоретического и статистического распределений будет меньше, чем фактическое значение χ^2 . Если $P_s > 0,1$, то обычно считают, что теоретическое распределение не противоречит экспериментальным данным.

2.4 Оценка эффективности проведения мероприятий по повышению надежности электрических сетей

В соответствии с действующими нормативными документами по эксплуатации электрических сетей в процессе проведения капитального ремонта рекомендуется выполнять мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей (установка двух трансформаторов на подстанциях, секционирование распределительных устройств, электроснабжение от двух вводов, использование дизельных электростанций и др.). При этом возникает проблема выбора предпочтительного технического решения, которая решается с помощью проведения технико-экономической оценки.

Наиболее простой способ оценки – это расчет и сопоставление капитальных затрат и эксплуатационных расходов для рассматриваемых альтернативных вариантов реконструкции сети.

Капитальные затраты – это единовременные денежные средства, которые необходимы для строительства новых объектов, развития и реконструкции действующих электрических сетей.

Капитальные затраты формируются из затрат на изыскательские, проектные и подготовительные работы; стоимости оборудования; стоимости строительных и монтажных работ; затрат на эксплуатацию строитель-

ных механизмов; стоимости отчуждения земли и переустройства других объектов.

Существует несколько подходов для определения капитальных вложений в объекты электроснабжения.

Наиболее полным и достоверным является составление сметной документации. Объектные и локальные сметы и расчеты проводятся по рабочим чертежам и спецификациям. Они определяют стоимость отдельных объектов и видов работ, затрат на электросетевое строительство.

Однако составление сметной документации сопряжено со значительными трудностями, поскольку необходимо располагать обширной нормативно-справочной документацией. Поэтому на начальных этапах проектирования (при разработке курсовых и дипломных проектов) допускается упрощенный подход, базирующийся на использовании укрупненных показателей, полученных на основе опыта проектирования и строительства различных объектов электрических сетей.

Поскольку электрические сети состоят из нескольких элементов, необходимо учитывать капитальные вложения в каждый из них

$$K = K_{\text{рл}10} + K_{\text{тп}} + K_{\text{рл}0,38}, \quad (2.14)$$

где $K_{\text{рл}10}$ – капитальные вложения в распределительные линии 10 кВ;

$K_{\text{тп}}$ – капитальные вложения в потребительские трансформаторные подстанции напряжением 10/(0,4) кВ;

$K_{\text{рл}0,38}$ – капитальные вложения в линии 0,38 кВ.

Стоимость каждого элемента системы, входящего в приведенную формулу, определяется многочисленными факторами. Так на стоимость сооружения воздушных линий влияют: номинальное напряжение и площадь сечения проводов, число цепей, тип и материал опор, климатический район сооружения линии по гололеду и ветру, характер рельефа местности и условия прохождения трассы линии (населенная и ненаселенная местность), удаленность от производственных баз и др.

Капитальные вложения в распределительные линии электропередачи, в том числе и в ВЛ 0,38 кВ определяются по формулам

$$K_{\text{рл}10} = L_{\text{рл}10} q_{\text{рл}10}; \quad K_{\text{рл}0,38} = L_{\text{рл}0,38} q_{\text{рл}0,38}, \quad (2.15)$$

где $L_{\text{рл}10}$, $L_{\text{рл}0,38}$ – протяженность соответственно распределительных высоковольтных и низковольтных линий, км;

$q_{рл10}$, $q_{рл 0,38}$ – удельные стоимости сооружения соответственно распределительных высоковольтных и низковольтных линий электропередачи, руб./км.

Укрупненные удельные стоимости распределительных линий 10 и 0,38 кВ приведены в таблицах 1 и 2 Приложения Г.

Величину капитальных вложений в короткие линии (до 5 км) можно определить по формулам (например, для ВЛ 10 кВ)

$$K_{рл10} = q_{рл10} \left(0,86 + \frac{L}{L+10} \right) L, \quad (2.16)$$

где $q_{рл10}$ – удельная стоимость строительства линии 10 кВ, руб./км;

L – длина линии, км.

10 – напряжение сети.

Укрупненные показатели стоимости оборудования ТП 10/0,4 кВ в зависимости от условий установки, конструктивного исполнения и мощности трансформатора приводятся в таблице 3 Приложения Г.

