

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Рубцовский индустриальный институт (филиал)
ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический
университет им. И.И. Ползунова»**

А.Н. ТАТАРНИКОВА

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

**Методические указания для самостоятельных работ
студентов всех форм обучения**

Рубцовск 2023 г

УДК 621.311

Татарникова А.Н., Экономика энергетики. Методические указания для самостоятельных работ студентов всех форм обучения. /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск: 2023. - 56 с.

Методические указания по разработке экономических и организационных вопросов в расчетных и выпускных работах студентами дневного и заочного форм обучения содержат порядок и методику определения экономического эффекта, получаемого в результате использования новой техники, изобретений, технического перевооружения предприятия, а также порядок разработки организационных разделов.

Методические указания направлены на развитие навыков экономических расчетов и организационных решений в соответствии с поставленными задачами.

Целью работы являются закрепление теоретических знаний, полученных в процессе изучения курса «Экономика энергетики», формирование умения применять эти знания при решении экономико-организационных задач, детальное изучение методических материалов по определению экономической эффективности внедрения технических и организационных решений и подготовка студентов к выполнению выпускных работ.

Рассмотрены и одобрены
на заседании кафедры ЭЭ РИИ
Протокол № 7 от 23.06.2023

Рецензент: Начальник ПС 500 кВ «Рубцовская»
ПАО «РОССЕТИ» ЗАПАДНО-СИБИРСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ Е.А. Питаленко

©Рубцовский индустриальный институт, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ 1 КВТ·Ч ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ....	5
1.1. Основные положения методики определения трудоемкостей ремонтов, осмотров и обслуживания электрооборудования	5
1.2. Организация, планирование труда и заработной платы	9
1.2.1 Баланс рабочего времени.....	11
1.2.2 Планирование численности персонала	12
1.3. Отчисления на социальные нужды.....	16
1.4. Определение потребности в материалах и запасных частях	16
1.5. Определение годовых амортизационных отчислений	18
1.6. Определение годовых эксплуатационных издержек электрохозяйства .	19
1.7. Определение годовых затрат на покупную энергию.....	20
1.8. Расчет себестоимости 1 кВт·ч потребляемой энергии	21
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ	23
2.1. Условия сопоставимости вариантов инвестирования	23
2.2. Оценка эффективности инвестиций.....	24
2.3. Учет изменения во времени приведенных затрат.....	31
2.4. Учет реактивной мощности	32
2.5. Техничко-экономическое сравнение схем электроснабжения с разной степенью надежности	32

ВВЕДЕНИЕ

Система ТОР ЭО – система планово-предупредительного типа, сущность ее заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидания отказа производятся различного вида ремонтные воздействия (техническое обслуживание, текущий, средний или капитальный ремонт).

Система ТОР ЭО призвана способствовать решению следующих основных задач:

- 1) Повышению надежности оборудования подстанции;
- 2) Обеспечению бесперебойной подачи качественных энергоресурсов потребителям;
- 3) Созданию достаточно комфортных санитарно-гигиенических условий для работников;
- 4) Экономии топливно-энергетических ресурсов, рациональному использованию ремонтных материалов, запасных частей и комплектующих изделий;
- 5) Внедрению новых, более прогрессивных видов технического обслуживания и ремонта;
- 6) Внедрению современных средств механизации и вычислительной техники, включая и автоматизированные системы управления ремонтом;
- 7) повышению уровня квалификации инженерно-технического и производственного персонала;
- 8) внедрению прогрессивных форм оплаты труда;

Кроме того, система ТОР ЭО служит нормативно-информационной базой, необходимой для разработки и составления основного документа — годового графика технического обслуживания и ремонта оборудования подстанции. Этот документ позволяет определить потребность в соответствующем производственном персонале, в материалах, комплектующих изделиях, запасных частях, кроме того служит основой для составления годовой сметы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

В качестве объекта для расчетной работы взято электрооборудование промышленного предприятия из крусового проекта по дисциплине «Системы электроснабжения».

1. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ 1 КВТ·Ч ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ

1.1. Основные положения методики определения трудоемкостей ремонтов, осмотров и обслуживания электрооборудования

Основная задача ремонта – это поддержание оборудования в рабочем состоянии с сохранением эксплуатационных характеристик. Система ремонта энергооборудования предусматривает межремонтное техническое обслуживание и ремонт.

Межремонтное техническое обслуживание включает в себя операции по поддержанию работоспособности и исправности; уход за оборудованием; контроль режимов; устранение мелких неисправностей, не требующих остановки оборудования; регулировка; чистка; смазка. Техобслуживание производится в процессе работы оборудования и сетей; а так же с использованием перерывов, нерабочих дней и смен.

Ремонт - это комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий, агрегатов и их частей. Различают следующие виды ремонтов: капитальный, средний и текущий.

Капитальный ремонт – это ремонт, который выполняется для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением его частей. Это самый полный по объему вид ремонта.

Текущий ремонт – это ремонт, выполняемый для обеспечения работоспособности изделия, и заключается в чистке, промывке деталей изделий, в замене их, испытание агрегата в объеме, предусмотренном нормативами.

При определении объема работ ремонтно-эксплуатационного обслуживания общезаводского электрохозяйства считается, что ремонты всех видов и техническое обслуживание производит электроцех, входящий в службу главного энергетика. Принимаем, что персонал электроцеха обслуживает ГПП, цеховые ТП, РП, электросети общезаводского хозяйства, электроприемники общезаводского назначения.

Прежде чем приступить к непосредственному расчету объема работ, для обслуживаемого оборудования определяем структуру ремонтного цикла.

Ремонтный цикл, т.е. время между двумя капитальными ремонтами, и норма трудоемкости работ принимаются по справочнику [24]

Структура ремонтного цикла определяется исходя из норм периодичности: $P_{к.р.}$ - продолжительность ремонтного цикла; $P_{т.р.}$ - продолжительность межремонтного цикла и продолжительность межосмотрового периода.

Трудоемкость ремонта – трудозатраты на проведение одного ремонта данного вида, выраженные в человеко-часах.

Нормативы трудоемкости даны на полный перечень ремонтных работ, включая подготовительно заключительные работы, непосредственно связанные с проведением ремонта, приведенные к четвертому разряду работ по шестирядной сетке. Они установлены как средние величины и предназначены для ориентировочного расчета объема ремонтных работ и необходимого количества ремонтников на предстоящий ремонт, но не могут служить основанием для оплаты труда ремонтного персонала.

По каждой группе электроприемников (электрооборудованию и сетям), для которых определена структура ремонтного цикла, рассчитывается годовая трудоемкость ремонтных работ на группу оборудования путем умножения количества единиц оборудования на норму ремонтов в году и трудоемкость одного ремонта:

$$T_{p.p.k.j.} = N \cdot t_{kj} \cdot n, \quad (0.1)$$

где N – норма ремонтов в году (перевод ремонтного цикла из месяцев в год); t_k – норма трудоемкости одного капитального ремонта в году оборудования j - группы, определенной мощности, производительности и т. д; n – количество единиц оборудования соответствующей мощности, производительности и т.д.

Величина t_{kj} определяется, исходя из табличного значения трудоемкости капитального ремонта, и поправочного коэффициента β_1 , то есть:

$$t_{kj} = t_k \cdot \beta_1. \quad (0.2)$$

Нормативы трудоемкости ремонтов заносятся в таблицу с учетом поправочных коэффициентов по условиям эксплуатации и конструктивных особенностей оборудования.

Трудоемкость капитального ремонта для каждой группы оборудования определяется суммированием трудоемкостей всех единиц оборудования, входящих в группу, то есть

$$\sum T_{p.p} = T_{p.p.k} + T_{p.p.t}, \quad (0.3)$$

Результаты расчетов планов годового объема ремонтных работ сводятся в таблицу 1.1.

В графе 1 перечисляется всё энергетическое оборудование предприятия на стороне 110 кВ, 35кВ, 10кВ.

Таблица 1.1

Расчет плана годового объема ремонтных работ

Наименование оборудования	Количество единиц	Капитальный ремонт				Текущий ремонт				Суммарная трудоемкость, чел-час
		Ремонтный цикл, мес	Норма ремонтов в году	Норма трудоемкости одного ремонта чел-час	Годовая трудоемкость, чел-час	Межремонтный период, мес.	Норма ремонтов в году	Норма трудоемкости одного ремонта чел-час	Годовая трудоемкость, чел-час	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Силовой трансформатор: ТМН 4000 кВА	2	108	0,11	702	154,4	27	0,44	140,4	135,5	277,95
Трансформаторы тока	9	144	0,08	8	6,00	36	0,33	2	6	12
ВЛ 2АС-70/11	22	240	0,05	49	53,9	14	0,86	14	264	318
Итого $\sum \dot{O}_{a,d}$										771,14

Рассмотрим пример для заполнения таблицы.

Пример. Рассмотрим расчет трудоемкости ремонтов для трансформаторов. Предположим, что на предприятии есть ТП с двумя трансформаторами ТМН - 4000/35. Из [24] находим $P_k = 144$ мес, $P_r = 27$ мес. Для трансформаторов наружной установки вводится коэффициент $\beta = 0,75$ ($P_k = 144 \cdot 0,75 = 108$ мес, $P_r = 36 \cdot 0,75 = 27$ мес).

Нужно ремонтный цикл перевести из месяцев в год, что будет являться нормой ремонта в году:

$$N = 12/P_k, \quad (0.4)$$

где P_k - ремонтный цикл, мес.

$$N = 12/108 = 0,11.$$

Годовая трудоемкость капитального ремонта:

$$T_{p,k} = 0,11 \cdot 702 \cdot 2 = 154,4 \text{ чел.-ч},$$

Для трансформатора 35 кВ вводится поправочный коэффициент к приведенным нормативам трудоемкости 1,3 ($t_k = 504 \cdot 1,3 = 154,4$ чел.-ч).

Для текущего ремонта расчет проводится аналогично.

Суммарная трудоемкость по группе оборудования:

$$T_{p,r} = 154,4 + 135,5 = 277,95 \text{ чел.-ч}$$

Аналогичные расчеты проводим по остальным группам оборудования и электросетям. Суммируя плановые результаты по отдельным группам получаем суммарную годовую трудоемкость работ системы электроснабжения предприятия.

Суммарная годовая трудоемкость работ энергоремонтной службы опреде-

ляется как сумма соответствующих составляющих работ:

$$\sum T_{p.p.c} = \sum T_{p.p} + \sum T_{p.t.o} + \sum T_{p.p.x} + \sum T_{p.n.p.x}, \quad (0.5)$$

где $\sum \dot{O}_{\delta.\delta}$ - суммарная годовая трудоемкость ремонтных работ (по капитальному и текущему ремонтам), чел.-ч.;

$\sum \dot{O}_{\delta.\delta.i}$ - суммарная трудовая трудоемкость работ по техническому обслуживанию, чел. - ч.;

$\sum \dot{O}_{\delta.\delta.\delta}$ - суммарная годовая трудоемкость работ ремонтного характера, к которому относятся следующие виды работ: изготовление запасных частей, ремонтной оснастки, приспособлений и т.п., чел.-ч.;

$\sum \dot{O}_{\delta.i.\delta.\delta}$ - суммарная трудовая емкость работ неремонтного характера, чел.-ч.

Работы неремонтного характера – это работы по указаниям или распоряжениям мастера ПС, выполнение предписаний и указаний различных органов инспекции и технического надзора, исполнение предписаний бюро техники безопасности, устранение аварийных случаев, стихийных бедствий и т. п.

Суммарная трудовая трудоемкость по техническому обслуживанию:

$$\sum T_{p.t.o} = \frac{\sum T_{p.p}}{\sum T_{p.p.p}} \cdot T_{\varepsilon}, \quad (0.6)$$

где $\sum \dot{O}_{\delta.\delta.\delta} = 1100$ - суммарная трудоемкость ремонтных работ на одного рабочего по техническому обслуживанию;

T_{ε} - эффективный фонд рабочего времени одного рабочего эксплуатационного персонала, час (принимается из таблицы 1.6).

Рекомендуется следующее соотношение трудоемкости ремонтных работ:

$$\sum \dot{O}_{\delta.\delta.\delta} = 25\% (\sum \dot{O}_{\delta.\delta} + \sum \dot{O}_{\delta.\delta.i}), \quad (0.7)$$

$$\sum \dot{O}_{\delta.i.\delta.\delta} = 15\% (\sum \dot{O}_{\delta.\delta.\delta} + \sum \dot{O}_{\delta.\delta.i}). \quad (0.8)$$

Суммарная трудовая трудоемкость по техническому обслуживанию определяется:

$$\sum T_{p.t.o} = \frac{771,14}{1100} \cdot 1927,7 = 1351,4 \text{ чел. - ч.},$$

$$\sum T_{p.p.x} = 25\% \cdot (771,14 + 1351,4) = 530,63 \text{ чел. - ч.},$$

$$\sum T_{p.n.p.x} = 15\% \cdot (530,63 + 1351,4) = 282,3 \text{ чел. - ч.}$$

Суммарная годовая трудоемкость работ энергоремонтной службы:

$$\sum T_{p.p.c} = 771,14 + 1351,4 + 530,63 + 282,3 = 2935,47 \text{ чел. - ч.}$$

1.2. Организация, планирование труда и заработной платы

В данной работе принимаем бригадную форму организации труда рабочих. В состав бригады входят ремонтники, выполняющие капитальные и текущие ремонты и эксплуатационники, производящие техническое обслуживание электрической части энергохозяйства цеха (предприятия).

