Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

Варганова А.В.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета в качестве учебного пособия

Магнитогорск
2016

УДК 621.311/.315

Рецензенты:

Начальник цеха электрических сетей и подстанций ОАО «ММК»,
канд. техн. наук
Н.А. Николаев

Заведующий кафедрой электротехники и электротехнических систем,
канд. техн. наук, доцент
К.Э. Одинцов

Варганова А.В.

Технико-экономические расчеты в электроэнергетике: [Электронный ресурс]: учебное пособие / Александра Владимировна Варганова; ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – Электрон. текстовые дан. (1,29 Мб). – Магнитогорск : ФГБОУ ВПО «МГТУ», 2016. – 1 электрон. опт. диск (CDR). – Систем. требования : IBM PC, любой, более l GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS Windows XP и выше ; Adobe Reader 8.0 и выше ; CD/DVD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с титул. экрана.

Учебное пособие составлено в соответствии с рабочей программной дисциплины «Технико-экономические расчеты в электроэнергетике». Предназначено для изучения теоретического материала, а также выполнения курсовой работы по указанной дисциплине и содержит краткое изложение теоретического курса. В пособии приведены основные положения расчет приведенных затрат при проектировании или реновации объектов электроэнергетики. Особое внимание уделено учету фактора надежности при проектировании электрических сетей.

Пособие предназначено для студентов для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УДК 621.311/.315

©Варганова А.В., 2016
©ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4
1. Выбор проводов воздушных линий электропередачи 35-220 кВ 5
2. Расчет установившихся режимов распределительных сетей 8
3. Расчет приведенных затрат 14
4. Укрупненные показатели стоимости электрических сетей 16
4.1. Воздушные линии 17
4.2. Кабельные линии 18
4.3. Подстанции 18
4.3.1. Распределительные устройства 19
4.3.2. Трансформаторы 20
4.3.3. Постоянная часть затрат 20
4.3.4. Противоаварийная автоматика 20
4.4. Затраты на демонтаж оборудования, конструкций и линий электропередачи 20
4.5. Методика расчета стоимости строительства подстанции 23
4.5.1. Пример решения задачи 23
4.6. Методика расчета стоимости строительства ВЛ 24
4.6.1. Пример решения задачи 24
5. Учет фактора надежности при проведении технико-экономических расчетов 26
5.1. Основные этапы расчета надежности: 26
5.2. Показатели надежности электрических сетей 26
5.3. Расчет показателей надежности электрических сетей 27
5.4. Эквивалентирование структурных схем надежности электрических сетей 28
5.4.1. Последовательное соединение элементов 28
5.4.2. Параллельное соединение элементов 28
5.4.3. Последовательно-параллельное соединение элементов 29
6. Определение вероятного ущерба от перерывов электроснабжения 31
7. Выбор экономически обоснованного варианта проектируемой электрической сети 33
7.1. Задание на работу 33
7.2. Расчет мощности понизительной подстанции 34
7.3. Выбор сечения и числа проводников от источника питания до подстанции 35
7.4. Расчет установившегося режима проектируемой электрической сети 36
7.5. Расчет капитальных вложений в строительство подстанции и воздушной линии электропередач 38
7.5.1. Расчет капитальных вложений в строительство ПС 38
7.5.2. Расчет капитальных вложений в строительство ВЛ 38
7.6. Учет фактора надежности при проектирование электрической сети 39
7.7. Расчет приведенных затрат 40
Библиографический список 42
Приложение 1 44
Приложение 2 47
Приложение 3 54
Приложение 4 57

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для выбора наиболее рациональной схемы электрической сети применяется технико-экономическое сравнение возможных вариантов. При выполнении расчетов необходимо найти минимальные приведенные суммарные затраты, с учетом фактора надежности. Данный способ применим как для вновь сооружаемых, так и для реконструируемых сетей.

Основные методики технико-экономических расчетов изложены в работах [14, 18, 23, 26]. В данном учебном пособии приведен пример расчета суммарных затрат на основе методик, приведенных в работах Д.Л. Файбисовича и В.Я. Хорольского.

Данное учебное пособие разработано для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» по дисциплине «Технико-экономические расчеты в электроэнергетике».

1. ВЫБОР ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 35-220 кВ

При решении вопросов проектирования конструктивной части ВЛ следует иметь ввиду, что в России разработаны конструкции типовых опор для линий всех напряжений и всех сечений проводов. Поэтому в курсовой работе необходимо произвести выбор материала, конструкции и сечения проводов, числа цепей ЛЭП, материала и конструкции опор в зависимости от принятого расположения проводов на опоре, а также расчетного пролета линии. Предельно допустимые длины пролетов для принятого типа опор, наименьшее расстояние между проводами и конструкциями опор, должны соответствовать рекомендациям, приведенным в таблицах ПУЭ [15].

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше применяются в основном сталеалюминиевые провода марки АС, при напряжениях до 35 кВ – алюминиевые провода марки А.

Технические характеристики этих проводов приведены в прил. П1, табл. П1.6 и в справочной литературе [12, 13, 18, 20].

Соотношение алюминиевой и стальной частей провода определяется его сечением F и климатическими условиями района, в котором сооружается линия. Так, в районах

- с толщиной стенки гололеда до 20 мм, рекомендуется [15]:

для $F \le 185$ мм^2 - $A:C = 6{,}0 - 6{,}25$;

для $F \ge 240$ мм^2 - $A:C = 7{,}71 - 8{,}04$;

- при толщине стенки гололеда более 20 мм:

для $F \le 95$ мм^2 - $A:C = 6{,}0$;

для $120 \le F \le 400$ мм^2 - $A:C = 4{,}29 - 4{,}39$;

для $F \ge 450$ мм^2 - $A:C = 7{,}71 - 8{,}04$.

В районах с агрессивной атмосферой следует применять провода марок АСКС, АСКП, АСК, а алюминиевые провода – марки АКП [16]. Для грозозащитных тросов используют стальные канаты сечением не менее 35 мм^2.

Прежде, чем приступать к выбору сечения проводов ЛЭП, необходимо определить приведенные нагрузки ПС к стороне высшего напряжения.

$$S'_{\text{Т}i} = P'_{\text{Т}i} + j \cdot Q'_{\text{Т}i} + \Delta P'_{\text{Т}i} + j \cdot \Delta Q'_{\text{Т}i}.$$

Для ПС с транзитом мощности на стороне высшего напряжения

$$S'_{\text{Т}} = P'_{\text{Т}} + j \cdot Q'_{\text{Т}} = P'_{\text{Т}i} + j \cdot Q'_{\text{Т}i} + P_{\text{транзита}} + j \cdot \Delta Q_{\text{транзита}}. \qquad 2)$$

По полученным приведенным нагрузкам ПС рассчитываются потоки мощности $S_{\text{нб}}$ и токи $I_{\text{нб}}$ в ЛЭП режима наибольших нагрузок.