Годовые эксплуатационные издержки включают затраты, связанные с поддержанием электрической сети в нормальном техническом состоянии, а также стоимость потерь электроэнергии в элементах электрической сети.

Ежегодные издержки включают следующие статьи расходов:

- отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- расходы на поддержание технического состояния электрической сети (технические обслуживания и ремонты);
- стоимость потерь электроэнергии в элементах электрической сети.

В соответствии с этим эксплуатационные расходы можно определить по формуле

$$I_{Г} = I_{а} + I_{о} + I_{п}, \quad (2.17)$$

где $I_{а}$ – амортизационные отчисления;

$I_{о}$ – издержки на обслуживание электрических сетей;

$I_{п}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах сети.

Необходимость накопления амортизационных отчислений обусловлена тем, что каждый элемент электрической сети рассчитывается на определенный срок службы t_c . В процессе эксплуатации по истечении определенного времени электрические сети приходят в негодность. Если ставится задача создания нового электросетевого объекта или перевооруже-

ния действующего по окончании срока службы оборудования, то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства.

Амортизационные отчисления включают затраты на капитальный ремонт и средства на полное восстановление (реновацию) электрической сети, и обычно рассчитываются исходя из нормы отчислений на амортизацию:

$$I_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100}, \quad (2.18)$$

где P_{ai} – годовая норма отчислений на амортизацию по i -му элементу сети, %;

K_i – капитальные вложения в i -й элемент сети;

n – количество элементов сети.

Для электрических сетей напряжением 0,38 – 20 кВ усредненное значение $P_{ai} = 6$ %.

Затраты на обслуживание электрических сетей включают: стоимость израсходованного сырья, топлива, энергии и других материальных средств; заработную плату персоналу; затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт.

Эксплуатационные расходы зависят от напряжения сети, конструкции ЛЭП и ТП.

Наиболее точные данные по таким затратам можно получить путем составления сметы, что сопряжено со значительными трудностями из-за недостатка информации на начальных этапах проектирования.

Одним из возможных подходов при определении эксплуатационных расходов на ремонт и обслуживание электросетевого хозяйства является использование условных единиц. Указанные условные единицы дифференцированы для различных элементов сетей и приводятся в таблице 1 Приложения А.

С учетом этого затраты на обслуживание электрической сети можно определить по формуле

$$I_o = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (2.18)$$

где γ_c – стоимость эксплуатационных работ, соответствующая 1 у.е. (при проведении расчетов следует принять $\gamma_c = 2800$ руб./у.е.);

Q_i – объем работ по обслуживанию i -го элемента сети, у.е. (таблица 1 Приложения А).

Издержки от потерь электроэнергии определяются как сумма издержек для различных элементов

$$I_{\Pi} = \sum_{i=1}^n I_{\Pi i}. \quad (2.19)$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии в звеньях электрической сети, тыс. руб., определяют по следующим формулам:

для линий электропередачи

$$I_{\text{пл}} = \sum_{z=1}^Z \left(S_{pz} / U_{\text{ном}} \right)^2 R_{0z} L_z \tau_z c_z \cdot 10^{-3}, \quad (2.20)$$

где Z – число участков линии электропередачи;

S_{pz} – расчетная максимальная нагрузка участка линии, кВ·А;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

R_{0z} – удельное активное сопротивление проводов участка линии, Ом/км (таблица 4 Приложения Г);

L_z – длина участка линии электропередачи, км;

τ_z – время потерь, ч/год (таблица 5 Приложения Г);

c_z – удельные затраты, обусловленные потерями электроэнергии в линии данного напряжения, руб./(кВт·ч);

для трансформатора:

$$I_{\text{пт}} = [(S_p / S_{\text{ном}})^2 p_k \tau_z c_z + p_x t_b c_z] 10^{-3}, \quad (2.21)$$

где S_p – расчетная максимальная нагрузка ТП, кВ·А;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

p_k и p_x – потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора, кВт (таблица 6 Приложения Г);

c_z – стоимость потерь короткого замыкания и холостого хода, руб./(кВт·ч);

t_b – время включенного состояния трансформатора (при работе трансформатора круглый год $t_b = 8760$ ч).

Удельные затраты на покрытие потерь электроэнергии в z -м элементе электрической сети определяются по формуле

$$c_z = \varphi_z + \psi_z / h_z, \quad (2.22)$$

где φ_z и ψ_z – коэффициенты для элементов сети;
 h_z – показатель режима нагрузки.