В данном разделе осуществляется:

- 1) планирование использования рабочего времени;
- 2) расчет численности электриков.

Планирование использования рабочего времени заключается в планировании режима работы и составления балансов рабочего времени по категориям персонала, имеющим одинаковый график работы.

Режим работы основной части эксплуатационного электроперсонала определяется соотношением нагрузок смен в рабочие дни.

Возможны следующие режимы работы эксплуатационного персонала.

В непрерывном производстве при 3-х сменной работе принимается четырехбригадный график с семичасовым рабочим днем. В непрерывном производстве практически чрезвычайно трудно и нерационально устанавливать семичасовые рабочие дни. Поэтому при семисовом рабочем дне и непрерывном производстве работа организуется по восьмичасовым сменам, что позволяет обеспечить равномерное чередование дней работы и отдыха и постоянство времени начала и окончания смен (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Чередование дней работы и отдыха Числа месяца

Смены	Числа месяца																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
I	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4
II	3	4	4	4	4	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	1	1	1	1	2	2	2	2	3
III	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	1	1	1	1
Отдых	4	3	2	2	1	4	3	3	2	1	4	4	3	2	1	1	4	3	2	2	1	4	3	3	2	1	4	4	3	2

Обозначения: 1 - первый рабочий (бригада); 2 - второй рабочий (бригада); 3 - третий рабочий (бригада); 4 - четвертый рабочий (бригада); # - отдых.

В данном графике принято последовательное чередование восьмичасовых смен, при котором рабочий (бригада), работая в каждой смене по четыре дня (иногда смены чередуются через три или пять дней работы), последовательно переходит из первой смены во вторую, из второй в третью, из третьей опять в первую и т.д. После каждых четырех дней работы при переходе из смены в

смену рабочий получает 48-часовой междуменный отдых.

В прерывном производстве могут использоваться, в зависимости от типа и характера производства различные графики.

График 1. Одним из простейших является график, который применяется на прерывных работах в условиях пятидневной рабочей недели. Может применяться как при односменной, так и при двухсменной работе. По данному графику еженедельно отрабатывается только 40 часов (8·5). Поэтому для обеспечения средней фактической продолжительности рабочей недели, равной 41 ч, в субботу каждой седьмой календарной недели устанавливается рабочий день продолжительностью 7 ч или в субботу каждой восьмой календарной недели устанавливается рабочий день продолжительностью 8 ч.

График 2. Этот график используется на прерывных работах в условиях пятидневной рабочей недели при трехсменной работе тремя бригадами.

По данному графику первая (дневная) и вторая (вечерняя) смены имеют продолжительность 8 ч, а третья (ночная) - 7 часов; фактическая продолжительность рабочей недели - в среднем 41 ч (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Чередование дней работы и отдыха

СМЕНЫ	Числа месяца																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	ПН
1 дневная	1	1	1	1	1	1	В	2	2	2	2	2	2	В	3	3	3	3	3	3	В	1
2 вечерняя	2	2	2	2	2	Н	В	3	3	3	3	3	Н	В	1	1	1	1	1	Н	В	2
3 ночная	3	3	3	3	3	Н	В	1	1	1	1	1	Н	В	2	2	2	2	2	Н	В	3

График 3. Используется на прерывных работах в условиях шестидневной рабочей недели с одним выходным днем при трехсменной работе тремя бригадами. Продолжительность всех рабочих смен во все дни недели, кроме предвыходных, равна 7 ч, а в предвыходные дни 6 ч.

Таблица 1.5

Чередование дней работы и отдыха

СМЕНЫ	Числа месяца и дни недели																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	ПН
1 дневная	1	1	1	1	1	1	В	2	2	2	2	2	2	В	3	3	3	3	3	3	В	1
2 вечерняя	2	2	2	2	2	2	В	3	3	3	3	3	3	В	1	1	1	1	1	1	В	2
3 ночная	3	3	3	3	3	3	В	1	1	1	1	1	1	В	2	2	2	2	2	2	В	3

Условные обозначения: 1,2,3 – соответственно первая, вторая, третья бригады; Н - смена не работает, В - общий выходной день для всех смен. В соответствии с типом и характером производства и соотношением нагрузок по сменам на предприятии студент выбирает подходящий режим работы, как для эксплуатационного, так и для ремонтного электроперсонала.

1.2.1. Баланс рабочего времени

Составление баланса рабочего времени позволяет определить:

1. Полезно используемое число часов работы в год одним среднесписочным рабочим;
2. Коэффициент использования рабочего времени.

Расчет баланса рабочего времени на планируемый год производится в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Баланс рабочего времени

Статья баланса	Ремонтный персонал		Эксплуатационный персонал	
	дни	часы	дни	часы
1. Календарный фонд рабочего времени T_k				
2. Не рабочие дни (праздники + выходные) $T_{пр}$				
3. Номинальный фонд времени T_n				
4. Плановые целосменные невыходы:				
а) основной и дополнительный отпуск				
б) болезни				
в) отпуск учащихся				
г) гос. обязанности				
5. Эффективный фонд рабочего времени				
6. Коэффициент использования рабочего времени $K_{исп}$				

Календарное время и количество выходных и праздничных дней определяется из производственного календаря на данный год.

Номинальное время представляет собой время, которое рабочим, может быть отработано в течение планового периода. Номинальное время в днях равно календарному времени минус выходные и праздничные дни. Для того, чтобы подсчитать номинальный фонд в часах надо число смен (выходов на работу), которое данная группа рабочих должна отработать в течение года, умножить на число часов в смену. Для всех работников должно быть обеспечено сохранение годового баланса рабочего времени

Пример. В непрерывном производстве при четырех бригадном графике номинальное время рассчитывается следующим образом. Определяется годовой фонд рабочего времени в часах $\frac{365 \cdot 24}{4} = 2190$ ч; в днях этот фонд будет составлять $\frac{2190}{8} = 273,75$ (дня), где 8 - продолжительность рабочей смены в часах.

Номинальный фонд времени для одного эксплуатационника определяется

из условий, что процесс обслуживания высоковольтного оборудования непрерывный и 4 бригадного режима работы.

Как теперь видно, во 2-ом случае номинальный фонд в днях меньше (273,75 против 208), а в часах больше (2190 против 2102 ч), чем в первом. Это объясняется тем, что при четырех бригадном графике смена в обычные дни длится на 1 ч., а в предвыходные и в предпраздничные дни на 2 ч дольше, чем при обычной рабочей неделе. Возникающую переработку в $2190-2102=88$ ч компенсируют предоставлением 11 дополнительных выходных дней: = 11 дн. В году. С учетом чего номинальное число рабочих дней при четырех бригадном графике составляет $272,75-11=262,75$ дн. Чтобы получить эффективный фонд рабочего времени, надо из номинального вычесть невыходы на работу, связанные с очередными и дополнительными отпусками, болезнями, выполнением государственных обязанностей.

Продолжительность основного отпуска рабочих принимается по данным предприятия.

Дополнительные отпуска - это отпуска учащихся, рабочих за работу во вредных условиях и т.д. Продолжительность дополнительных отпусков принять равной 1,5% номинального фонда. Продолжительность невыходов, связанных с выполнением государственных обязанностей, принять равной 0,5% от номинального фонда рабочего времени. Невыходы из-за болезней составляют 3,5% от номинального фонда рабочего времени. Эффективный фонд рабочего времени в часах равно: Эффективный фонд рабочего времени в днях умножить на среднюю продолжительность рабочей смены.

Средняя номинальная продолжительность рабочей смены равна: номинальное время в часах разделить на номинальное время в днях.

Завершает составление планового баланса расчет коэффициента использования рабочего времени:

$$K_{\text{исп}} = \frac{T_{\text{э}}}{T_{\text{н}}}, \quad (0.9)$$

где $T_{\text{э}}$. - эффективный фонд рабочего времени фактический плановый фонд рабочего времени, ч; $T_{\text{ном.}}$ - номинальный плановый фонд рабочего времени, ч.

1.2.2. Планирование численности персонала

При планировании численности персонала различают явочный и списочный состав работников. Списочный состав включает всех работников, которых необходимо иметь в штате предприятия по обслуживанию электрохозяйства. Явочным называется состав работников, который необходимо иметь для выполнения производственной программы при данном режиме работы и уровне производительности труда.

Переход от явочного состава к списочному определяется с помощью коэффициента использования рабочего времени

$$Ч_{\text{с}} = \frac{Ч_{\text{я}}}{K_{\text{исп}}},$$

где $Ч_c$ - списочный состав рабочих; $Ч_я$ - явочный состав рабочих.

Численность ремонтного $Ч_p$ персонала определяется согласно трудоемкости ремонтных работ $\sum T_{p.p}$ и трудоемкости работ ремонтного характера $\sum T_{p.p.x}$. Численность эксплуатационного $Ч_э$ персонала определяется на основе трудоемкости работ по техническому обслуживанию $\sum T_{p.t.o}$ и трудоемкости работ не ремонтного характера $\sum T_{p.n.p.x}$.

Списочная численность ремонтного персонала рассчитывается по формуле:

$$Ч_p = \frac{\sum T_{p.p} + \sum T_{p.p.x}}{T_{эр} \cdot K_{вн} \cdot K_{исп}}, \quad (0.10)$$

где $T_{эр}$ – эффективный фонд рабочего времени ремонтного персонала, ч; $K_{вн} = 1,2-1,3$ – коэффициент выполнения норм; $K_{исп}$ – коэффициент использования рабочего времени.

Списочная численность эксплуатационного персонала определяется по формуле:

$$Ч_э = \frac{\sum T_{p.t.o} + \sum T_{p.n.p.x}}{T_э \cdot K_{вн} \cdot K_{исп}}, \quad (0.11)$$

где $T_э$ – эффективный фонд рабочего времени ремонтного персонала, ч.

Списочная численность инженерно-технических работников (ИТР), управляющих ремонтным и эксплуатационным персоналом определяем исходя из нормы управляемости для мастера (энергетика), которая равна 12 рабочих (N_y):

$$Ч_{итр} = \frac{Ч_p + Ч_э}{N_y}. \quad (0.12)$$

Если численность ремонтного персонала эксплуатационного персонала меньше 1, то принимается часть ставки, как для численности, так и для расчета з/пл.

1.2.3. Организация з/пл персонала, расчет затрат на заработную плату

Одним из вопросов организации заработной платы является выбор формы и системы оплаты труда. В данной работе условно принимаем, что труд ремонтных рабочих оплачивается по сдельно-премиальной, а эксплуатационного - по повременно-премиальной системе оплаты труда.

Планирование заработной платы включает планирование фонда заработной платы и средней заработной платы.

При планировании фондов заработной платы различают тарифный, часовой, дневной и годовой фонды, отличающиеся характером доплат, предусмотренных действующим законодательством.

Расчет планового фонда заработной платы рабочих производится отдельно для ремонтного персонала, эксплуатационного персонала и инженерно-

технических работников.

Отнесение работ к тому или иному разряду производится в соответствии с ПЭУ, ПТБ и единым тарифно-квалификационным справочником (ЕТКС).

При расчете планового фонда заработной платы рабочих исходят из их численности и количества часов (или дней), подлежащих отработке по соответствующим тарифным ставкам:

$$\Phi_T = \sum (t_i \cdot \text{Ч}_i) T_э., \quad (0.13)$$

где Φ_T - тарифный фонд заработной платы, руб.; t_i - часовая тарифная ставка рабочего-повременщика i -го разряда; Ч_i - расчетная численность работников по соответствующему разряду; $T_э$ - эффективный фонд рабочего времени, ч;

Основная зарплата персонала состоит из тарифного фонда и доплат, действующих на заданном предприятии:

$$\Phi_{\text{осн}} = (\Phi_T + \Phi_{\text{пр}}) \cdot K_p, \quad (0.14)$$

где Φ_T - тарифный фонд оплаты труда, руб.; $\Phi_{\text{пр}}$ - доплаты, действующие на предприятии, руб.; K_p - районный коэффициент (для Алтайского края - 1,15).