Сечения проводов линий сетей районного значения по экономическим соображениям определяются одним из методов: методом экономической плотности тока или методом экономических интервалов.

Нормируемые значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ [16]. Расчетное экономически целесообразное сечение провода определяют по формуле, мм^2:

$$F_{Э} = \frac{I_{нб}}{n \cdot j_{эк}}, \quad (1.3)$$

где $I_{нб}$ – наибольший ток, протекающий по линии в нормальном режиме, А;

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2.

n - количество цепей линии электропередачи.

По расчетному сечению принимается ближайшее стандартное. Увеличение количества линий или цепей сверх необходимого, по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения экономической плотности тока, производится на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание увеличения количества линий или цепей допускается двукратное превышение нормированных значений [16].

Метод экономических интервалов предусматривает выбор стандартного сечения проводов по таблицам [18] в зависимости от номинального напряжения линии, района климатических условий по гололеду, материала и типа опор, тока или мощности нагрузки линий.

По сравнению с методом экономической плотности тока метод экономических интервалов дает более точные результаты.

Принятое по экономическим соображением сечение проводов проверяется:

– по условиям нагрева максимальным током послеаварийного режима; должно выполняться условие:

$$I_{max} \le I_{доп}, \quad (1.4)$$

где I_{max} – максимальный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима (например, при отключении одного из головных участков замкнутой сети; одной цепи двухцепной линии и т.п.);

$I_{доп}$ – допустимый длительный ток провода [12, 13, 18, 20];

– по условиям короны (минимально допустимые диаметры проводов по условиям короны приводятся в ПУЭ);

– по условиям механической прочности; должно выполняться условие:

$$\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}, \quad (1.5)$$

где $\sigma_{расч}$ – расчетное напряжение в материале провода, кг/мм^2;

$\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение в материале провода, кг/мм^2 (значения допустимых напряжений в материале провода при различных сочетаниях климатических условий приводятся в ПУЭ).

Если заданием на проектирование не предусмотрен расчет механической прочности проводников, то необходимо проверить соотношение алюминиевой и стальной частей провода в зависимости от климатических условий района, в котором предполагается сооружение линии, согласно ПУЭ.

При окончательном решении по выбору сечения проводов необходимо учитывать, что максимальные и минимальные сечения проводов ограничиваются для каждого номинального напряжения линии [9, 13, 18]:

максимальные: 150 мм^2 при 35 кВ;

240 мм^2 при 110 кВ;
400 мм^2 при 220 кВ;

минимальные: 70-90 мм^2 при 35, 110 кВ (в зависимости от материала опоры).
240 мм^2 при 220 кВ;

Большинство воздушных ЛЭП сооружается на железобетонных опорах (одноцепные линии напряжением до 500 кВ, двухцепные линии 35-220 кВ). Стальные опоры применяются в качестве специальных опор для всех линий на железобетонных опорах. Деревянные опоры могут предусматриваться для линий напряжением до 220 кВ при обязательном технико-экономическом обосновании целесообразности их применения.

Число линий (цепей), связывающих источники питания и узлы нагрузки, определяется требованиями к надежности электроснабжения потребителей. Так, питание электроэнергией потребителей *I* категории должно осуществляться не менее чем по двум линиям, а питание потребителей второй категории рекомендуется обеспечивать по двум линиям. Для разомкнутых сетей чаще всего они размещаются на двухцепных опорах, однако, для повышения надежности электроснабжения, особенно потребителей первой категории, предпочтительнее является подвеска проводов каждой цепи на опорах разных двухцепных линий или на отдельных одноцепных опорах линий, идущих по разным трассам. Решение вопроса о применении двух одноцепных линий, вместо одной двухцепной, требует специального обоснования.

2. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Режим электрической сети рассчитывается применительно к схеме замещения. Эта схема получается в результате объединения схем замещения отдельных элементов сети, в соответствии с последовательностью соединения этих элементов в рассчитываемой сети. Схему замещения сети иногда называют расчетной.

При расчетах выделяют два вида электрических сетей и соответствующие им расчетные схемы: разомкнутые и замкнутые сети. В расчетных схемах местных электрических сетей линии представляются их активными и индуктивными сопротивлениями, в соответствии с П-образной схемой замещения. В разомкнутых сетях питание каждой нагрузки можно осуществлять только с одной стороны. Каждый узел получает питание не более чем по одной ветви. В случае отключения любой ветви прекращается питание всех нагрузок, мощность которых течет по этой ветви. Принципиальная схема замещения разомкнутой сети при напряжениях 110 кВ и выше представлена на рис. 2.1, *а*, при напряжение 35 кВ – рис. 2.1, *б* [1].

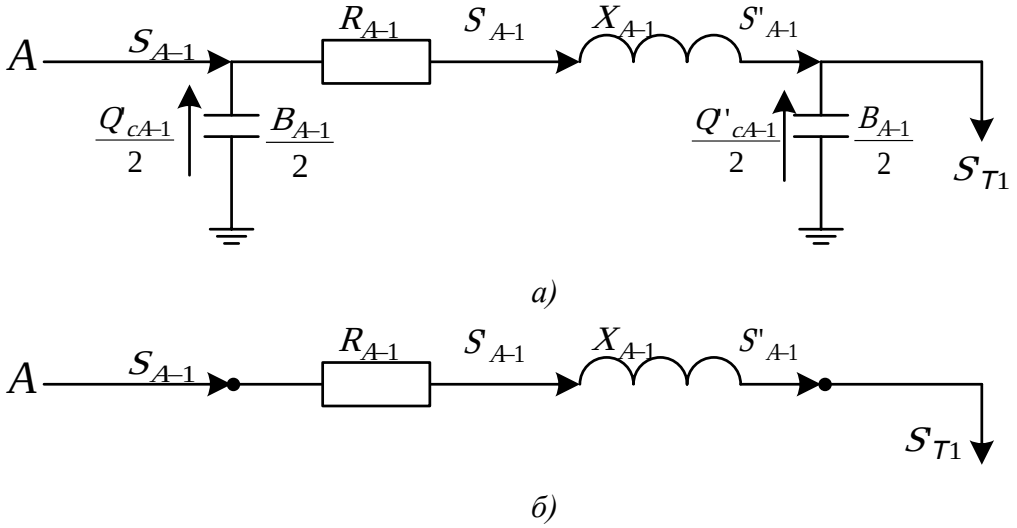


Рис. 2.1. Схемы замещения разомкнутых сетей

а) схема замещения районных сетей напряжением 110 кВ и выше;