Средние значения показателей φ_z и ψ_z даны в таблице 7 Приложения Г, а значения h_z в таблице 5 этого приложения.

Далее производится суммирование составляющих эксплуатационных затрат и сравнение капитальных затрат и эксплуатационных расходов для рассматриваемых альтернативных вариантов повышения надежности электроснабжения потребителей.

Приложения

Приложение А

Таблица 1 – Условные единицы и удельная численность персонала по обслуживанию элементов электросетей

Элемент сети	Ед. изм.	Условные единицы	Средняя численность мастеров и рабочих
ВЛ 6–20 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	2,1	0,029
ВЛ 6–20 кВ на железобетонных опорах	км	1,7	0,022
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	км	1,7	0,055
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах с ж.б. приставками	км	2,9	0,046
ВЛ 0,38 кВ на железобетонных опорах	км	1,7	0,03
ТП 6–20/0,4 кВ с 1 трансформатором	шт	4,0	0,053
ТП 6–20 /0,4 кВ с 2 трансформаторами	шт	5,6	0,068
Мачтовые ТП 6–20/0,4 кВ	шт	2,3	0,057

Таблица 2 – Нормы численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ВЛ 0,38–20 кВ

Напряжение, кВ	Материал опор	Численность рабочих на 1 км линии, чел при плотности распределений, км/ тыс. км ²		
		до 600	601-1200	более 1200
		2-20	Металл и железобетон	0,0081
	Дерево с ж.б. приставками	0,0088	0,0079	0,0071
	Дерево	0,0089	0,008	0,0072
до 1	Металл, железобетон	0,0091	0,0082	0,0074
	Дерево с ж.б. приставками	0,0102	0,0091	0,0083
	Дерево	0,0105	0,0094	0,0086

Таблица 3 – Нормативы численности рабочих по ремонту ВЛ 0,38–20 кВ

Напряжение, кВ	Численность рабочих на 1 км трассы линии, чел при материале опор		
	металл, железобетон	дерево с ж.б. приставками	дерево
	2-20	0,0047	0,0058
до 1	0,0051	0,0079	0,0089

Таблица 4 – Нормы численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ТП 0,4-20 кВ

Наименование устройства	Численность рабочих на 1 устройство, чел.		
	при плотности распределительных сетей, км/ тыс. км ²		
	до 600	601-1200	более 1200
ТП 6–20/0,4 кВ с 1 трансформатором	0,0169	0,0153	0,0138
ТП 6–20/0,4 кВ с 2 трансформаторами	0,0174	0,0156	0,0141
Мачтовая ТП 6–20/0,4 кВ	0,0178	0,0162	0,0143

Таблица 5 – Нормативы численности рабочих по ремонту ТП 6–20/0,4 кВ

Наименование устройства	Численность рабочих на 1 устройство, чел.
ТП 6–20/0,4 кВ с 1 трансформатором	0,0076
ТП 6–20/0,4 кВ с 2 трансформаторами	0,099
Мачтовая ТП 6–20/0,4 кВ	0,082

Таблица 6 – Нормативы численности мастеров РЭС по ремонту ВЛ и ТП

Протяженность ВЛ 0,38–20 кВ в РЭС, км	Численность мастеров, чел. при количестве ТП и МТП, шт				
	до 200	201-500	501-900	901-1400	1401-2000
До 100	1	2	3	4	5
1001 - 2000	2	3	4	5	6
2001 - 3000	3	4	5	6	7
3001 - 4500	4	5	6	7	8
4501 - 6500	5	6	7	8	9
6501 - 7000	6	7	8	9	10

Таблица 7 – Нормативы численности руководителей и специалистов (без мастеров и диспетчеров) РЭС

Объем распределительных сетей 0,38–20 кВ в РЭС, у.е.	Численность руководителей и специалистов РЭС, чел.
до 1300	-
1301 - 2000	1
2001 - 3000	2
3001 - 4500	3
4501 - 6500	4
6501 - 9000	5
9001 - 12000	6
12001 - 15000	7