Премияльные доплаты определяются на основании размера премии, устанавливаемой в % к заработной плате по тарифу или сдельным расценкам:

$$\Phi_{\text{пр}} = \frac{\Phi_{\text{осн}} \cdot P_p}{100}, \quad (0.15)$$

где $\Phi_{\text{пр}}$ - доплаты по премиальной системе, руб.; P_p - процент премии к тарифной ставке или к сдельной заработной плате, %.

Размер премиальных доплат определяется действующей системой премирования на предприятии и в цехе.

Затраты на оплату труда ремонтного и эксплуатационного персонала определяются по формуле:

$$\Phi_{\text{зп}} = \Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{доп}}, \quad (0.16)$$

где $\Phi_{\text{доп}}$ - дополнительная заработная плата.

Дополнительная заработная плата предполагает оплату за время, несвязанное с работой (очередной отпуск, отпуск учащихся, выполнение государственных обязанностей и т.п.), рассчитывается по формуле:

$$\Phi_{\text{доп}} = \frac{\Phi_{\text{осн}}}{T_э} \cdot (T_{\text{отп}} + T_{\text{уч}} + T_{\text{го}}), \quad (0.17)$$

Средний фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{ср}} = \frac{\Phi_{\text{зп}}}{12}, \quad (0.18)$$

Затраты на оплату труда ИТР находятся:

$$\Phi_{\text{зп.итр}} = (\Phi_{\text{т.итр}} + \Phi_{\text{пр.итр}}) \cdot K_p, \quad (0.19)$$

$$\Phi_{\text{т.итр}} = O_{\text{итр}} \cdot 12 \cdot \text{Ч}_{\text{итр}}, \quad (0.20)$$

где $O_{\text{итр}}$ - месячный оклад ИТР; $\text{Ч}_{\text{итр}}$ - численность инженерно-технических работников.

Общий фонд оплаты труда ($\Phi_{\text{общ.зп}}$) состоит из затрат на оплату труда ремонтного и эксплуатационного персонала, а также из затрат на заработную плату ИТР.

$$\Phi_{\text{общ зп}} = \Phi_{\text{зпр}} + \Phi_{\text{зпэ}} + \Phi_{\text{итр}}, \quad (0.21)$$

Расчеты сводятся в таблицу 1.7.

Таблица 1.7

Общий фонд годовой заработной платы

Составляющие фонда заработной платы	Заработная плата, руб.		
	Ремонтного персонала	Эксплуатационного персонала	Инженерно-технического персонала
1	2	3	4
1. Тарифный фонд заработной платы 2 Премияльные доплаты - доплата за работу в ночное время - доплата за работу в праздничные дни 2. Часовой фонд оплаты Дополнительная заработная плата Выплата за выслугу лет			
ИТОГО фонд годовой заработной платы. Среднегодовая заработная плата			

Доплата за работу в ночное время определяется исходя из количества часов ночной работы с учетом тарифных ставок отдельно для сдельщиков и повременщиков.

Пример. Известно, что фонд основной заработной платы рабочих-сдельщиков составил 50000 руб., фонд заработной платы рабочих-повременщиков 20000руб. цех работает по графику 3-х сменной работы, ночная смена 7 часов (всего в сутки: 23 рабочих часа). Ночное время в течении суток 8 часов (ночное время с 22 часов до 6 часов).

Удельный вес ночного времени $\Phi_{\text{ноч}} = 8/23 = 0,348$ всего рабочего времени. Доплата за работу в ночное время равна 20% тарифной ставки, следовательно, фонд доплат равен $0,348 \cdot 0,2 = 0,0696$ тарифной ставки оплаты рабочих. Если при этом коэффициенте перевыполнения норм для сдельщиков равен 1,2, то доплата за работу в ночное время рабочим-сдельщикам:

$$\Phi_{\text{НОМ}} = \frac{50000}{1,2} = 0,0696 = 1900 \text{руб}, \text{ а повременщикам}$$

$$\Phi_{\text{НОМ}} = 20000 \cdot 0,0696 = 1392 \text{руб}$$

доплата за работу в праздничные дни рассчитывается в основном на предприятиях и участка, работающих непрерывно, а также в тех случаях, когда по плану в эти дни намечается ремонт оборудования. Сумма доплат за работу в праздничные дни начисляется умножением тарифной ставки (для повременщиков) или сдельного заработка (для рабочих – сдельщиков) на количество человеко-часов, которые будут работать в праздничные дни, на количество часов работы в праздничные дни. Доплата за работы в праздничные дни производятся в двойном размере и определяется:

$$\Phi_{\text{п}} = C_{\text{ср}} \cdot T_{\text{см}} \cdot Ч_{\text{пл}} \cdot П_{\text{пр}} \cdot K_{\text{вн}}, \quad (0.22)$$

где $C_{\text{ср}}$ - средняя часовая тарифная ставка, руб/ч; $T_{\text{см}}$ - продолжительность смены, ч; $Ч_{\text{пл}}$ - планируемое число рабочих в праздничные дни; $П_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней, в которые будет выполняться работа; $K_{\text{вн}}$ - коэффициент выполнения нормы.

1.3. Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды - обязательные отчисления по нормам, установленным законодательством государственного социального страхования, в Фонд социального страхования РФ, Пенсионный фонд РФ, фонды обязательного медицинского страхования от затрат на оплату труда работников, включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), по элементу «Затраты на оплату труда» (кроме тех видов оплаты, на которые страховые взносы не начисляются).

Плательщиками страховых взносов являются:

- организации;
- индивидуальные предприниматели;
- физические лица.

Отчисления на социальный нужды (страховые взносы) определяются по установленным нормам от суммы общей заработной платы электротехнического персонала.

$$O_{\text{сн}} = \alpha_{\text{страх вз}} \cdot \Phi_{\text{общ зп}}, \quad (0.23)$$

где $\alpha_{\text{страх вз}}$ - доля страховые взносы.

1.4. Определение потребности в материалах и запасных частях

Одним из основных факторов, оказывающих влияние на обеспечение надежности и эффективности работы основного оборудования, на сокращение его простоев при ремонте, является своевременное и технически обоснованное удовлетворение потребности в материалах.

В соответствии с нормами складского эксплуатационного резерва [24], наличием действующего оборудования и условиями производства определить необходимый резерв электрического оборудования для цеха в штуках. Результаты расчетов свести в табл. 1.8.

Затраты на материалы для ремонта трансформаторов, высоковольтного оборудования и воздушных линий определяем отдельно.

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт и перечень необходимых материалов приведен в справочнике[24]

Из норм расхода материалов на ремонт сухих трансформаторов исключаются трансформаторное масло, резина, силикогель.

Для трансформаторов напряжение 35 кВ и более нормы расхода материалов следует принимать с коэффициентом 1,3

Таблица 1.8

Затраты на материалы для ремонта трансформаторов

Материал	Мощность трансформов, кВА	Нормы расхода материала на 100 чел·час	Трудоемкость ремонта, чел. · час	Кол-во материалов	Цена, руб.	Стоимость, руб
1	2	3	4	5	6	7
Сталь сортовая, кг	4000	29,06	277	81,49	150	12223,5
Швеллеры, кг	4000	144,5	277	400,265	125	50033,125
Итого $C_{рм}^{тр}$					62256,6	

Пример. Для трансформатора мощностью 4000кВА требуется для ремонта сталь сортовая, электроды, швеллер и другие материалы.

Из [24] находим норму расхода стали сортовой для трансформатора мощностью 4000кВА 29,06 кг на 100чел. – ч, швеллера – 144 кг. Трудоемкость принимаем из таблицы[24].

Количество материалов находим как произведение нормы расхода материалов на трудоемкость ремонта и делим на 100 $((29,06 \cdot 277)/100=81,49$ кг). Стоимость определяется произведением цены на количество материалов $(81,49 \cdot 150=12223,5$ руб.). Затем находим общую сумму затрат на материалы для ремонта трансформатора. $C_{рм}^{тр} = 12223,5+50033,12=62256,6$ руб.

Аналогично находятся затраты на материалы для ремонта высоковольтного оборудования и на материалы для ремонта кабельных (воздушных) линий

Таблица 1.9

Затраты на материалы для ремонта высоковольтного оборудования

Материал, кг	Нормы расхода на 100 чел·ч	Трудоемкость ремонта, чел·ч	Годовая потребность в матер.	Цена, руб.	Стоимость, руб
1	2	3	4	5	6
1	2	3	4	5	6
Крепежные изделия, кг	0,02	12	0,636	37	23,53
Итого $C_{рм}^{вво}$					23,53

Таблица 1.10

Затраты на материалы для ремонта кабельных линий

Материал, кг	Нормы расхода на 100 чел·ч	Трудоемкость ремонта, чел·ч	Годовая потребность в матер.	Цена, руб.	Стоимость, руб
1	2	3	4	5	6
1	2	3	4	5	6
Сталь сортовая, кг	15	318	47,7	100	4770
Итого $C_{рм}^{кл}$					4770

Сумма затрат на ремонтные материалы определяется по выражению:

$$C_{PM} = C_M^T + C_M^{BBO} + C_M^{BI}, \quad (0.24)$$

Номенклатуру запасных частей составляется с учетом данных о сроках службы деталей оборудования, сведений о постоянной потребности в деталях, в том числе таких деталей, которые не могут быть изготовлены собственными силами и деталей с большой трудоемкостью изготовления.

Норму расхода комплектующих деталей и запасных частей при ремонте и текущем обслуживании и норму резерва принимают исходя из количества однотипного оборудования установленного на предприятии и используемого в ремонте.

Результаты расчетов сводятся в таблицу

Таблица 1.11

Расчет затрат на запасные части

Комплектующие изделия и запасные части	Норма резерва изделий и зап.частей	Норма расхода на 10 ед	Годовая потребность в зап. частях	Цена, руб.	Стоимость всего, руб.
Трансформатор					
Обмотки ВН	2	2	2	27905	279050
Обмотки НН		2	2	12935	129530
Проходные изоляторы		2	2	2740	27400
Проходные втулки		2	2	1240	12400
Итого $C_{зч}$					448380

Общие затраты на материалы и запасные части составят:

$$C_{ЗМ} = C_{PM} + C_{зч}, \quad (0.25)$$

1.5. Определение годовых амортизационных отчислений

Для обеспечения непрерывного воспроизводства основных фондов к моменту их ликвидации в результате физического и морального износа необходимо иметь денежные средства, компенсирующие первоначальную стоимость этих фондов. Для получения этих средств к текущим эксплуатационным расходам на протяжении всего срока функционирования основных фондов прибавляются суммы, равные определенной части первоначальной стоимости этих фондов. В результате к концу срока службы основных фондов накапливается сумма денежных средств, достаточная для полного возмещения первоначальной стоимости основных производственных фондов.

Амортизационные отчисления определяются на основе норм амортизации и балансовой стоимости элементов электроснабжения. Нормы амортизации на электрическое оборудование составляют 15%. Результаты расчётов сводятся в

таблицу 1.12.

Общая стоимость оборудования определится по формуле:

$$C_{об} = C \cdot n, \quad (0.26)$$

где: C- стоимость единицы оборудования, тыс.руб., n – количество оборудования одного типа.

На монтаж оборудования будет идти 10% от общей стоимости.

Общая (балансовая) стоимость оборудования:

$$C_{бал} = C_{об} + C_{мон}, \quad (0.27)$$

где $C_{об}$ - общая стоимость оборудования, $C_{мон}$ – стоимость монтажа.

Балансовая стоимость лежит в основе расчета амортизационных отчислений на оборудование.

Расчет суммы амортизационных отчислений линейным способом производится по формуле:

$$A = \frac{N_a \cdot C_{бал}}{100}, \quad (0.28)$$

где: N_a – норма амортизационных отчислений, %; $C_{бал}$ - балансовая стоимость оборудования, зданий и сооружений, тыс. руб.

Таблица 1.12

Расчет амортизационных отчислений

Наименование электрооборудования	Количество, шт	Стоимость единицы, руб	Общая стоимость, руб	Затраты на монтаж и транспортировку (10%)	Балансная стоимость, руб	Годовые амортизационные отчисления, руб
1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7
КТП 2×4000	2	1982314	39646628	3964662,8	43611290,8	6541693,62
Итого $C_{ам}$						6541693,62

Пример. Стоимость двух- трансформаторной КТП мощностью 4000 кВА будет 1982314 руб. Общее количество на предприятии – 2 штуки. Соответственно стоимость группы оборудования будет $C_{гр} = 1982314 \cdot 2 = 39646628$ руб. Стоимость монтажа будет составлять $C_{мон} = 0,1 \cdot 39646628 = 3964662,8$ руб., следовательно $C_{бал} = C_{об} + C_{мон} = 39646628 + 3964662,8 = 43611290,8$ руб.