б) схема замещения местных разомкнутых сетей напряжением 35 кВ и ниже

Одним из методов расчета потокораспределения ВЛ является расчет при заданном токе нагрузки, который осуществляется следующим образом [7, 8]:

1) задано напряжение в конце линии $\dot{U}_2 = \text{const}$. Известны ток нагрузки $\dot{I}_2$, напряжение $\dot{U}_2$, сопротивление и проводимость линии $\dot{z}_{12} = r_{12} + jx_{12}, b_{12}$. Необходимо определить напряжение $\dot{U}_1$, ток в продольной части линии $\dot{I}_{12}$, потери мощности в линии $\Delta\dot{S}_{12}$ и ток $\dot{I}_1$.

Расчет заключается в определении неизвестных токов и напряжений последовательно от конца линии к началу. Для определения токов и напряжений применяются первый закон Кирхгофа и закон Ома.

Необходимо использовать фазные напряжения $\dot{U}_\phi$ и токи $\dot{I}$. Емкостной ток в конце линии l_2, соединяющей узлы 1 и 2, по закону Ома (рис. 2.2., *б*)

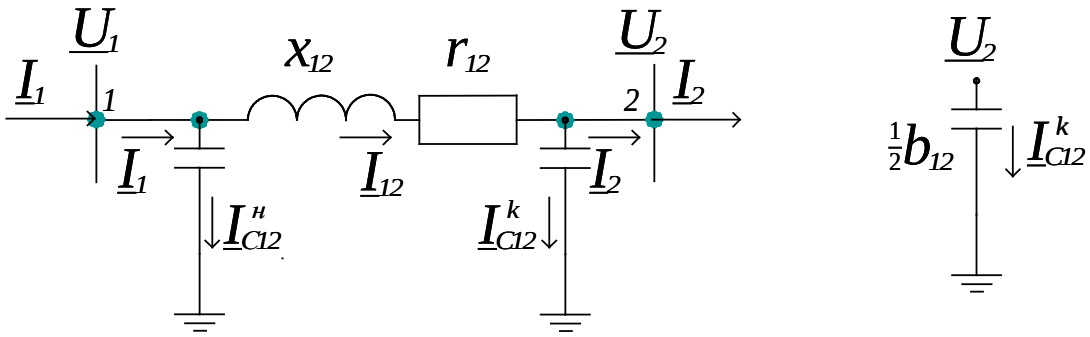
$$\dot{I}^{\text{k}}_{\text{C12}} = j\frac{1}{2}\dot{U}_{2\phi} \cdot b_{12}. \qquad (5.1)$$

Ток в продольной части линии 1-2 по первому закону Кирхгофа:

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_2 + \dot{I}^{\text{k}}_{\text{C12}}. \qquad (5.2)$$

Напряжение в начале линии по закону Ома:

$$\dot{U}_{1\text{ф}} = \dot{U}_{2\text{ф}} + \dot{I}_{12} \cdot \dot{Z}_{12}. \qquad (5.3)$$



а) *б*)

Рис. 2.2. Расчет режима линии электропередачи:
а) схема замещения; *б)* определение емкостного тока

Емкостной ток в начале линии:

$$\dot{I}^{\text{н}}_{\text{C12}} = \frac{1}{2}\dot{U}_{1\text{ф}}\, jb_{12}. \qquad (2.4)$$

Ток в начале линии по первому закону Кирхгофа:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} + \dot{I}^{\text{н}}_{\text{C12}}. \qquad (2.5)$$

Потери мощности в линии (в трех фазах):

$$\Delta\dot{S}_{12} = 3\dot{I}^2_{12} \cdot \dot{Z}_{12}. \qquad (2.6)$$

2) если задано напряжение в начале линии $\dot{U}_1 = \text{const}$. Известны $\dot{I}_2$, $\dot{U}_1$, $\dot{z}_{12}, b_{12}$. Надо определить $\dot{U}_2$, $\dot{I}_{12}$, $\Delta\dot{S}_{12}$ и $\dot{I}_1$. В данном случае расчет проводим с помощью уравнений узловых напряжений для узла 2.

$$\dot{Y}_{22}\dot{U}_{2\text{ф}} + \dot{Y}_{12}\dot{U}_{1\text{ф}} = \dot{I}_2. \qquad (2.7)$$

где $\dot{Y}_{12}$ - взаимная проводимость узлов 1 и 2, равная сумме проводимостей ветвей, соединяющих эти узлы и взятых с обратным знаком;

$\dot{Y}_{22}$ - собственная проводимость узла 2, равная сумме проводимостей ветвей, соединенных с узлом 2.

$$\dot{Y}_{12} = \dot{Z}_{12}^{-1}; \qquad \dot{Y}_{22} = \dot{Z}_{12}^{-1} + jb_{12}. \tag{2.8}$$

Из уравнения узловых напряжений (2.9) определяем напряжения:

$$\dot{U}_{2\phi} = \dot{Y}_{22}^{-1} \cdot (\dot{I}_2 - \dot{Y}_{12}^{-1} \cdot \dot{U}_{1\phi}). \tag{2.9}$$

а затем по закону Ома из (2.3) найти $\dot{I}_{12}$, а из (2.4), и (2.5) $\dot{I}_1$

Уравнение узловых напряжений (2.7) следует из первого закона Кирхгофа.

Последовательное от конца линии к началу определение токов и напряжений по первому закону Кирхгофа и закону Ома можно применять только при расчетах разомкнутых сетей. Определение напряжений из уравнений узловых напряжений и затем из токов в линии по закону Ома можно использовать для любых сетей – как для замкнутых, так и для разомкнутых.

В курсовом проектировании рекомендуется использовать метод расчет режима линии электропередачи при заданной мощности нагрузки:

1) если задано напряжение в конце линии $\dot{U}_2 = \text{const}$ (рис. 2.3). Известны мощность нагрузки $\dot{S}_2$, напряжение $\dot{U}_2$, сопротивление и проводимость линии $\dot{z}_{12} = r_{12} + jx_{12}, b_{12}$. Надо определить напряжение $\dot{U}_1$, мощности в конце и начале продольной части линии $\dot{S}_{12}^{к}$, $\dot{S}_{12}^{н}$, потери мощности в линии $\Delta\dot{S}_{12}$ и мощность в начале линии $\dot{S}_1$, иногда для проверки ограничений по нагреву определяют ток в продольной части линии $\dot{I}_{12}$.