Приложение Б

Таблица 1 – Время выполнения работ при ремонте электрических сетей

Нименование элемента	Вид работ		Время выполнения, ч при напряжении	
	Код	Содержание работы	до 1 кВ (код н)	1-20 кВ (код в)
Трасса	1	Обрезка деревьев с применением автовышки (1 дерево)	0,4	0,4
	2	Отключение линии	1,0	1,0
Опоры	3	Выправка промежуточной опоры с применением механизмов	0,32	0,4
	4	Замена концевой деревянной опоры на железобетонную с применением механизмов	0,75	1,1
	5	Замена угловой деревянной опоры на железобетонную с применением механизмов	2,8	
	6	Замена промежуточной деревянной опоры с применением механизмов	0,43	
	7	Замена промежуточной деревянной опоры с применением механизмов (без замены железобетонной приставки)	2,9	
	8	Замена промежуточной железобетонной опоры с применением механизмов	0,75	1,1
	9	Замена А-образной железобетонной опоры с применением механизмов		3,42
Приставки и подкосы	10	Установка железобетонной приставки к деревянной с применением механизмов	0,63	0,63
	11	Замена подкоса с применением механизма	0,63	1,08
Траверсы	12	Замена траверсы на концевой опоре с применением механизмов	0,4	0,95
	13	Замена траверсы на промежуточной опоре с применением механизмов	0,4	
	14	Замена траверсы на промежуточной опоре вручную	0,6	
Провода	15	Замена проводов в анкерном пролете с применением механизмов	7,3	
	16	Замена 1 провода в анкерном пролете с применением механизмов, провод АС-25		1,6
	17	Замена 1 провода в анкерном пролете с применением механизмов, провод АС-50		1,8
	18	Замена 1 провода в анкерном пролете с применением механизмов, провод АС-95		2,7
	19	Замена 1 провода в анкерном пролете вручную, провод АС-25		2,3
	20	Замена 1 провода в анкерном пролете вручную, провод АС-50		3,6
	21	Замена 1 провода в анкерном пролете вручную, провод АС-95		5,8
	22	Замена 3 проводов в анкерном пролете с применением механизмов, провод АС-25		4,5

	23	Замена 3 проводов в анкерном пролете с применением механизмов, провод АС-50		5,6
	24	Замена 3 проводов в анкерном пролете с применением механизмов, провод АС-95		8,3
	25	Замена 3 проводов в анкерном пролете вручную, провод АС-25		8,6
	26	Замена 3 проводов в анкерном пролете вручную, провод АС-50		10,8
	27	Замена 3 проводов в анкерном пролете вручную, провод АС-95		16
	28	Замена 1 провода в пролете промежуточной опоры с применением механизмов		0,7
	29	Замена 1 провода в пролете промежуточной опоры вручную		1,05
	30	Замена 3 проводов в пролете промежуточной опоры с применением механизмов		1,6
	31	Замена 3 проводов в пролете промежуточной опоры вручную		2,35
	32	Замена провода ВЛ 6-10 кВ, расположенной над ВЛ 0,38 кВ с применением механизмов		3,95
	33	Замена провода ВЛ 6-10 кВ, расположенной над ВЛ 0,38 кВ вручную		5.2
	34	Замена провода ВЛ 0,38 кВ, расположенной под ВЛ 6-10 кВ с применением механизмов	3,9	
	35	Замена провода ВЛ 0,38 кВ, расположенной под ВЛ 6-10 кВ вручную	5,25	
	36	Перетяжка проводов в анкерном пролете со снятием напряжения и применением механизмов	3,5	
	37	Перетяжка 3 проводов в анкерном пролете со снятием напряжения и применением механизмов		5,9
	38	Перетяжка 3 проводов в анкерном пролете со снятием напряжения вручную		7,4
Изоляторы, крюки, крепление проводов	39	Замена изоляторов на концевой опоре с применением механизмов		0,55
	40	Замена изоляторов на концевой опоре вручную		1,05
	41	Замена изоляторов на промежуточной опоре с применением механизмов		0,7
	42	Замена изоляторов на промежуточной опоре вручную	0,25	1,05
	43	Замена изоляторов на опоре ВЛ 6-10 кВ, проложенной над ВЛ 0,38 кВ с применением механизмов		0,7
	44	Замена изоляторов на опоре ВЛ 6-10 кВ, проложенной над ВЛ 0,38 кВ вручную		1,1
	45	Замена изоляторов на опоре ВЛ 0,38 кВ, проложенной под ВЛ 6-10 кВ с применением механизмов	0,7	
	46	Замена изоляторов на опоре ВЛ 0,38 кВ, проложенной под ВЛ 6-10 кВ вручную	1,35	
	47	Замена изоляторов на разъединителе железобетонной опоры вручную		0,6
	48	Установка крюков или штырей с изоляторами	0,51	
	49	Выполнение двойного крепления проводов	0,85	0,85