Сумма амортизационных отчислений для группы определится:

$$A = \frac{N_a \cdot C_{бал}}{100} = \frac{15\% \cdot 43611290,8}{100} = 6541693,62 \text{руб.}$$

1.6. Определение годовых эксплуатационных издержек электрохозяйства

Годовые эксплуатационные расходы в расчете на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии составят:

$$I_{эк} = \Phi_{общ.} + O_{сн} + C_{зрм} + C_{ам}, \quad (0.29)$$

где $\Phi_{\text{общ}}$ - Общая зарплата электротехнического персонала; $O_{\text{сн}}$ - Отчисления на социальные нужды; $C_{\text{зрм}}$ - Общие затраты на материалы и запасные части; $C_{\text{ам}}$ - Амортизационные отчисления.

По итогам произведенных расчетов составляют смету годовых эксплуатационных расходов в таблицу

Таблица 1.13

Смета годовых эксплуатационных издержек энергохозяйства предприятия

Статья затрат	тыс.руб/год	Структура,%
Общая зарплата эл.технического персонала $\Phi_{\text{общ}}$		
Отчисления на соц. страх. $O_{\text{сн}}$		
Общие затраты на материалы и запасные части $C_{\text{зрм}}$		
Амортизационные отчисления $C_{\text{ам}}$		
Итого, руб		

1.7. Определение годовых затрат на покупную энергию

Стоимость электроэнергии, потребляемой за год промышленным предприятием может определяться по одноставочному и по двухставочному тарифу. При одноставочном тарифе электроэнергии устанавливается цена за потребленный кВтч, она зависит от потребленной мощности (чем больше, тем дешевле). Так, например, согласно тарифам цена по одноставочному тарифу составила от 3,16 до 3,60 руб./кВтч, не включая НДС.

Пример. Компания производит мебель. Лимит потребляемой всем оборудованием мощности – 100 кВа. Работая в одну смену ежедневно, фирма потребила за месяц $8 \cdot 100 \cdot 30 = 7200$ кВтч. Имея тариф, например, 4,00 руб./кВтч, получаем сумму к оплате за месяц: $7200 \cdot 4 = 28800$ руб.

При двухставочном тарифе оплата разбивается на две части: плата за участие в максимуме нагрузки (или плата за мощность, кВа) и плата за потребленную энергию. Например, у ПСК в плата за мощность составила 634,55 руб./кВт в мес., за энергию – 1,52 руб./кВтч. Данный тариф применяется, как правило, на предприятиях с высокой выделенной электрической мощностью. Двухставочный тариф стимулирует потребителей снижать лимиты потребления, но при этом работать круглосуточно. Поскольку одновременно с пониженной ставкой за потребленную энергию вводится плата за выделение лимита.

Пример. Компания производит металлоконструкции. Лимит потребляемой всем оборудованием мощности – 100 кВа (киловольт-ампер). Работая в одну смену ежедневно, фирма потребила за месяц $8 \cdot 100 \cdot 30 = 7200$ кВт·ч. Имея тариф, например, 750 за мощность и 1,8 руб. за энергию, получаем сумму к оплате за месяц: $750 \cdot 100 + 7200 \cdot 1,8 = 87960$ руб. Что в три раза дороже одноставочного тарифа для такой же ситуации. Таким образом, двухставочный тариф может быть привлекателен только для круглосуточно работающих предприятий.

Расчет затрат на покупную энергию производим по одноставочному и

двухставочному тарифам. При этом окончательно принимаем наиболее экономически выгодный вариант.

Годовое потребление электроэнергии определяем по формуле:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\text{м.а}}, \quad (0.30)$$

где P_p – активная расчетная мощность; $T_{\text{м.а}}$ – годовое число часов использования максимума нагрузки. (Приложение П.1)

Стоимость потребленной электроэнергии по одноставочному тарифу определяем по формуле:

$$C_{\text{одн}} = c \cdot W_{\text{год}}, \quad (0.31)$$

где c – ставка тарифа, руб/кВт.ч

Расчет затрат на покупную энергию по двухставочному тарифу

Стоимость потребленной электроэнергии определяю по двуставочному тарифу:

$$C_{\text{дв}} = \sum_1^{12} a \cdot P_{\text{р.м}} + W_{\text{год}} \cdot b, \quad (0.32)$$

где a – ставка основной платы за заявленную активную мощность; руб/кВт·мес; b – ставка дополнительной платы за 1 кВт·ч, учтенной счетчиком; руб/кВт·ч; $P_{\text{р.м}}$ – активная мощность, участвующая в максимуме энергосистемы:

для зимних месяцев

$$P_{\text{р.м1}} = (0,9-0,95) P_{\text{р.м}}$$

для осенне-весенних месяцев

$$P_{\text{р.м2}} = (0,85-0,9) P_{\text{р.м1}}$$

для летних месяцев

$$P_{\text{р.м3}} = (0,75-0,8) P_{\text{р.м1}}$$

Активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\text{р.м}} = 4 (P_{\text{р.м1}} + P_{\text{р.м2}} + P_{\text{р.м3}}), \quad (0.33)$$

1.8. Расчет себестоимости 1 кВт·ч потребляемой энергии

Годовые эксплуатационные издержки в расчете на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии определяться из формулы:

Производственные расходы состоят из суммы годовых эксплуатационных издержек и стоимости потребленной энергии.

На собственные нужды расходуется 5% активной электроэнергии.

Себестоимость потребленной электроэнергии находится:

$$S_{\text{п}} = \frac{\sum I_{\text{эксп}}}{\mathcal{E}_{\text{пол}}}, \quad (0.34)$$

где $I_{\text{пр}}$ – производственные расходы, тыс. р.; $\mathcal{E}_{\text{пол}}$ – полезно используемая электроэнергия.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 1.14

Таблица 1.14

Себестоимость 1кВт·час электроэнергии

Статья расходов	Единица измерения	Количество
1. Годовое потребление активной электроэнергии $W_{\text{а.год}}$	тыс. кВт·ч	
2 Стоимость потребляемой эл.энергии	тыс.кВт	

3. Годовые эксплуатационные издержки	тыс. руб.	
4. Всего: производственные расходы	тыс. руб.	
5. Расход электроэнергии на собственные нужды и потери в оборудовании и сетях	тыс. кВт·ч	
6. Полезно используемая электроэнергия	тыс. кВт·ч	
7. Производственная себестоимость потребляемой электроэнергии	руб./кВт·ч	

По рассчитанной производственной себестоимости будет оплачиваться потребленная электроэнергия всеми подразделениями предприятия. Она войдет в расчет калькуляционной себестоимости выпускаемой продукции.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

2.1. Условия сопоставимости вариантов инвестирования

Электроснабжение промышленных предприятий или отдельных его узлов в конкретных условиях может иметь несколько вариантов в зависимости от принятых напряжений, количества и места расположения понижающих подстанций и распределительных пунктов, мощности трансформаторов, способов передачи электроэнергии по территории предприятия и т. д. Поэтому наиболее рациональное решение выявляется сравнением возможных вариантов электроснабжения, отвечающих техническим условиям, заданным энергосистемой или электроснабжающей организацией, и равноценным по техническим показателям (качество напряжения, баланс реактивной мощности, соответствие требуемой надежности электроснабжения, уровень защиты изоляции от загрязнения, обеспечение самозапусков ответственных электродвигателей, соответствие Правилам устройства электротехнических установок и др.). При наличии необходимых статистических данных по аварийности оборудования и сетей в технико-экономических расчетах (ТЭР) следует использовать стоимостную оценку его надежности или сравниваемые варианты электроснабжения должны быть равноценными по надежности. ТЭР выполняют, выбрав компенсирующие устройства (тип, мощность, напряжение, количество, места установки), на основе расчета электрических нагрузок.

В целом, при оценке сравнительной эффективности инвестирования рассматриваемые варианты должны отвечать определенным условиям сопоставимости либо, если эти условия не соответствуют технической сути проектов, варианты инвестирования должны быть приведены в сопоставимый вид.

Основные условия сопоставимости сравниваемых вариантов:

1. Одинаковый производственный эффект (у потребителя).

При любом варианте проектного решения потребитель должен получить одно и то же количество продукции.

2. Оптимальность сравниваемых вариантов.

Сравниваемые проектные варианты должны иметь примерно одинаковый современный технический уровень.

3. Учет сопряженных затрат.

В сравниваемых вариантах инвестирования необходимо учесть не только их непосредственные капитальные (единовременные) и текущие (годовые эксплуатационные) затраты, но и другие расходы, связанные с осуществлением этих проектов.

4. Одинаковый экологический эффект.

Ни один из сравниваемых вариантов инвестирования не должен превосходить другой по объемам вредных выбросов и других отрицательных влияний на окружающую среду.

5. Стоимостная сопоставимость сравниваемых вариантов.

Технико-экономическая оценка и сравнение различных вариантов инвестирования должны производиться в сопоставимых ценах.

6. Одинаковое качество продукции (работ, услуг) в сравниваемых вариантах инвестирования.

При любых вариантах проектных решений потребитель должен получить необходимую продукцию не только в одинаковом количестве (условие 1), но и одинакового качества. Если сравнению подвергается разнокачественная продукция, необходимо в расчетах предусмотреть всю возможную компенсацию такого несоответствия.

7. Учет внеэкономических факторов.

При технико-экономических расчетах не следует подвергать стоимостным оценкам мероприятия, направленные на решение остросоциальных, насущных экологических задач, обеспечение охраны труда, здоровья и безопасности жизнедеятельности, национальной безопасности и некоторых других проблем.

2.2. Оценка эффективности инвестиций

Задача выбора лучшего варианта сводится к определению экономической эффективности капиталовложений, полученной за счет снижения потерь в сети при наилучших эксплуатационных показателях и высокой надежности.

При рассмотрении двух вариантов схемы электроснабжения или конструктивного ее решения за критерий экономичности следует принять сравнительный срок окупаемости T_{ϕ} :

$$T_{\phi} = \frac{K_1 - K_2}{I_1 - I_2}, \quad (2.1)$$

где K_1, K_2 – единовременные капитальные вложения (инвестиции) в сравниваемые варианты, тыс. руб; I_1, I_2 – ежегодные издержки производства в сравниваемых вариантах, тыс. руб./год.

Сравнительный срок окупаемости T_{ϕ} показывает за какое время окупятся дополнительные капиталовложения в более капиталоемкий вариант инвестирования по сравнению с менее капиталоемким за счет экономии эксплуатационных расходов, которую эти дополнительные капиталовложения обеспечивают.

Критерием для технико-экономической оценки здесь выступает нормативный срок окупаемости T_n . Если фактический срок окупаемости меньше (или равен) нормативного срока окупаемости $T_{\phi} \leq T_n$, то проходит более капиталоемкий вариант; если больше – следует отдать предпочтение варианту с меньшими капиталовложениями.

В некоторых случаях удобнее вычислять отношение экономии годовых издержек к дополнительным капиталовложениям. Такой показатель называется коэффициентом экономической эффективности (фактическим – E_{ϕ}) и по определению он является величиной, обратной сравнительному сроку окупаемости:

$$E_{\phi} = \frac{I_2 - I_1}{K_1 - K_2} = \frac{\Delta I}{\Delta K} \geq E_n, \quad (2.2)$$

Коэффициент экономической эффективности показывает величину экономии эксплуатационных расходов (издержек производства), которую даст каждый дополнительный рубль инвестируемых средств.

Как и срок окупаемости, коэффициент экономической эффективности для принятия решения о выгодности или нецелесообразности вложений капитала должен сравниваться с нормативной величиной – нормативным коэффициентом экономической эффективности E_n . В качестве нормативного коэффициента экономической эффективности можно использовать среднюю величину доходности капитала в соответствующий период времени – средний дивиденд по акциям и ценным бумагам, средний банковский процент (по депозитам или по кредитам) – p . Отсюда может быть определена для каждого периода времени разная величина

$$E_n = p, \quad (2.3)$$

а нормативный сравнительный срок окупаемости (лет)

$$T_n = \frac{1}{E_n} = \frac{1}{p}, \quad (2.4)$$

В условиях современной рыночной экономики для оценок на предпроектной или проектной стадиях исследований рекомендуется принимать величину T_n обратной современному банковскому проценту по кредитам или проценту средней доходности по ценным бумагам.

Когда число вариантов больше двух, целесообразен другой критерий экономичности – минимум приведенных затрат, тыс. руб./год:

$$Z = E_k \cdot K + I, \quad (2.5)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Капитальные вложения определяются по всем элементам электроснабжения, входящим в изменяющиеся части сравниваемых вариантов, в действующих (или базовых) ценах с учетом стоимости монтажа и строительной части.

При сравнении вариантов электроснабжения с разным количеством подстанций глубокого ввода или различными способами передачи электроэнергии по территории промышленных предприятий следует учитывать площадь, занимаемую электротехническими сооружениями или коммуникациями, если их размещение на генеральном плане проектируемого предприятия требует расширения коммуникационных коридоров между цехами, удлинения коммуникационных связей, а значит, соответствующего удорожания вариантов.