Расчет аналогичен расчету, приведенному выше, и состоит в последовательном определении от конца линии к началу неизвестных мощностей и напряжений при использовании первого закона Кирхгофа и закона Ома. Будем использовать мощности трех фаз и линейные напряжения. Зарядная мощность трех фаз в конце линии:

$$-j\dot{Q}_{C12}^{к} = 3\dot{I}_{C12}^{к} \cdot \dot{U}_{2\phi} = -j\frac{1}{2}U_2^2 b_{12} \cdot n. \tag{2.10}$$

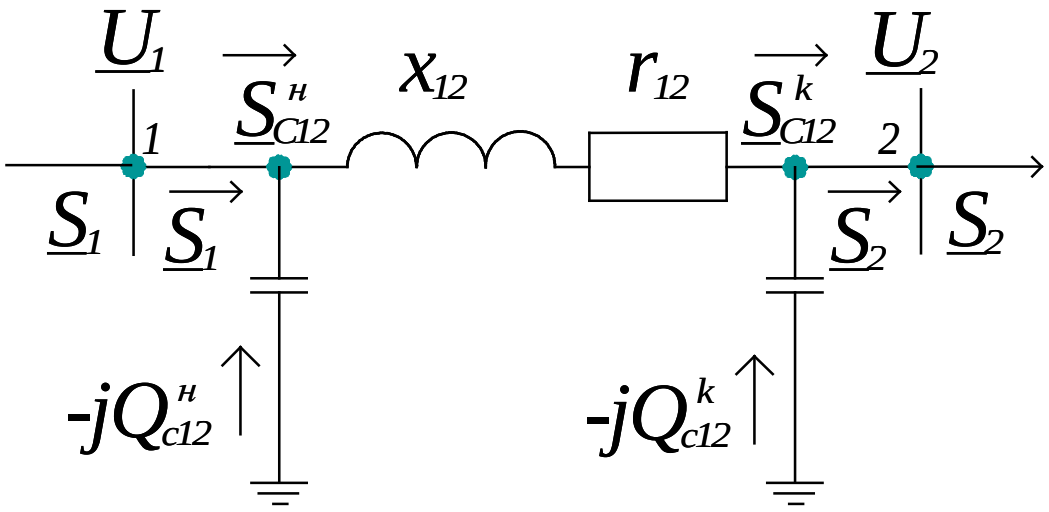


Рис. 2.3. Схема замещения линии электропередач для расчета режима линии электропередач при заданной мощности

Мощность в конце продольной части линии по первому закону Кирхгофа:

$$\dot{S}_{12}^{\text{к}} = \dot{S}_2 - j\dot{Q}_{\text{C12}}^{\text{k}}. \tag{2.11}$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta\dot{S}_{12} = 3I_{12}^2 \frac{\dot{Z}_{12}}{n} = \frac{\dot{S}_{12}^{\text{k2}}}{U_2^2}\frac{\dot{Z}_{12}}{n}. \tag{2.12}$$

Ток в начале и в конце продольной ветви линии одинаков. Мощность в начале продольной ветви линии больше, чем мощность в конце, на величину потерь мощности в линии, т.е.

$$\dot{S}_{12}^{\text{н}} = \dot{S}_{12}^{\text{к}} + \Delta\dot{S}_{12}. \tag{2.13}$$

Линейное напряжение в начале линии по закону Ома равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3}\dot{I}_{12}\dot{Z}_{12} = \dot{U}_2 + \frac{\dot{S}_{12}^{\text{k}}}{\dot{U}_2}\dot{Z}_{12}. \tag{2.14}$$

Емкостная мощность в начале линии:

$$-j\dot{Q}_{\text{C12}}^{\text{н}} = -j\frac{1}{2}U_1^2 b_{12}\cdot n. \tag{2.15}$$

Мощность в начале линии:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12}^{\text{н}} - j\dot{Q}_{\text{C12}}^{\text{н}}. \tag{2.16}$$

2) если задано напряжение в начале линии $\dot{U}_1 = \text{const}$. Известны $\dot{S}_2$, $\dot{U}_1$, $\dot{z}_{12}, b_{12}$. Надо определить $\dot{U}_2$, $\dot{S}_{12}^{\text{k}}$, $\dot{S}_{12}^{\text{н}}$, $\Delta\dot{S}_{12}$ и $\dot{S}_1$. В данном случае нелинейное уравнение узловых напряжений для узла 2 имеет следующий вид:

$$\dot{Y}_{22}\dot{U}_{2\text{ф}} + \dot{Y}_{12}\dot{U}_{1\text{ф}} = \dot{I}_2(U) = \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2}. \tag{2.17}$$

Это уравнение можно решить и найти неизвестное напряжение $\dot{U}_2$, а затем найти все мощности по выражениям (2.10-2.13), (2.15), (2.16)

Более подробно расчет режима линии электропередачи при заданной мощности нагрузки и при заданном токе нагрузки рассмотрен в [3]. Расчет разомкнутой сети из двух последовательных линий при заданных мощностях нагрузки и напряжений в конце или начале линии рассмотрен в источнике [3].

Методика расчета кольцевых сетей сводится к определению точки потокораспределения и размыкания кольца в ней. Пример расчета кольцевой сети приведен в [6].

Если мощность нагрузки приведена для стороны НН ПС, то расчет мощности со стороны ВН трансформатора будет определяться:

$$S'_{\text{Т}} = P_{\text{нагр}} + j \cdot Q_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{Т}} + j \cdot \Delta Q_{\text{Т}}, \tag{2.18}$$

где $S'_{\text{Т}i}$ - приведенное значение полной мощности к стороне ВН ПС, МВА;

$P_{\text{нагр}}, Q_{\text{нагр}}$ - активная и реактивная мощности нагрузки подстанции НН соответственно, МВт, МВАр;

$\Delta P_{\text{Т}}, \Delta Q_{\text{Т}}$ - потери активной и реактивной мощности в трансформаторе соответственно, МВт, МВАр.