Разъединители	50	Замена разъединителя с применением механизмов		2,13
	51	Техническое обслуживание разъединителя с применением механизмов		0,77
	52	Техническое обслуживание разъединителя вручную		1,55
Соединители	53	Установка овального соединителя	0,41	0,41
	54	Замена болтовых зажимов	0,7	
	55	Установка бандажей	0,54	0,56
Рядники и ОПН	56	Замена разрядника и ОПН		0,69
	57	Ревизия грозозащитного устройства		1,8
Заземление ВЛ	58	Измерение сопротивления заземляющего устройства		0,17
	59	Замена заземляющих спусков		0,59
	60	Устройство заземления с лучевым спуском		1,4
	61	Устройство контура заземления		3,15
Трансформаторные подстанции	62	Замена трансформатора 63 кВА		7,53
	63	Замена трансформатора 100 кВА		8,63
	64	Замена трансформатора 160 кВА		8,96
	65	Замена трансформатора 320 кВА		10,48
	66	Замена линейного разъединителя		6,6
	67	Замена привода разъединителя		6,55
	68	Замена приставок к МТП		4,76
	69	Замена площадки МТП		22,9
	70	Замена лестницы МТП		5,1
	71	Замена низковольтного щита	5,0	
	72	Замена трансформаторов тока	3,6	
73	Замена ОПН		3,35	
74	Замена контура заземления		6,3	
Окончание работ	75	Сдача работ		1
	76	Включение линии		1

Приложение В
Таблица 1 – Квантили распределения χ^2

s	Вероятность P _s							
	0,999	0,995	0,990	0,975	0,950	0,900	0,800	0,700
3	0,024	0,072	0,115	0,216	0,352	0,584	1,00	1,42
4	0,091	0,207	0,297	0,484	0,711	1,06	1,65	2,19
5	0,210	0,412	0,554	0,831	1,15	1,61	2,34	3,00
6	0,381	0,676	0,872	1,24	1,64	2,20	3,07	3,83
7	0,598	0,989	1,24	1,69	2,17	2,83	3,82	4,67
8	0,857	1,34	1,65	2,18	2,73	3,49	4,59	5,53
9	1,15	1,73	2,09	2,70	3,33	4,17	5,38	6,39
10	1,48	2,16	2,56	3,25	3,94	4,87	6,18	7,27

s	Вероятность P _s							
	0,3	0,2	0,1	0,05	0,025	0,01	0,005	0,001
1	1,07	1,64	2,71	3,84	5,02	6,63	7,88	10,8
2	2,41	3,22	4,61	5,99	7,38	9,21	10,6	13,8
3	3,67	4,64	6,25	7,81	9,35	11,3	12,8	16,3
4	4,88	5,99	7,78	9,49	11,1	13,3	14,9	18,5
5	6,06	7,29	9,24	11,1	12,8	15,1	16,7	20,5
6	7,23	8,56	10,6	12,6	14,4	16,8	18,5	22,5
7	8,38	9,80	12,0	14,1	16,0	18,5	20,3	24,3
8	9,52	11,0	13,4	15,5	17,5	20,1	22,0	26,1
9	10,7	12,2	14,7	16,9	19,0	21,7	23,6	27,9
10	11,8	13,4	16,0	18,3	20,5	23,2	25,2	29,6

Приложение Г

**Таблица 1 – Укрупненная удельная стоимость ВЛ 10 кВ
на железобетонных опорах, тыс. руб. за км**

Марка и сечение проводов ВЛ	Район по гололеду											
	I – II				III				IV			
	Толщина стенки гололеда, мм											
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
АС – 25	1,7	1,9	2,5	2,8	1,8	2,0	2,5	2,8	1,8	2,1	2,4	3,0
АС – 35	1,9	2,0	2,3	2,7	2,1	2,1	2,3	2,7	2,	2,2	2,3	2,8
АС – 50	2,1	2,1	2,5	2,8	2,4	2,4	2,5	2,8	2,5	2,5	2,5	2,8
А – 70	2,4	2,4	2,6	2,9	2,6	2,6	2,6	3,1	2,7	2,7	2,7	3,1
А – 95	2,7	2,7	3,0	3,3	3,0	3,0	3,0	3,3	3,2	3,2	3,2	3,4