Так, например, варианты с воздушной линией электропередачи 110 кВ и с кабельной линией того же напряжения существенно различаются по ширине занимаемой полосы. Те же различия будут иметь место в случае сооружения магистрального токопровода 6–10 кВ или кабельных линий в туннелях (если воздушные линии и токопроводы не размещаются в пределах принятых разрывов между цехами).

Удорожание связей (линии, токопроводы) учитывается прибавлением к стоимости каждого варианта величины соответствующего удорожания, условно называемого «стоимостью территории»,

$$k_{\text{тер}} = k_{\text{уд.тер}} \cdot b \cdot l, \quad (2.6)$$

где $k_{\text{уд.тер}}$ – условная стоимость 1м² территории, тыс. руб./м²; b – ширина полосы на территории предприятия, на которую увеличивается расстояние между производственными сооружениями для размещения электротехнических установок и коммуникаций, м; l – длина сооружения или коммуникации, м.

Ежегодные издержки производства определяются по соответствующим значениям амортизационных отчислений I_a , стоимости потерь электроэнергии $I_э$ и расходов по ремонту и эксплуатации I_r :

$$I = I_a + I_э + I_r, \quad (2.7)$$

Амортизационные отчисления находят по нормам амортизации p_a в долях единицы от капиталовложений:

$$I_a = p_a \cdot K. \quad (2.8)$$

Норма амортизации p_a определяется с учетом срока полезного использования $T_{\text{пи}}$ объекта (см. табл. 2.1)

$$p_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}}. \quad (2.9)$$

Таблица 2.1

Срок полезного использования основных средств

Наименование основных средств	Срок полезного использования
1	2
Трансформаторы электрические силовые малой мощности	Свыше 3 лет до 5 лет включительно
Линия электропередачи воздушная (на опорах из непроспитанной древесины)	Свыше 7 лет до 10 лет включительно
Аппаратура электрическая низковольтная (до 1000 В) (выключатели, контакторы, рубильники, реле управления и защиты, пускатели, коммутаторы, усилители магнитные, дроссели управления, панели распределительные, щитки осветительные, устройства катодной защиты)	Свыше 7 лет до 10 лет включительно
Линия электропередачи воздушная (на металлических опорах)	Свыше 10 лет до 15 лет

1	2
Аппаратура электрическая высоковольтная (более 1000 В) (выключатели, контакторы, разъединители, трансформаторы напряжения, реле, предохранители, токопроводы, преобразователи тиристорные, приборы полупроводниковые силовые, теплоотводы и охладители)	Свыше 10 лет до 15 лет включительно
Трансформаторы электрические, преобразователи электрические, преобразователи статические и индукторы	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
Линия электропередачи воздушная (на железобетонных опорах)	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
Выключатели, контакторы и реверсоны переменного тока высокого напряжения, разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземлители переменного тока высокого напряжения, трансформаторы напряжения высоковольтные	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
Провода и кабели силовые	Свыше 20 лет до 25 лет включительно
Компенсаторы реактивной мощности	Свыше 25 лет до 30 лет включительно
Электродвигатели и компенсаторы синхронные	Свыше 25 лет до 30 лет включительно
Кабели силовые на напряжение 1кВ и выше с медной жилой в свинцовой или стальной оболочке	Свыше 30 лет

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_э = m\Delta p_{н\max} + m_0\Delta p_0, \quad (2.10)$$

где m – стоимость 1 кВт максимальных нагрузочных потерь, руб./кВт·год; m_0 – стоимость 1 кВт потерь холостого хода (хх) руб./кВт·год; $\Delta p_{н\max}$ – максимальные нагрузочные потери активной мощности, МВт; Δp_0 – потери хх, МВт.

Стоимость 1 кВт потерь рассчитывается для каждой энергосистемы на основании действующих тарифов в зависимости от времени использования, максимума потерь в год τ_{\max} , ч/год, времени включения T_B в год и коэффициента мощности нагрузки:

$$m = (\alpha/T_{\max} + \beta \cdot 10^{-3}) \cdot \tau_{\max}; \quad (2.11)$$

$$m_0 = (\alpha/T_{\max} + \beta \cdot 10^{-3}) \cdot T, \quad (2.12)$$

где α – тариф за потребленную мощность, руб./кВт; β – тариф за потребленную электроэнергию, руб./кВт·ч.

Время использования максимума потерь зависит от T_{\max} и $\cos\phi$ нагрузки. Его приближенное значение

$$\tau_{\max} = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000})^2 \cdot 8760, \quad (2.13)$$

Время использования максимума активной нагрузки в год T_{\max} и время включения T_B для промышленных предприятий ориентировочно определяют в зависимости от сменности: при работе в одну смену $T_{\max} = 1500\text{--}2000$, в две - $2500\text{--}4000$ и в три - $4500\text{--}6000$, непрерывно - $6500\text{--}8000$ ч/год; соответственно $T_B = 2000, 4000, 8000$ и 8700 ч/год.

Стоимость годовых потерь электроэнергии можно рассчитать и другим способом:

$$I_3 = \bar{I}_3 \cdot \Delta W, \quad (2.14)$$

где I_3 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; ΔW – годовые потери активной энергии.

Если предприятие рассчитывается за потребленную энергию и мощность по двухставочному тарифу, стоимость 1кВт·ч электроэнергии определяется по формуле:

$$\bar{I}_3 = \alpha / T_{\max} + \beta, \quad (2.15)$$

где α – тариф за каждый киловатт максимума активной нагрузки, руб./ кВт; β – тариф за каждый кВт·ч потребленной электроэнергии, учтенный счетчиком, руб./кВт·ч; T_{\max} – число часов использования максимума активной нагрузки.

Годовые потери активной электроэнергии

$$\Delta W = \Delta P T_B, \quad (2.16)$$

где ΔP – среднегодовые потери мощности.

Среднегодовые потери активной мощности для различных элементов системы электроснабжения находят по формулам:

а) для линий электропередач (ЛЭП)

$$\Delta P = 3RI^2 = R \cdot \frac{S^2}{U^2}, \quad (2.17)$$

б) для трансформаторов

$$\Delta P = \Delta P_{0н} + \Delta R \cdot \frac{S^2}{S_n^2}, \quad (2.18)$$

в) для реакторов

$$\Delta P = \Delta P_n \cdot \frac{I^2}{I_{н.р}^2}, \quad (2.19)$$

где R – сопротивление одной фазы ЛЭП, ком; I – среднегодовой ток, А; U – напряжение ЛЭП, кВ; $I_{н.р}$ – номинальный ток реактора, а; S_n – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; ΔP и ΔP_n – активные потери мощности холостого хода и нагрузочные при номинальном режиме, кВт.

Среднегодовая полная нагрузка:

$$S = S_m \cdot \frac{T_{\max}}{T_B} \cdot \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi_m}, \quad (2.20)$$

где S_m – максимальная (расчетная) нагрузка, кВ·А; $\cos \varphi_m$ и $\cos \varphi$ – коэффициенты мощности в момент максимума нагрузки и средневзвешенный за год:

$$\cos \varphi_m = \frac{P_n}{S_n}, \quad (2.21)$$

$$\cos \varphi_M = \frac{W}{\sqrt{W^2 + V^2}} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (2.22)$$

где W и V – годовые расходы активной и реактивной энергии, определяемые по счетчикам (для действующих предприятий) или по формулам:

$$W = P_M \cdot T_{\max}; \quad V = Q_M \cdot T_{\max}, \quad (2.23)$$

где P_M и Q_M – максимальные значения активных и реактивных нагрузок; T_{\max} и $T_{\max.p}$ – годовые числа часов использования максимумов активных и реактивных нагрузок; P и Q – среднегодовые значения активной и реактивной нагрузок:

$$P = P_M \cdot T_{\max} / T_B; \quad Q = Q_M \cdot T_{\max} / T_{B.}, \quad (2.24)$$

Во многих случаях $\cos \varphi_M$ мало отличается от $\cos \varphi$, и тогда допустимо следующее равенство:

$$S \approx S_M \cdot T_{\max} / T_{B.}, \quad (2.25)$$

Расходы по эксплуатации определяются по нормативным отчислениям $p_{э.р}$ в долях единицы от капиталовложений:

$$I_T = p_{э.р} K. \quad (2.26)$$

В целом формулу (2.5) можно представить, как

$$Z = pK + I_{э.р}, \quad (2.27)$$

где $p = E_n + p_{б.р} + p_{э.р}$ – доля отчислений от капитальных вложений.

Рекомендуемые нормы отчислений на эксплуатацию и ремонт приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Затраты на ремонт и эксплуатацию

Наименование основных средств	Нормы отчислений от капитальных вложений, %		
	на ремонт	на эксплуатацию	всего
1	2	3	4
Воздушные линии электропередачи: на металлических и железобетонных опорах: до 20 кВ	0,6	2,0	2,6
35кВ и выше	0,4	0,4	0,8
на деревянных опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы: до 20 кВ	1,7	2,0	3,7
35–220 кВ	1,6	0,5	2,1

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4
на деревянных опорах из непропитанной древесины до 20 кВ	2,0	2,0	4,0
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства: до 150 кВ	2,9	3,0	5,9
220 кВ и выше	2,9	2,0	4,9
Кабельные линии со свинцовой оболочкой до 10 кВ: проложенные в земле и помещениях	0,3	2,0	2,3
проложенные под водой	0,6	2,0	2,6
Кабельные линии с алюминиевой оболочкой до 10 кВ: проложенные в земле	0,3	2,0	2,3
проложенные в помещениях	0,3	2,0	2,3
Кабельные линии 10 кВ с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле или помещениях	0,3	2,0	2,3
Кабельные линии 20–35 кВ со свинцовой оболочкой: проложенные в земле и помещениях	0,4	2,0	2,4
проложенные под водой	0,8	2,0	2,8
Кабельные линии 110–220 кВ: проложенные в земле и помещениях	0,5	2,0	2,5
проложенные под водой	1,0	2,0	3,0
Электродвигатели мощностью: до 100 кВт	3,1	–	–
более 100 кВт	2,8	–	–
Выпрямители селеновые и кремниевые	3,6	–	–
Аккумуляторы: стационарные кислотные	3,2	-	-
стационарные щелочные	-	-	-
переносные кислотные	-	-	-

Наиболее экономичным вариантом электроснабжения является вариант, отвечающий техническим требованиям, наименьшим приведенным затратам. Если приведенные затраты отличаются на –510 % (возможная точность расчетов), предпочтение следует отдать варианту с меньшими капиталовложениями и лучшими качественными показателями. Вариантом системы электроснабжения, обладающим более высокими показателями, можно считать тот, у которого выше номинальные напряжения сети, меньше потери напряжения в сети,

меньше колебания напряжения и частоты в сети, вызываемые работой установок с резкопеременной нагрузкой, более благоприятные условия для монтажа, что особенно важно при реконструкции действующих предприятий; лучше условия эксплуатации, возможно расширение установки без значительных переустройств, что имеет важное значение при современных темпах развития производства.

Заканчивают расчеты определением экономического эффекта. Экономический эффект выявляется при сопоставлении экономии эксплуатационных расходов и приведенных капиталовложений, за счет которых может быть получена эта экономия:

$$\begin{aligned} \Theta &= \Delta Z = Z_1 - Z_2 = (I_1 + E_n K_1) - (I_2 + E_n K_2) = \\ &= (I_1 - I_2) - E_n (K_1 - K_2), \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$\Theta = \Delta I - E_n \Delta K. \quad (2.29)$$

Если экономия больше приведенных капитальных затрат, эффект положительный, капиталовложения оправданы; если меньше – эффект отрицательный (убыток), инвестирование нецелесообразно.

2.3. Учет изменения во времени приведенных затрат

При технико-экономическом сравнении вариантов систем электроснабжения, отличающихся капитальными затратами и эксплуатационными расходами, следует учитывать, что для получения одного и того же результата капиталовложения могут производиться по разным вариантам в различные сроки. Так, например, на подстанциях промышленных предприятий трансформаторы устанавливаются по очередям, что обеспечивает их более полную загрузку. Кабели можно прокладывать не все сразу, а по мере увеличения нагрузок. Если же вместо кабеля применен токопровод, то все затраты по его сооружению являются единовременными (к моменту ввода его в эксплуатацию), а нагрузка затем растет в течение длительного периода, до достижения проектной мощности. Если капитальные затраты, необходимые для осуществления сравниваемых вариантов, производятся в различные сроки, то затраты для каждого из них следует привести к одному календарному сроку (как правило, к моменту ввода объекта в эксплуатацию).