Потери мощности в двухобмоточных трансформаторах определяются [2, 4]:

$$\Delta \text{P}_{\text{Т}} = n \cdot \Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2; \tag{2.19}$$

$$\Delta \text{Q}_{\text{Т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}}, \tag{2.20}$$

где n – число раздельно работающих трансформаторов ПС одинаковой мощности с одинаковой нагрузкой или число параллельно работающих трансформаторов;

$\Delta P_{\text{х}}$ – потери активной мощности в трансформаторе при холостом ходе, кВт;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери активной мощности в трансформаторе при коротком замыкании, кВт;

$\text{S}_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки подстанции, кВ·А;

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

$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}}}{100} \cdot S_{\text{ном}}$ – потери реактивной мощности при холостом ходе трансформатора, кВАр;

$u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$I_{\text{х}}$ – ток холостого хода, %.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах для определения потерь активной и реактивной мощностей используют выражения:

$$\Delta \text{P}_{\text{Т}} = n \cdot \left[\Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к1}} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр1}}}{S_{\text{ном1}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к2}} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр2}}}{S_{\text{ном2}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к3}} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр3}}}{S_{\text{ном3}}} \right)^2 \right]; \tag{2.21}$$

$$\Delta \text{Q}_{\text{Т}} = n \cdot \left[\Delta Q_{\text{х}} + \frac{u_{\text{к1}}}{100} \cdot \frac{S^2_{\text{нагр1}}}{S_{\text{ном1}}} + \frac{u_{\text{к2}}}{100} \cdot \frac{S^2_{\text{нагр2}}}{S_{\text{ном2}}} + \frac{u_{\text{к3}}}{100} \cdot \frac{S^2_{\text{нагр3}}}{S_{\text{ном3}}} \right], \tag{2.22}$$

где $\Delta P_{\text{к1}}, \Delta P_{\text{к2}}, \Delta P_{\text{к3}}$ – потери активной мощности в трансформаторе при коротком замыкании соответственно в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения, кВт;

$S_{нг1}, S_{нг2}, S_{нг3}$ – мощности нагрузок соответствующих обмоток трансформатора, кВ·А;

$S_{ном1}, S_{ном2}, S_{ном3}$ – номинальные мощности обмоток трансформатора, кВ·А;

$u_{к1}, u_{к2}, u_{к3}$ – напряжения короткого замыкания соответствующих обмоток, %.

Если в каталожных данных указывается одно (наибольшее) значение потерь активной мощности при коротком замыкании $\Delta P_{кВН} = \Delta P_{к13}$, то учитывается соотношение номинальных мощностей обмоток. При $S_{ном1} = S_{ном2} = S_{ном3} = 100\%$ от $S_{ном}$ принимается $\Delta P_{к1} = \Delta P_{к2} = \Delta P_{к3} = 0{,}5 \cdot \Delta P_{кВН}$. Если заданы три значения $\Delta P_{к1}, \Delta P_{к2}, \Delta P_{к3}$ между обмотками, то определяются потери короткого замыкания для каждой из обмоток:

$$\Delta P_{к1} = \frac{\Delta P_{к12} + \Delta P_{к13} - \Delta P_{к23}}{2}; \quad (2.23)$$

$$\Delta P_{к2} = \frac{\Delta P_{к12} + \Delta P_{к23} - \Delta P_{к13}}{2}; \quad (2.24)$$

$$\Delta P_{к3} = \frac{\Delta P_{к13} + \Delta P_{к23} - \Delta P_{к12}}{2}. \quad (2.25)$$

Напряжение короткого замыкания даются между каждой парой обмоток $u_{к12}, u_{к23}, u_{к13}$, поэтому сначала необходимо определить напряжения короткого замыкания для каждой из обмоток:

$$u_{к1} = \frac{u_{к12} + u_{к13} - u_{к23}}{2}; \quad (2.26)$$

$$u_{к2} = \frac{u_{к12} + u_{к23} - u_{к13}}{2}; \quad (2.27)$$

$$u_{к3} = \frac{u_{к13} + u_{к23} - u_{к12}}{2}. \quad (2.28)$$

3. РАСЧЕТ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

Выбор экономически целесообразного варианта электрической сети в основном осуществляется по величине минимума суммарных затрат на строительство и эксплуатацию данных объектов электроэнергетики. Величина приведенных затрат зависит не только от капитальных вложений в строительство элементов электрической сети, но также учитывает величины издержек на амортизацию, ремонт и их обслуживание, кроме того важной составляющей является учет стоимости потерь электроэнергии и учет фактора надежности, который определяется величиной ущерба от перерыва электроснабжения.

Величина приведенных затрат определяется по выражению:

$$З = p_н \cdot К + И + У, \quad (3.1)$$

где $p_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (для объектов электроэнергетики он принимается 0,12-0,15);

$К$ – первоначальные капитальные вложения в электрическую сеть, тыс. руб.;

$И$ – ежегодные издержки на эксплуатацию сети, тыс. руб.;

$У$ – ущерб от возможных перерывов электроснабжения потребителей, тыс. руб.

Величина капитальных вложений в сеть определяется по укрупненным показателям стоимости элементов, принципиальной однолинейной схемы варианта сети с учетом коэффициентов инфляции. Расчет капитальных вложений в строительство подстанции и воздушных линий электропередачи, подробно рассмотрен в разделе 4 данной работы.

При уточненном расчете технико-экономических показателей рассматриваемой сети необходимо учитывать зональные повышающие коэффициенты относительно базовой стоимости электросетевых объектов (табл. П2.2).

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: отчисления на амортизацию и обслуживание линий электропередач, оборудование ПС и электростанций, стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах сети, тыс. руб.:

$$И = И_Л + И_П + И_Э = a_Л \cdot К_Л + a_П \cdot К_П + \beta \cdot \Delta W, \quad (3.2)$$

где $a_Л, a_П$ – отчисления на амортизацию и обслуживание в процентах соответственно от первоначальных капитальных вложений в линий электропередач и оборудование ПС и электростанций приведены в табл. 3.1-3.2;

β – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, коп за 1 кВт·ч;

ΔW – потери электроэнергии в сети в течение года, кВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по подсчитанным ранее потерям активной мощности в ЛЭП и трансформаторах.