**Таблица 2 – Укрупненные показатели
стоимости ВЛ 0,38 кВ**

Тип опор	Район по гололеду	Стоимость 1 км линии (тыс. руб.) при марке и числе проводов				
		2А-16	4А-16	4А-25	4А -35	4А-50
Железобетонные	I – II	2,73	2,93	2,99	3,19	3,45
	III	2,84	3,05	3,15	3,3	3,55
	IV	-	-	-	4,2	4,45
Деревянные	I-II	1,96	2,16	2,22	2,41	2,67
	III	1,97	2,18	2,36	2,68	2,94
	IV	-	-	2,85	3,13	3,39
Деревянные с ж.б. приставками	I-II	2,13	2,32	2,38	2,83	2,84
	III	2,14	2,35	2,52	3,35	3,03
	IV	-	-	3,05	3,58	3,61

**Таблица 3 – Стоимость трансформаторных подстанций
напряжением 10/0,4 кВ**

Тип здания	Число трансформаторов	Стоимость, тыс. руб. при мощности трансформатора, кВ·А				
		100	160	250	400	630
Кирпичное (закрытая ТП)	1	800	841	895	973	1037
	2	1408	1449	1504	1576	1900

**Таблица 4 – Удельные активные сопротивления алюминиевых
и сталеалюминиевых проводов**

Сечение провода, мм ²	Удельное активное сопротивление, Ом/км для проводов марки	
	А	АС
16	1,98	2,06
25	1,28	1,38
35	0,92	0,85
50	0,64	0,65
70	0,46	0,46
95	0,34	0,33

Таблица 5 – Показатели режима нагрузки

Элемент сети, z	Вид нагрузки	h _z , ч	τ _z , ч
Воздушная линия 10 кВ	смешанная	2700	1900
Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ	коммунально-бытовая	1700	1100
	производственная	3700	1500
	смешанная	2800	1800

Таблица 6 – Параметры трехфазных двухобмоточных трансформаторов 10/0,4 кВ

Тип	Мощность, кВ·А	ρ _к , кВт	ρ _х , кВт
ТМ 100/10	100	1,97	0,36
ТМ 1600/10	160	2,6	0,7
ТМ 250/10	250	3,7	0,82
ТМ 400/10	400	5,5	1,08
ТМ 630/10	630	7,6	1,56

Таблица 7 – Средние значения показателей ϕ_z и ψ_z

Элемент сети	Европейская часть России		Сибирь	
	ϕ_z , руб./кВт·ч	ψ_z , руб./кВт·ч	ϕ_z , руб./кВт·ч	ψ_z , руб./кВт·ч
ВЛ 10 кВ	0,84	5000	0,75	3100
ТП 10/0,4 кВ	0,89	6100	0,77	4100
ВЛ 0,38 кВ	0,90	6800	0,84	4750

Список использованных источников

1. Таранов М.А., Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения. Учебник для вузов. – Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2010.
2. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических сетей. Учебное пособие для вузов. – Ставрополь: «АГРУС», 2010.
3. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Медведько Ю.А. Задачник по эксплуатации электрооборудования. – Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2006.
4. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (СО 34.04. 181 – 2003). – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2003.
5. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38–20 кВ с неизолированными проводами (РД 153-34.3-20.662-98). – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 1998.
6. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей/ под ред. К.М. Антипова и И.Е. Бандуилова. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
7. Нормативы численности промышленно-производственного персонала электрических сетей. – М.: РАО «ЕЭС России», 2002.
8. Исследование операций в экономике / под ред. Н.Ш. Кремера. – М.: «ЮНИТИ», 1999.

Оглавление

Предисловие	4
1 Рекомендации по выполнению курсового проекта	6
1.1 Примерное содержание и последовательность выполнения курсового проекта	6
1.2 Указания по оформлению расчетно-пояснительной записки	6
2 Методические указания по выполнению курсового проекта	7
2.1 Выбор организационной структуры и определение численности персонала РЭС	7
2.2 Построение и анализ сетевого графика ремонтных работ участка электрической сети	15
2.3 Обработка статистических данных об отказах оборудования электрических сетей	19
2.4 Оценка эффективности проведения мероприятий по повышению надежности электрических сетей	23
Приложения	29
Список использованных источников	37