При оценках экономической эффективности инвестиций, растянутых во времени, по показателю приведенных затрат также необходимо учесть фактор времени, т. е. требуется рассчитать ущерб от замораживания капитала; оценить возможную доходность денежных средств, ежегодно расходуемых на эксплуатацию (издержек производства), если бы их сумма была бы положена в банк или пошла бы на приобретение ценных бумаг.

В общем виде такой расчет возможен по формуле

$$Z_{\Sigma} = \sum Z \cdot (1+p)^{T-t} \quad (2.30)$$

где Z – приведенные затраты за год t ; Z – приведенные затраты за весь период T .

Однако поскольку в их составе содержатся разнокачественные деньги – одновременно вкладываемые (капиталовложения) и ежегодно расходуемые (издержки), которые следует учитывать соответственно по кредитным и по депозитным банковским ставкам, то банковский процент p для них будет разным: по кредитам p_k и по депозитам p_d .

Тогда

$$Z_{\Sigma} = \sum \left[I_t \cdot (1+p_d)^{T-t} + E_n \cdot K_t \cdot (1+p_k)^{T-1} \right], \quad (2.31)$$

Экономический смысл этого выражения состоит в следующем: для учета разновременности инвестирования приведенные затраты, поскольку в них присутствуют ежегодные расходы по эксплуатации, рекомендуется вычислять исходя из того, что суммы текущих годовых затрат могли быть положены в банк под процент p_d , а ежегодные инвестиции – под p_k (или учитываться по этой же ставке как заемные средства).

2.4. Учет реактивной мощности

Если сравниваемые варианты отличаются значением естественного коэффициента мощности, то в формулу (6.1) следует ввести приведенные затраты Z_k на компенсацию реактивной мощности (до нормируемого значения):

$$Z = E_n \cdot K + I + Z_k \cdot Z = E_n \cdot K + I + Z_k, \quad (2.32)$$

$$Z = E_n \cdot K + I + Z_k, \quad (2.33)$$

где Q_k^B, Q_k^H – суммарные мощности конденсаторных батарей выше и до 1000 В, требуемые по расчетам; $Z_{ук}^B, Z_{ук}^H$ – удельные затраты на компенсацию мощности 1 квар., руб. / (квар.·год) в сетях выше и до 1000 В соответственно;

$$Z_{ук}^B = p \cdot K_{ук}^B + m \cdot \Delta P_{ук}^B, \quad Z_{ук}^H = p \cdot K_{ук}^H + m \cdot \Delta P_{ук}^H, \quad (2.34)$$

где $K_{ук}^B, K_{ук}^H$ – стоимость 1 квар конденсаторной установки выше и до 1000 В соответственно, руб/квар; $P_{ук}^H, P_{ук}^B$ – потери активной мощности на 1 квар реактивной мощности конденсаторной установки выше и до 1000 В соответственно, кВт / квар.

В тех случаях, когда не требуется компенсации реактивной мощности, учет реактивных нагрузок в сравниваемых вариантах не производится.

2.5. Техничко-экономическое сравнение схем электроснабжения с разной степенью надежности

Варианты схем электроснабжения могут различаться надежностью, под которой понимается способность к бесперебойному обеспечению потребителей электроэнергией заданного качества и количества. В этом случае возникает необходимость оценивать эффективность капитальных затрат с учетом величины ущерба $У$, возникающего при перерывах электроснабжения или глубоких понижениях напряжения (частоты).

При выборе варианта электроснабжения или его отдельных элементов, имеющих неодинаковую надежность, приведенные затраты определяют по выражению:

$$Z = E_n \cdot K + I_n + Y. \quad (2.35)$$

Такая оценка не применяется к вариантам схем электроснабжения потребителей особой категории, перерыв в электроснабжении которых недопустим из-за их важности или возможных катастрофических последствий, угрозы жизни людей и т. д.

Все расчеты сводим в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателей	Вариант		
	I	II	III
Капитальные вложения K , тыс. руб.			
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание $(p_a + p_o + p_p) K$, тыс. руб.			
Потери энергии ΔE , тыс. кВт·ч/год			
Стоимость годовых потерь электроэнергии I , тыс. руб.			
Ущерб Y , тыс. руб.			
Ежегодные издержки производства, тыс. руб. (суммарные)			
$I = p \cdot K + I_e + Y$			
Приведенные затраты, тыс. руб. $Z = E_n \cdot K + I + Y$			
Экономический эффект Δ , тыс. руб.			

Пример. Капитальные затраты.

Капитальные затраты на линии. При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования.

Стоимость двух камер отходящих линий с выключателями ВМК-35 (Q1 и Q2), устанавливаемыми в открытом распределительном устройстве (ОРУ) 35 кВ, тыс. руб.,

$$K_B = 2 \cdot 465 = 930.$$

Стоимость сооружения воздушной линии 35 кВ на не унифицированных одноцепных железобетонных опорах, тыс. руб.,

$$K_{\Pi} = 12,5 \cdot 335 = 4187,5.$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение линий, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma\Pi} = K_{\Pi} \cdot K_B = 4187,5 + 930 = 5117,5.$$

Капитальные затраты на сооружение ГПП. Стоимость двух трансформаторов ТД-16000/35 при наружной установке, тыс. руб.,

$$K_T = 2 \cdot 1350 = 2700.$$

Стоимость двух камер с выключателями ВМК-35 (Q3 и Q4), тыс. руб.,

$$K_{\Delta} = 12,5 \cdot 335 = 4187,5.$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение ГПП, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma ГПП} = K_T + K_B = 2700 + 930 = 3630.$$

Суммарные капитальные затраты по I варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma Л} + K_{\Sigma ГПП} = 5117,5 + 3630 = 8747,5.$$

Ежегодные издержки.

Суммарные ежегодные издержки определяются из условия (2.7):

$$I_{\Sigma} = I_{a\Sigma} + I_{m\Sigma} + I_{\Sigma 3}. \quad (2.36)$$

Амортизационные отчисления

$$I_{\Sigma} = I_{a\Sigma} + I_{m\Sigma} + I_{\Sigma 3}. \quad (2.37)$$

$$I_{a\Sigma} = I_{ал} + I_{ат} + I_{ав}. \quad (2.38)$$

где $I_{ал}$, $I_{ав}$, $I_{ат}$ – амортизационные отчисления соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам находятся по формуле (2.8). Норма амортизационных отчислений P_a определяется по условию (2.9) и табл. 6.1.

$$I_{a\Sigma} = 0,066 \cdot 4187,5 + 0,066 \cdot 930 + 0,066 \cdot 930 + 0,05 \cdot 2700 = 534,135$$

Расходы на ремонт и обслуживание.

$$I_{T\Sigma} = I_{TЛ} + I_{TВ} + I_{TТ}, \quad (2.39)$$

где $I_{TЛ}$, $I_{TВ}$, $I_{TТ}$ – расходы на эксплуатацию и ремонт соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам находятся по формуле (2.26).

Норма отчислений на ремонт и эксплуатацию P_{Σ} определяется по табл. 2.2.

$$I_{T\Sigma} = 0,08 \cdot 4187,5 + 0,059 \cdot 930 + 0,059 \cdot 930 + 0,059 \cdot 2700 = 302,54.$$

Стоимость потерь электроэнергии. Годовые потери активной мощности в

$$\text{линиях, кВт, } \Delta P = R \cdot \frac{S^2}{U^2} = \frac{r_0 l}{n_{\Sigma}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^3,$$

где r_0 – удельное сопротивление проводов, Ом/км; l – длина линии, км; n_{Σ} – количество цепей; S_p – расчетная мощность, МВ·А;

Годовые потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{Л} = \Delta P \tau_{\max}, \quad (2.40)$$

где $\max \tau$ – время использования максимума потерь, ч.

По формуле (2.13) находим

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{4960}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5936$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах равны, кВт·ч/год,

$$\Delta W_T = \Delta P_{\Sigma\Sigma} n T_{\Sigma} + \Delta P_{\Sigma\Sigma} \frac{1}{n} \left(\frac{S_p}{S_{HT}} \right)^2 \tau_{\max}, \quad (2.41)$$

где n – число трансформаторов; $\Delta P_{\Sigma\Sigma}$ – потери холостого хода, кВт; $\Delta P_{\Sigma\Sigma}$ – потери короткого замыкания, кВт; S_p – расчетная мощность, кВА; S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; T_{Σ} – годовое число часов работы трансформатора, ч;

$$\Delta W_m = 2 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 90 \left(\frac{18846}{16000} \right)^2 5936 = 704813$$

Стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах, тыс. руб./год:

$$I_3 = \bar{I}_3 \cdot \Delta W_{\Sigma} = \bar{I}_3 (\Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}}) = 0,53(2406616 + 704813) = 16449,057$$

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = 534,135 + 302,540 + 1649,057 = 2485,732 .$$

Приведенные затраты по I варианту, тыс. руб. /год:

$$Z_{\Sigma \text{I}} = E K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,14 \cdot 8747,500 + 2485,732 = 3710,382.$$

Аналогично рассчитываем приведенные затраты по II варианту $Z_{\Sigma \text{II}}$.

Результаты расчетов приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателя	Варианты	
	I	II
Капитальные затраты К, тыс. руб.	8747,5	16985,5
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, тыс. руб.	836,675	2215,575
Потери энергии, ΔW , тыс. кВт·ч/год	3111,429	1189,216
Стоимость годовых потерь электроэнергии, I_3 , тыс. руб.	1649,057	577,959
Приведенные затраты, Z, тыс. руб./год	3710,382	5151,504

По результатам технико-экономического сравнения вариантов наиболее экономичным оказался вариант I.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1.

Годовое число часов использования максимума нагрузки по отраслям

Завод, предприятие	Годовое число часов использования максимума нагрузки по отраслям	
	Активной нагрузки T_{\max}	Реактивной нагрузки $T_{\max p}$
Заводы:	7100	
анилокрасочные		
нефтеперегонные	7100	
тяжелого машиностроения	3770	4840
станкостроения	4345	4750
инструментальные	4140	4960
шарикоподшипников	5300	6130
подъемно-транспортного оборудования	3330	3880
автотракторные	4960	5240
авторемонтные	4370	3200
вагоноремонтные	3560	3660
электротехнические заводы	4280	6420
азотно-туковые заводы	7000-8000	
разные металлообрабатывающие заводы	4355	5880
Предприятия:	5330	4220
сельскохозяйственного машиностроения		
приборостроения	3080	3180

Таблица П.2.

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта электрических сетей

Наименование, тип, марка, краткая техническая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капитальный ремонт	текущий ремонт	капитальный ремонт
1	2	3	4	5
Воздушные линии (U- до 1000 В) на деревянных, пропитанных антисептиком, с железобетонными пасынками опорах на 1000 м однолинейного провода сечением, мм ² :				
до 35	8640/4	86400/14	8	28
50	8640/6	86400/19	11	38
70	8640/7	86400/24	14	48
95 и более	8640/9	86400/29	17	57
То же, на металлических и железобетонных опорах сечением провода, мм ² :				
до 35	8640/3	126900/10	6	19
50	8640/4	126900/14	8	28
70	8640/6	126900/19	И	38
95 и более	8640/7	126900/24	14	48
Кабельные линии (U- до 10 кВ), проложенные в земле, на 1000 м провода сечением, мм ² :				
от 16 до 35	8640/7	172800/24	14	48
от 50 до 70	8640/11	172800/36	21	72
от 95 до 120	8640/13	172800/43	24	82
от 150 до 185	8640/17	172800/57	33	111
240	8640/23	172800/76	45	152
Кабельные линии ((U-до 10 кВ), проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м провода сечением, мм ² :				
от 16 до 35	8640/9	172800/29	17	57
от 50 до 70	8640/14	172800/45	28	90
от 95 до 120	8640/17	172800/53	33	105

Продолжение таблицы П.2

1	2	3	4	5
от 150 до 185	8640/21	172800/72	42	143
240	8640/28	172800/95	57	190
Кабельные линии (U—до 10 кВ), проложенные в непроходных каналах и трубах*, на 1 000 м провода сечением, мм ² :				
от 16 до 35	8640/12	172800/38	23	76
от 50 до 70	8640/17	172800/57	34	114
от 95 до 120	8640/21	172800/69	42	138
от 150 до 185	8640/26	172800/90	52	180
240	8640/36	172800/119	71	238
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах**, на 100 м провода с затягиванием одного провода сечением, мм :				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	2	6
от 10 до 16	8640/1	120960/4	2	8
от 25 до 35	8640/2	120960/5	3	10
от 50 до 70	8640/3	120960/7	4	13
от 95 до 120	8640/3	120960/8	5	16
То же, с затягиванием двух проводов:				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	3	9
от 10 до 16	8640/1	120960/4	3	11
от 25 до 35	8640/2	120960/5	4	13
от 50 до 70	8640/2	120960/7	6	19
от 95 до 120	8640/3	120960/8	7	24
То же, с затягиванием трех проводов:				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	3	12
от 10 до 16	8640/1	120960/4	4	14
от 25 до 35	8640/2	120960/5	5	16