Таблица 3.1

Амортизационные отчисления [18]

Наименование элементов электрических систем	Срок полезного использования, лет	Коэффициент амортизации, %
Трансформаторы, выключатели, разъединители	15-20	6,7-5
Генераторы, синхронные компенсаторы	25-30	4-3,3
ВЛ на металлических опорах	10-15	10-6,7
ВЛ на ж/б опорах	15-20	6,7-5
Кабели с медной жилой	более 30	более 3,3
Провода и другие кабели	20-25	5-4

Таблица 3.2

Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, % капитальных вложений [18]

Наименование элементов электрических систем	Затраты на обслуживание	Ремонты	Суммарные отчисления
Электрооборудование и РУ			
до 150 кВ	3,0	2,9	5,9
220 кВ и выше	2,0	2,9	4,9
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и ж/б опорах	0,4	0,4	0,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	0,5	1,6	2,1
КЛ до 10 кВ			
Со свинцовой оболочкой, проложенные			
в земле и помещениях	2,0	0,3	2,3
под водой	2,0	0,6	2,6
С алюминиевой оболочкой, проложенные в земле и в помещениях	2,0	0,3	2,3
С пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и в помещениях	2,0	0,3	2,3
КЛ 20-35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные			
в земле и помещениях	2,0	0,4	2,4
под водой	2,0	0,8	2,8
КЛ 110-220 кВ, проложенные:			
в земле и помещениях	2,0	0,5	2,5
под водой	2,0	1,0	3,0

Годовые потери электроэнергии в линиях сети, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{ЛΣ}} \cdot \tau, \tag{3.3}$$

где $\Delta P_{\text{ЛΣ}}$ – суммарные потери мощности в линиях, кВт;

τ – время наибольших потерь, ч.

Время наибольших потерь может быть определено по эмпирической формуле:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \tag{3.4}$$

где $T_{\text{нб}}$ – число часов использования наибольшей нагрузки, с.

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах сети, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{хΣ}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{нгΣ}} \cdot \tau, \tag{3.5}$$

где $\Delta P_{\text{хΣ}}, \Delta P_{\text{нгΣ}}$ – суммарные потери холостого хода и суммарные нагрузочные потери во всех понизительных и повысительных трансформаторах, кВт.

Суммарные годовые потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{Т}}. \tag{3.6}$$

Определение величины ущерба подробно рассмотрено в разделе 5 данного пособия.

4. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для выполнения [18]:

- технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений выбора схем электрических сетей;

- разработки обоснований инвестиций и бизнес-планов;

- оценки объема инвестиций при планировании нового строительства, а в отдельных случаях и при осуществлении реконструкции электросетевых объектов.

Общие требования по организации проектирования отражены в «Положении о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87).

Основным проектным документом на строительство объекта является проект строительства, на основании которого разрабатывается рабочая документация. С использованием УСП могут формироваться договорные цены на разработку проектной документации.

В основу определения УСП положены:

- материалы, обобщающие сметные расчеты к проектам и ТЭО конкретных объектов;

- требования к строительной и механической части электросетевых объектов, определяемые «ПУЭ»;

- «Нормы технологического проектирования ВЛЭП напряжением 35-750 кВ (СО 154-34.20.121-2006)», утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2008 г. №187;

- «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008);

- действующие цены на оборудование и материалы заводов-поставщиков.

УСП приведены в базисном уровне цен и не включают НДС.

Индексы цен публикуются:

- в «Вестнике управления ценообразования и сметного нормирования Федерального Агентства по строительству и ЖКХ»;

- в Межрегиональном информационно-аналитическом

Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры по отрасли «Электроэнергетика» приведены в табл. П2.1.

Определение стоимости строительства по УСП в текущем (прогнозном) уровне цен осуществляется с применением индексов на капитальные вложения.

Базисные УСП учитывают стоимостные показатели на 1 км воздушных и кабельных линий, а также на ПС в целом и по их основным элементам для нормальных условий строительства в европейской части страны. Для определения стоимости строительства электрически сетей в других районах централизованного электроснабжения рекомендуется применять повышающие зональные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов (табл. П2.2).

Для районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей России ориентировочная стоимость строительства линий электропередачи может быть определена применением повышающих коэффициентов 2-2,7. К стоимости сооружения ПС в этих районах может применяться коэффициент 1,5- 2 (в отдельных случаях для мощных ПС со сложной схемой доставки оборудования и тяжелыми условиями строительства - 3,0).

УСП учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения. Затраты, связанные со строительством ремонтно-производственной базы, жилстроительством, использованием вертолетов, производством специальных строительных ра-

бот, устройством больших переходов через водные преграды и ряд других базисными показателями стоимости ВЛ и ПС не учтены.

Затраты, не включенные в базисные показатели определяются индивидуальным расчетом или по проекту-аналогу.

Стоимость отчуждаемых земельных участков - постоянный отвод земель - для линий электропередачи и ПС принимается с учетом «Правил определения размеров земельных участков для размещения линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети», утвержденных Правительством РФ, и «Норм отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ», утвержденных РАО «ЕЭС России»

Затраты на отвод земельного участка определяются исходя из нормативной цены земли. (Постановление Правительства РФ от 15.03.1997 г. №319 «О порядке определения нормативной цены земли») В табл.П2.3 приведены некоторые нормативные значения цены земли для отдельных регионов страны.

4.1. Воздушные линии

Укрупненные стоимостные показатели составлены для ВЛ 35 -500 кВ на унифицированных стальных и железобетонных опорах, 750 кВ - на типовых стальных опорах и 1150 кВ - на стальных опорах индивидуального проектирования. В стоимостных показателях магистральных ВЛ учтена подвеска волоконно-оптического кабеля связи.

УСП ВЛ составлены с учетом гололедных и ветровых нагрузок, соответствующих требованиям ПУЭ 7-го издания.

УСП ВЛ составлены с учетом использования сталеалюминиевых проводов марки АС по ГОСТ 839-80 с учетом последующих дополнений.

Базисные показатели стоимости ВЛ переменного тока напряжением 35-220 кВ приведены в табл. П2.4. Эти показатели учитывают все затраты производственного назначения, а также затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 2,5-3,0% - временные здания и сооружения;
- 5,0-6,0% - прочие работы и затраты;
- 1,5-2,0% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10,0-11,0% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Большие значения затрат относятся к ВЛ напряжением 500 кВ и выше.

Затраты табл. П2.4 соответствуют средним условиям строительства и нормативному ветровому давлению до 0,6 кПа. При прохождении ВЛ в более сложных условиях, чем приведены в табл. П2.5, затраты на сооружение ВЛ увеличиваются (табл. П2.8). При этом отдельные усложняющие условия строительства учитываются независимо друг от друга.

В случаях, когда отсутствует подробная информация об условиях прохождения ВЛ, базисные показатели могут быть использованы без корректировки.

При учете затрат на установку выключателей по концам электропередачи добавляются затраты на противоаварийную автоматику (табл. П2.20).

Добавляя к базовым показателям стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, а при необходимости - стоимость вырубки просеки и устройства лежневых дорог, получаем необходимый объем капитальных вложений для строительства ВЛ.

Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом расчетных значений площади отвода под опоры ВЛ и стоимости земли.

Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом расчетных значений площади отвода под опоры ВЛ и стоимости земли. Площади постоянного отвода земли под опоры ВЛ зависят от типа и материала опор, использования расчетного пролета и др. При использовании типовых опор ВЛ и средних условий сооружения ВЛ площадь постоянного от-

вода земли может быть принята по данным табл. П2.6. Для опор на оттяжках площадь отвода земли соответственно увеличивается.

Для участков ВЛ, проходящих по лесу, стоимость вырубки просеки определена для леса со средними показателями крупности, высоты и твердости пород древесины с учетом корчевки пней под дороги и площадки опор. Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог по болотистым участкам трассы при отсутствии более подробных данных могут быть приняты по данным табл. П.7.

Дополнительные затраты, учитывающие усложненные условия строительства, могут быть приняты для соответствующих участков трассы с использованием повышающих коэффициентов по отношению к базисным показателям стоимости (табл. П2.8).

При необходимости сооружения больших переходов ВЛ через судоходные реки, каналы, проливы, другие водные преграды и ущелья их стоимость определяется специальным расчетом. Для предварительной оценки стоимость перехода может быть принята с учетом данных табл. П2.9.

Стоимость двухцепной ВЛ с временной подвеской одной цепи может быть определена как стоимость двухцепной ВЛ за вычетом затрат, приведенных в табл. П2.10.

Стоимость линейных ячеек на ПС (электростанциях) для присоединения ВЛ рекомендуется учитывать по табл. П2.17.

4.2. Кабельные линии

В основу определения УСП КЛ 6-10 и 35 кВ положены «Показатели стоимости электрических городских сетей» и «Укрупненные показатели стоимости строительства» института «Гипрокоммунэнерго», а также стоимостные показатели ряда конкретных проектов.

УСП по КЛ ПО и 220 кВ приняты на основании обобщения смет к рабочей документации конкретных объектов ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

Стоимостные показатели КЛ существенно зависят от принятой трассы, характера и числа пересекаемых инженерных коммуникаций, сопутствующих затрат, а также от способа прокладки КЛ. При небольших длинах это определяет существенный разброс удельных значений УСП КЛ. В наибольшей степени это относится к КЛ напряжением 110 кВ и выше при их прокладке в туннеле. Приведенные в табл. П2.11 и П2.12 значения УСП учитывают затраты на кабель, подготовку трассы, включая ее проектирование и юридическое оформление, строительно-монтажные работы, специальные переходы (железнодорожные узлы, магистральные дороги и центральные площади и т.п.), разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий, вывоз - завоз грунта для обратной засыпки при прокладке КЛ ПО кВ и выше в траншеях центральной части крупнейших городов. При подводной прокладке КЛ затраты учитывают размыв траншеи и пригрузку КЛ мешками с песком.

При оценке стоимости КЛ в центральной части крупнейших городов следует учитывать стоимость сооружения коллектора (туннеля). Стоимость сооружения коллекторов приведена в табл. П2.13.

4.3. Подстанции

УСП распространяются на вновь сооружаемые, а также расширяемые и реконструируемые ПС.

УСП приведены для открытых ПС 35 кВ и выше и закрытых ПС 110-500 кВ, выполненных по типовым схемам электрических соединений РУ.

УСП ПС 35 кВ и выше приведены в ценах 2000 г. по ПС в целом и по отдельным основным элементам, к которым относятся: отдельные ячейки выключателей; трансформаторы (АТ); компенсирующие и регулирующие устройства; постоянная часть затрат; ПА.

В показатели стоимости ПС включены также стационарные устройства для ревизии трансформаторов (500 кВ и выше) и затраты на внешние инженерные сети (дороги, водопровод и др.) в объемах, предусмотренных «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»

Базисные показатели стоимости ПС приведены без учета НДС, соответствуют нормальным условиям строительства и учитывают все затраты производственного назначения, а так же затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы. Базисные показатели стоимости ПС приведены в табл. П2.14 и П2.15 для наиболее распространенных типов ПС с использованием элегазового оборудования.

При составе основного оборудования и количестве отходящих ВЛ, отличающихся от указанных в табл. П2.14 и П2.15, а также при расширении и реконструкции ПС оценку стоимости сооружения ПС следует корректировать с учетом конкретных данных, а при их отсутствии - по данным табл. П2.17-П2.20.

Для определения полной стоимости ПС к базисным показателям добавляется стоимость постоянного отвода земли. Стоимость постоянного отвода принимается с учетом расчетных значений площади земельного участка под ПС и рекомендаций общей части. Площадь постоянного отвода земли зависит от схемы электрических соединений, исполнения и компоновки ПС. При использовании типовых схем электрических соединений и оборудования отечественного производства примерная площадь постоянного отвода земли может быть принята по данным табл. П2.16.

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

- отдельные ячейки выключателей;
- трансформаторы (АТ);
- компенсирующие и регулирующие устройства;
- постоянная часть затрат;
- ПА;
- затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по пп. 1-5):

- 1,5-2,0% - временные здания и сооружения; 8,5-9,0% - прочие работы и затраты;
- 1,0-1,2% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10,0-11,0% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Суммируя все затраты и добавив к полученному итогу стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, получаем необходимый объем капитальных вложений на строительство ПС.

4.3.1. Распределительные устройства

Показатели стоимости ОРУ 35-220 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы.

Стоимость ячейки ОРУ 35-220 кВ с количеством выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. П2.17.

4.3.2. Трансформаторы

Показатели стоимости ячейки трансформатора (АТ) учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке, гибкие связи трансформаторов и др.), материалы, строительные и монтажные работы. Стоимости ячейки трансформаторов 35-220 кВ приведены в табл. П2.18-П2.19.

4.3.3. Постоянная часть затрат

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство СН ПС, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. П2.19). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС.

При осуществлении реконструкции (расширения) ПС постоянная часть затрат может быть принята (в % от значений, приведенных в П2.19):

- 15-20% при установке второго трансформатора, выключателя или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;

- 40-60% при переустройстве ОРУ или замене РУ.

4.3.4. Противоаварийная автоматика

При определении стоимости ПС напряжением 220 кВ и выше должны быть учтены затраты на организацию ПА, приведенные в табл. П2.20.