Продолжение таблицы П.2

1	2	3	4	5
от 50 до 70	8640/2	120960/7	8	26
от 95 до 120	8640/3	120960/8	10	31
То же, с затягиванием четырех проводов:				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	5	15
от 10 до 16	8640/1	120960/4	6	17
от 25 до 35	8640/2	120960/5	7	21
от 50 до 70	8640/2	120960/7	9	31
от 95 до 120	8640/3	120960/8	12	39
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода сечением, мм ² :				
от 1,5 до 6	8640/3	120960/9	6	17
от 10 до 16	8640/4	120960/12	8	23
от 25 до 35	8640/5	120960/14	9	28
от 50 до 70	8640/6	120960/17	11	34
более 70	8640/7	120960/22	14	43
Цеховые осветительные сети из кабеля, провода, шнура по кирпичным и бетонным основаниям на 100 м провода сечением, мм ² :				
2x1,5-4	8640/3	120960/10	6	19
3x1,5-4	8640/4	120960/12	8	24
То же, при скрытой проводке сечением, мм:				
2x1,5-4	8640/4	120960/14	8	28
3x2,5-4	8640/5	120960/17	9	34
Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный в земле, на 100 м кабеля с числом жил:				
от 4 до 7	8640/6	129600/19	11	38
от 10 до 19	8640/7	129600/24	17	47
от 27 до 37	8640/9	129600/29	17	57

Продолжение таблицы П.2

1	2	3	4	5
То же, проложенный по кирпичным и бетонным основаниям, с числом жил:				
от 4 до 7	8640/6	129600/19	17	57
от 10 до 19	8640/7	129600/24	21	72
от 27 до 37	8640/9	129600/29	26	86
То же, проложенный в непроходном канале и трубах, с числом жил:				
от 4 до 7	8640/6	129600/19	15	48
от 10 до 19	8640/7	129600/24	17	57
от 27 до 37	8640/9	129600/29	20	67
Открытые ошиновки и шинопроводы на 10 м при токе, А:				
600	8640/2	129600/4	2	8
1600	8640/3	129600/5	3	9
2400	8640/4	129600/6	4	12
4000	8640/5	129600/8	5	15
Закрытые шинопроводы магистральные на секцию длиной 3м для тока, А:				
1600	—	129600/6	—	11
2500	-	129600/7	—	14
4000	-	129600/9	-	17
Закрытые шинопроводы распределительные на секцию длиной 3 м для тока, А:				
250	—	129600/3	—	5
400	—	129600/4	—	7
650		129600/5		9
Распределительные сети заземления на 100 м				
	-	129600/4	—	8
Заземляющие устройства подстанций на один контур				
	—	129600/24	—	47

В зависимости от способа прокладки, напряжения, сечения провода к данным табл. 8.1

применяются следующие поправочные коэффициенты:

- для ВЛ напряжением 6 - 35 кВ - 1,3;
- для контрольных кабелей сечением 2,5 мм² — 1,2; 4 мм² — 1,4;
- для внутрицеховых сетей, проложенных по деревянным основаниям, - 0,75;
- для внутрицеховых сетей, проложенных на высоте более 2,5 м,- 1,1.

Таблица П.5

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта аппаратов напряжением более 1000 В и силовых преобразователей

Наименование, тип, марка и краткая техническая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капитальный ремонт	текущий ремонт	капитальный ремонт
1	2	3	4	5
Выключатели масляные внутренней установки U до 10 кВ на номинальный ток, А:				
630-1000	8640/4	25920/8	7	23
1600-2500	8640/4	25920/8	11	38
3000-4000	8640/8	25920/16	14	47
Выключатели масляные наружной установки U до 35 кВ на номинальный ток, А:				
630-1000	8640/4	25920/8	9	28
1600-2500	8640/8	25920/16	14	47
3000-4000	8640/8	25920/18	19	66
Выключатели воздушные $U=10$ кВ на номинальный ток 1000 А	8640/4	25920/8	7	24
Выключатели электромагнитные $U=10$ кВ на номинальный ток, А:				
1250-1600	8640/4	25920/8	11	38
2500-3600	8640/8	25920/18	17	57
Выключатели нагрузки на номинальный ток 400 А	8640/2	25920/8	3	11
Переключатели типа РНО-9, РНО-13 и РНО-21	8640/14	25920/48	28	143
То же, типа РНТ-9, РНТ-13 и РНТ-18	8640/17	25920/64	34	171
Разъединители однополюсные $U=10$ кВ внутренней установки	17280/1	51840/4	2	8
То же, наружной установки	17280/2	51840/6	4	10
Разъединители однополюсные $U=35$ кВ внутренней установки	17280/2	51840/6	4	12

То же, наружной установки	17280/2	51840/8	4	16
Трансформаторы тока шинные U до 1 кВ	25920/1	103680/4	2	8
То же, $U=10$ кВ	25920/2	103680/8	4	12
Трансформаторы тока опорные	25920/2	103680/4	2	8
То же, маслonaполненные	25920/4	103680/12	8	24
Трансформаторы тока проходные U до 10 кВ	25920/4	103680/11	6	20
Трансформаторы тока для работы в сетях повышенной частоты	25920/2	103680/2	2	4
Трансформаторы напряжения U до 10 кВ однофазные двухобмоточные	25920/2	103680/8	4	14
Трансформаторы напряжения однофазные трехобмоточные U до 10 кВ	25920/2	103680/6	3	11
Трансформаторы напряжения трехфазные трехобмоточные U до 10 кВ	25920/4	103680/12	7	24
То же, U до 35 кВ	25920/5	103680/16	9	30
Трансформаторы высокочастотные однофазные U до 2 кВ с частотой до 8000 Гц	25920/1	103680/3	1	5
Разрядники вентильные U до 10 кВ	8640/1	51840/2	1	4
То же, $U=35$ кВ	8640/1	51840/3	1	6
Разрядники трубчатые U до 35 кВ	8640/1	51840/3	1	5
Приводы:				
ручные автоматические				
для выключателей	8640/2	51840/5	2	11
электромагнитные				
для выключателей	8640/2	51840/7	3	14
пружинно-грузовые				
для выключателей	8640/2	51840/10	4	19
ручные рычажные				
для разъединителей	8640/1	51840/3	1	6

1	2	3	4	5
<p>Электроприводы комплектные тиристорные серии КТЭ, предназначенные для управления электродвигателями постоянного тока общего назначения, $U = 230\text{—}400$ В с индивидуальным трансформатором на номинальный ток, А:</p>				
100	8640/29	51840/84	43	146
320	8640/37	51840/112	60	206
500	8640/42	51840/132	69	234
800	8640/47	51840/147	76	263
1000	8640/51	51840/159	87	300
1600	8640/54	51840/193	114	391
<p>То же, $U = 230\text{--}460$ В с токоограничивающим реактором на номинальный ток, А:</p>				
100	8640/14	51840/54	21	73
200	8640/16	51840/59	24	82
320	8640/18	51840/66	27	91
500	8640/19	51840/71	29	100
800	8640/22	51840/78	33	109
1000	8640/25	51840/85	37	124
<p>Агрегаты тиристорные серий ТЕ, ТЕР, предназначенные для питания якорных цепей электродвигателей постоянного тока $U = 230 - 460$ В, нереверсивные на номинальный ток, А:</p>				
63	8640/5	51840/11	5	19
100	8640/7	51840/14	7	24
160	8640/9	51840/17	9	34
<p>Агрегаты реверсивные $U=230\text{--}460$ В на номинальный ток, А:</p>				
63	8640/11	51840/18	11	39

1	2	3	4	5
100	8640/14	51840/22	14	48
160	8640/20	51840/34	20	68
200	8640/23	51840/36	23	77
Реакторы токоограничивающие				
внутренней установки	25920/2	103680/4	2	8
То же, наружной установки	25920/4	103680/8	4	16
Преобразователи с частотой от 1000 до 2400 Гц на номинальную выходную мощность, кВт:				
250	8640/28	51840/56	34	98
320	8640/35	51840/70	40	120
500	8640/40	51840/84	48	138
800	8640/48	51840/96	52	152
То же, с частотой 500-1000 Гц на номинальную выходную мощность, кВт:				
1600	8640/54	51840/124	60	206
2400	8640/72	51840/172	80	276
То же, с частотой 4000 Гц на номинальную выходную мощность 140 кВт				
	8640/24	51840/56	34	114
Преобразователи тиристорные для индуктивного нагрева и плавки металлов $U = 400$ В с частотой 2400 Гц на номинальный ток 240 А				
	8640/10	51840/34	22	78
Преобразователи частоты статические с частотой 150 Гц, мощностью 4 кВ·А				
	17280/4	51840/16	6	19
Преобразователи тиристорные переменного тока с частотой от 5 до 60 Гц мощностью, кВА:				
15	17280/6	51840/24	9	33
40	17280/8	51840/32	14	47
63	17280/16	51840/40	20	66
Преобразователи частоты статические с частотой от 200 до 400 Гц мощностью, кВ·А:				

1	2	3	4	5
4	17280/4	51840/16	7	24
10	17280/6	51840/24	9	33
25	17280/8	51840/28	14	47
Регуляторы тиристорные переменного тока для регулирования мощности электротермических установок, U				
100	17280/24	51840/66	38	128
1000	17280/52	51840/112	77	256
Преобразователи тиристорные U 12 В для питания гальванических ванн не-реверсивные на номинальный ток, А:				
100	8640/10	51840/16	19	47
630	8640/16	51840/32	31	105
1600	8640/22	51840/44	43	143
3200	8640/32	51840/72	62	214
6300	8640/40	51840/96	86	285
12 500	8640/48	51840/112	95	333
То же, U=24 В на номинальный ток, А:				
100	8640/10	51840/19	16	61
630	8640/22	51840/42	40	132
1600	8640/34	51840/73	55	187
3 200	8640/42	51840/94	80	272
6 300	8640/51	51840/123	102	378
12 500	8640/62	51840/189	129	436
То же, U=12 В реверсивные на номинальный ток, А:				
100	8640/12	51840/23	18	64
630	8640/24	51840/47	42	138
1600	8640/37	51840/78	57	200
3 200	8640/45	51840/100	82	288
6 300	8640/53	51840/132	108	402
12 500	8640/68	51840/204	134	474

1	2	3	4	5
То же, на $U= 24$ В на номинальный ток, А:				
100	8640/14	51840/26	25	82
630	8640/28	51840/53	52	182
1600	8640/39	51840/86	76	261
3 200	8640/47	51840/124	105	376
6 300	8640/62	51840/189	152	543
12 500	8640/74	51840/267	180	614
Преобразователи частоты, предназначенные для преобразования напряжения промышленной частоты в напряжение повышенной частоты 200-400 Гц для питания электроинструмента при U до 230 В на номинальный ток, А:				
4	8640/3	51840/5	3	10
10	8640/5	51840/11	5	17
Селеновые и купроксные выпрямители для гальванических ванн на номинальный ток, А:				
до 200	4320/6	51840/10	9	28
600	4320/8	51840/22	13	43
То же, с масляным охлаждением на номинальный ток, А:				
до 500	4320/12	51840/28	17	57
2500	4320/18	51840/58	34	114
Преобразователи тиристорные для питания электроприводов нереверсивные на номинальный ток, А:				
50	8640/3	51840/12	6	19
100	8640/5	51840/16	9	33
200	8640/6	51840/22	12	43
320	8640/9	51840/29	17	57
500	8640/11	51840/36	21	71
То же, реверсивные на номинальный ток, А:				

1	2	3	4	5
50	8640/5	51840/16	9	28
100	8640/7	51840/24	14	47
200	8640/9	51840/29	17	57
Выпрямительные устройства для питания электромагнитных сепараторов $U=110$ и 220 В на номинальный ток, А:				
16	8640/2	51840/5	3	9
32	8640/3	51840/7	4	14
50	8640/3	51840/10	6	19
100	8640/4	51840/16	9	33
Выпрямительные устройства для питания грузоподъемных электромагнитов $U = 220$ В на номинальный ток, А:				
16	8640/2	51840/5	3	9
50	8640/4	51840/10	6	19
100	8640/6	51840/18	12	38
Селеновые и купроксные выпрямители для питания электромагнитных плит				
	8640/2	51840/6	2	8
Ртутные выпрямительные устройства на ток, А:				
200	4320/8	51840/56	14	130
1000	4320/12	51840/112	20	240
1500	4320/16	51840/168	28	315
3000 и более	4320/24	51840/224	35	405
Выпрямительное устройство, предназначенное для питания силовых и оперативных цепей постоянного тока и для цепей динамического торможения асинхронных электродвигателей, $U=230$ В на номинальный выпрямленный ток, А:				
40	8640/11	51840/21	17	58
50	8640/13	51840/27	20	67
80	8640/18	51840/32	25	86
100	8640/22	51840/46	30	103

1	2	3	4	5
Комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции серии КВПП, предназначенные для питания цеховых сетей постоянным током, $U=230$ В на номинальный ток, А:				
2000	8640/54	51840/202	130	428
4000	8640/87	51840/264	172	580
Генераторы для преобразования трехфазного тока в униполярный импульсный ток для питания электроэрозионных станков с частотой от 8000 до 22 000 Гц, 250 А	8640/7	51840/24	14	47
То же, с частотой 150 Гц, 250 А	8640/8	51840/29	17	57
Генераторы для преобразования трехфазного переменного тока в униполярный импульсный ток регулируемой амплитуды, частоты и скважности для питания копировально-поршневых станков на номинальный выходной ток до 16 А и $U=220-110$ В	8640/4	51840/12	7	24
Преобразователи для катодной защиты подземных металлических сооружений от электрохимической коррозии на номинальный ток, А:				
12,5/25 - 25/5 $U=48/24$ В	8640/2	51840/4	2	8
21/42-31/62 $U=96/48$ В	8640/3	51840/5	3	9
51/102 $U=96/48$ В	8640/4	51840/6	4	12
Устройство для зарядки щелочных аккумуляторных батарей емкостью от 250 до 600 А · ч, U до 80 В на номинальный ток 55-150 А	17280/2	51840/7	4	14
Устройство для зарядки тяговых аккумуляторных батарей типа ТНЖ-950, на $U=50-100$ В и номинальный ток 100—250 А	17280/3	51840/3	5	17
Агрегаты полупроводниковые с кремниевыми вентилями для зарядки кислотных батарей	17280/2	51840/6	3	11

1	2	3	4	5
Теплообменники для охлаждения дистиллированной воды в замкнутой системе тиристорных преобразователей с поверхностью охлаждения до 5 м	17280/4	51840/10	6	19

**Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости
ремонта трансформаторов и комплектных подстанций**

Наименование, тип, марка и краткая техническая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капитальный ремонт	текущий ремонт	капитальный ремонт
1	2	3	4	5
Трансформаторы трехфазные двухобмоточные масляные (U до 10 кВ) мощностью, кВА:				
до 25	25 920/2	103 680/54	13	65
40	25 920/4	103 680/72	17	86
63	25 920/4	103 680/96	21	103
100	25 920/4	103 680/108	25	124
160	25 920/6	103 680/128	30	150
250	25 920/6	103 680/144	36	179
400	25 920/6	103 680/156	43	216
630	25 920/8	103 680/172	51	258
1000	25 920/8	103 680/184	62	310
1600	25 920/8	103 680/216	75	375
2500	25 920/10	103 680/268	89	447
4000	25 920/12	103 680/360	108	540
6300	25 920/16	103 680/384	129	647
7500	25 920/18	103 680/432	139	693
10000	25 920/24	103 680/486	155	777
12500	25 920/36	103 680/508	170	850
16000	25 920/42	103 680/540	188	938
Трансформаторы трехфазные масляные (U до 10 кВ) с12 ступенями напряжения комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей, мощностью, кВА :				
485				
630	4320/10	34 560/252	95	456
1000	4320/12	34 560/360	102	494
1600	4320/14	34 560/382	119	580
2000	4320/16	34 560/424	143	694
То же, однофазные, мощностью, кВА :	4320/22	34 560/536	172	893
250				
400	4320/6	34 560/184	57	266
630	4320/8	34 560/206	67	309
1000	4320/8	34 560/212	71	333

1600	4320/10	34 560/216	86	399
2500	4320/12	34 560/296	95	485
	4320/16	34 560/420	142	750
Трансформаторы для питания селеновых выпрямителей с первичным напряжением 660 В, мощностью, кВА:				
0,1-0,16	17280/1	34 560/1	-	-
0,25-0,4	17280/1	34 560/2	1	3
0,63-1,0	17280/1	34 560/4	2	5
1,6-2,5	17280/1	34 560/6	2	8
6-8	17280/2	34 560/9	3	14
11-14	17280/2	34 560/12	5	24
19-25	17280/2	34 560/36	9	47
Автотрансформаторы трехфазные масляные для плавного регулирования и стабилизации с первичным напряжением 380 В, мощностью, кВА:				
до 25	8640/4	69 120/98	19	101
40	8640/4	69 120/108	25	132
63	8640/6	69 120/144	34	159
100	8640/6	69 120/196	40	191
160	8640/8	69 120/216	44	230
250	8640/8	69 120/258	53	275
Трансформаторы трехфазные для питания электроинструмента, мощностью, кВА:				

до 0,63				
1-1,6	8640/1	69 120/2	1	3
2,5-4	8640/1	69 120/6	1	8
Трансформаторы малой мощности для местного освещения и питания систем цепей управления, мощность, кВА:	8640/2	69 120/12	3	16
0,16-0,25				
0,4-0,63				
1,6-2,5	8640/1	-	1	-
4-6	8640/1	-	1	-
8-10	8640/2	69 120/6	2	10
Трансформаторы сухие для питания полупроводниковых преобразователей при напряжении сетевой обмотки до 660 В, мощностью, кВА	8640/2	69 120/8	3	15
	8640/4	69 120/16	5	17
до 16				
18-23				
30-32	8640/4	69 120/24	7	34
35-51	8640/6	69 120/36	9	42
52-74	8640/6	69 120/48	10	51
75-104	8640/8	69 120/64	12	60
112-117	8640/8	69 120/76	15	73
142-147	8640/10	69 120/78	17	90
148-159	8640/12	69 120/82	19	96
	8640/14	69 120/94	21	105
	8640/16	69 120/96	23	114
202-220	8640/18	69 120/100	25	124
235-250	8640/20	69 120/102	26	129
275	8640/24	69 120/108	27	135
320	8640/24	69 120/108	30	151
Трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой масляные для питания полупроводниковых преобразователей с сетевой обмоткой 6300-10000 В, номинальной мощностью, кВА:				
345-681	8640/48	69 120/144	105	485
796-1580	8640/64	69 120/168	133	665
2040-2570	8640/83	69 120/216	162	808
4030-5090	8640/104	69 120/240	209	1045
То же, однофазные масляные модуляционные для регулирования напряжения в сети переменного тока напряжением до 380 В номинальной мощностью, кВА:				
12	8640/8	69 120/24	5	27
20	8640/12	69 120/64	16	76

45	8640/16	69 120/88	21	105
115	8640/24	69 120/96	34	171
210	8640/32	69 120/96	38	190
375	8640/40	69 120/116	49	247
То же, трехфазные номинальной мощностью, кВА:				
25	8640/18	69 120/72	17	85
50	8640/24	69 120/96	27	133
63	8640/24	69 120/108	31	152
Подстанции однотрансформаторные комплектные до 10 кВ внутренней установки, мощностью, кВА:				
160-250	8640/6	69 120/268	57	285
400-630	8640/8	69 120/360	76	380
1000	8640/10	69 120/360	95	475
Автотрансформаторы трехфазные сухие для плавного регулирования и стабилизации при напряжении до 380 В, номинальной мощностью, кВА:				
25	8640/2	69 120/36	8	40
40	8640/2	69 120/36	10	51
63	8640/2	69 120/54	13	68
100	8640/4	69 120/72	16	81
160	8640/4	69 120/72	19	99
250	8640/4	69 120/72	27	133

1	2	3	4	5
Автотрансформаторы повышенной частоты для питания электропечей с частотой 2400-10000 Гц, напряжением 800 В, номинальной мощностью 500 кВА	8 640/28	69 120/114	36	180
Трансформаторы повышенной частоты для питания электропечей напряжением 400 В, частотой 800-10000 Гц, мощностью 200 кВА	8640/24	69 120/108	30	152
То же, напряжением 800 В, частотой 2400-10000 Гц, мощностью 800 кВА	8640/32	69 120/120	40	200
Переключатели типа РНО-9, РНО-13, РНО-21	8640/24	-	28	-
РНТ-9, РНТ-13, РНТ-18	8640/28	-	34	-
Стабилизаторы трехфазные напряжением 220-380 В сухие номинальной мощностью, кВА:	8640/2	69 120/16	4	19
10	8640/2	69 120/20	5	24
16	8640/2	69 120/24	7	33
25	8640/2	69 120/36	9	43
40	8640/2	69 120/36	11	57
63	8640/2	69 120/36	13	67
100				

Примечания.

1. К приведенным нормативам трудоемкости вводятся следующие поправочные коэффициенты: для силовых трансформаторов 25-30 кВ - 1,3; для силовых трансформаторов с алюминиевыми обмотками - 1,1; для сухих трансформаторов - 0,4; для трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой, за исключением трансформаторов для дуговых печей, - 1,25; для трансформаторов с расщепленными обмотками - 1,1.

2. Трудоемкость капитального ремонта приведена для ремонта трансформаторов со сменой обмоток. При капитальном ремонте без смены обмоток следует применять следующие коэффициенты: для трансформаторов общего назначения, электропечей сопротивления, погруженных насосов, питания ртутных преобразователей, питания селеновых выпрямителей, питания электроинструмента, местного освещения и питания систем цепей управления, питания полупроводниковых преобразователей, автотрансформаторов и стабилизаторов - 0,45; для трансформаторов комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей - 0,6; для однострансформаторных комплектных подстанций внутренней установки 0,73; для однострансформаторных комплектных подстанций наружной установки - 0,70.

Время простоя в капитальном ремонте трансформаторов приведено для ремонта со сменой обмоток. При ремонте без смены обмоток применяется коэффициент 0,67.

Список литературы

1. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 13.06.2023) "Об электроэнергетике"
2. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р <Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года>
3. Багиев, Г. А. Организация, планирование и управление промышленной энергетикой / Г. А. Багиев. — М. : Высш. шк., 1993. — 202 с.
4. Гусева, Н. В. Экономика энергетики : учебное пособие / Н. В. Гусева, С. В. Новичков. — Саратов : Ай Пи Ар Медиа, 2019. — 198 с. — ISBN 978-5-4497-0008-7. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/82568.html> (дата обращения: 15.03.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей. — DOI: <https://doi.org/10.23682/82568>
5. Кравченко, А. В. Экономика энергетики и управление энергопредприятием : слайд-конспект / А. В. Кравченко, Е. В. Малькова, С. С. Чернов. — Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2009. — 66 с. — ISBN 978-5-7782-1180-3. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/45068.html> (дата обращения: 28.06.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
6. Поликарпова, Т. И. Экономика и организация электроэнергетического производства : учебное пособие / Т. И. Поликарпова, В. А. Финоченко ; Сибирский федеральный университет. — Красноярск : Сибирский федеральный университет (СФУ), 2017. — 88 с. : ил. — Режим доступа: по подписке. — URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=497453> (дата обращения: 28.06.2023). — Библиогр. в кн. — ISBN 978-5-7638-3689-9. — Текст : электронный.
7. Экономика энергетики : учебно-практическое пособие / сост. Т. Н. Рогова ; Ульяновский государственный технический университет, Институт дистанционного и дополнительного образования. — Ульяновск : Ульяновский государственный технический университет (УлГТУ), 2015. — 77 с. : ил., табл. схем. — Режим доступа: по подписке. — URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=363222> (дата обращения: 28.06.2023). — Библиогр. в кн. — ISBN 978-5-9795-1371-3. — Текст : электронный.
8. Дронова, Ю. В. Экономическое обоснование проектов в энергетике : учебное пособие : [16+] / Ю. В. Дронова ; Новосибирский государственный технический университет. — Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2017. — 144 с. : табл. — Режим доступа: по подписке. — URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=574681> (дата обращения: 28.06.2023). — Библиогр.: с. 114-116. — ISBN 978-5-7782-3458-1. — Текст : электронный.

9. Рябов С.С. Правила оказания услуг на рынках электрической энергии в вопросах и ответах: пособие для изучения и подготовки к проверке знаний. М.:ЭНАС, 2007. - 112 с.
10. Рябов С.С. Правила функционирования розничных рынков электрической энергии: В вопросах и ответах: Пособие для изучения и подготовки к проверке знаний М.:ЭНАС, 2007. - 112 с.
11. Ящура А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: Изд_во НЦ ЭНАС, 2005. –505 с. ил.

Анна Николаевна Татарникова

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания для самостоятельных работ
студентов всех форм обучения

Подписано в печать 25.06.23. Формат 84×108/16.
Усл. печ. л. 3,5. Тираж 10 экз. Заказ 231915. Рег. № 16.

Отпечатано в ИТО Рубцовского индустриального института
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/6.