4.4. Затраты на демонтаж оборудования, конструкций и линий электропередачи

В настоящее время и ближайшие годы значительный объем капитальных вложений будет направлен на реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ и ПС, которые были построены 30-40 лет назад. При осуществлении реконструкции и технического перевооружения возникает необходимость демонтажа оборудования ПС и опор, проводов и грозозащитных тросов ВЛ.

Демонтаж оборудования ПС - разборка оборудования со снятием его с места установки и (в необходимых случаях) консервацией с целью перемещения на другое место или с целью замены новым оборудованием в период реконструкции, расширения или технического перевооружения предприятий, зданий и сооружений. При этом разборка оборудования со снятием или без снятия с места установки для выполнения ремонта к демонтажу оборудования не относится.

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» - МДС 81-37.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается).

Стоимость монтажа оборудования принята в соответствии с «Федеральными единичными расценками на монтаж оборудования» 2001 г., сборник №8 м «Электротехнические установки».

Коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования установлены исходя из дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования:

- оборудование подлежит дальнейшему использованию со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервацией с целью длительного или кратковременного хранения - 0,7;

- оборудование подлежит дальнейшему использованию без необходимости хранения (перемещается на другое место установки и т. п.) - 0,6;

- оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) с разборкой и резкой на части - 0,5;

- то же без разборки и резки - 0,3.

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций приведена в табл. 4.1.

Стоимость работ по демонтажу ВЛ 35-330 кВ включает в себя затраты по демонтажу опор ВЛ (железобетонных и стальных), а также проводов и грозозащитных тросов.

Затраты на демонтаж опор ВЛ 35-330 кВ рассчитаны в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж конструкций, изложенном в «Указаниях по применению Федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы (ФЕР-2001)» - МДС 81-36.2004.

Затраты на работы по демонтажу проводов и грозозащитных тросов для ВЛ 35-330 кВ определены в соответствии с общими указаниями, приведенными в сборнике ФЕРм-2001 №33 «Линии электропередачи» - ФЕРм 81-02-33-2001.

Согласно перечисленным выше указаниям затраты на демонтажные работы определяются по соответствующим единичным расценкам (ФЕРм 81-02-33-2001) на установку опор, подвеску проводов и тросов без учета стоимости материальных ресурсов. При этом к затратам на оплату труда рабочих-строителей, эксплуатацию строительных машин и механизмов применяются следующие коэффициенты:

- при демонтаже железобетонных опор ВЛ - 0,8;

- при демонтаже стальных опор ВЛ - 0,7;

- на демонтаж трех проводов ВЛ 35-220 кВ - 0,75;

- на демонтаж грозозащитных тросов - 0,65.

Стоимость демонтажных работ по ВЛ 35-220 кВ приведена в табл. 4.2.

Таблица 4.1

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций

Наименование оборудования	Затраты на демонтаж оборудования, тыс. руб.			
	подлежащего дальнейшему использованию		не подлежащего дальнейшему использованию	
	к = 0,7	к = 0,6	к = 0,5	к = 0,3
Трансформаторы и автотрансформаторы				
10000-40 000 кВА, 35 кВ	13,2	11,3	9,4	5,7
2500-16000 кВА, 110 кВ	14,0	12,0	10,0	6,0
25000-80 000 кВА, 110 кВ	20,8	17,8	14,8	8,9
25000-160 000 кВА, 220 кВ	34,4	29,4	24,5	14,7
200000-250 000 кВА, 220 кВ	39,3	33,7	28,1	16,8
Выключатели воздушные				
220 кВ	16,6	14,2	11,9	7,1

Окончание табл. 4.1

Наименование оборудования	Затраты на демонтаж оборудования, тыс. руб.			
	подлежащего дальнейшему использованию		не подлежащего дальнейшему использованию	
	к = 0,7	к = 0,6	к = 0,5	к = 0,3
Выключатели масляные				
35 кВ	1,9	1,6	1,4	0,8
110 кВ	2,0	8,5	7,1	4,3
220 кВ	15,0	12,9	10,7	6,4
Металлические конструкции под оборудование				
Металлические конструкции, т	1,5	1,3	1,1	0,7

Таблица 4.2

Стоимость демонтажа ВЛ 35-330 кВ

Наименование элементов	Единица измерения	Стоимость демонтажных работ, тыс. руб.
Опоры железобетонные центрифугированные:	1 $м^3$ опор	
а) промежуточные, свободностоящие, одностоечные:		
одноцепные		0,55
двухцепные		0,71
б) анкерно-угловые, одноцепные на оттяжках, одностоечные		1,36
Опоры стальные:	1 т опор	
а) промежуточные, свободностоящие, одностоечные		1,97
б) промежуточные, на оттяжках, одностоечные		3,21
в) анкерно-угловые, свободностоящие, одностоечные		2,24
Провода и грозозащитные тросы:	1 км линии (3 провода)	
а) демонтаж проводов ВЛ 35 кВ сечением до 120 $мм^2$ без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:		
до 1 км		7,45
свыше 1 км		6,22
б) демонтаж проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 $мм^2$ без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:		
до 1 км		7,69
свыше 1 км		6,36
в) демонтаж проводов ВЛ 220 кВ сечением свыше 240 $мм^2$ без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:		
до 1 км		12,11
свыше 1 км		9,83
г) демонтаж одного грозозащитного троса ВЛ 35—220 кВ без пересечений с препятствиями	1 км линии	1,47
д) демонтаж двух грозозащитных тросов ВЛ 35-220 кВ без пересечений с препятствиями		2,72

4.5. Методика расчета стоимости строительства подстанции

Расчет стоимости строительства ВЛ ведется в следующем порядке с учетом повышающих зональных коэффициентов табл. П2.2 [11, 18]:

1. Базисная стоимость силовых трансформаторов в ценах 2000 г. (табл. П2.18).
2. Стоимость выключателей ВН, СН, НН (табл. П2.17).
3. Затраты, связанные с монтажом и наладкой устройств противоаварийной автоматики для ПС напряжением 220 кВ и выше (цены 2000 г., табл. П2.20).
4. Определение постоянной части затрат (табл. П2.21)
5. Затраты в текущем уровне цен суммируются.
6. Стоимость строительства ПС с учетом затрат, сопутствующих строительству - 21%.
7. Стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство подстанции (цены 2000 г., табл. П2.16).
8. Определение стоимости строительства ПС с учетом затрат на отвод земли.
9. Пересчет стоимости затрат на строительство ПС в индексах цен текущего года (табл. П2.1).

4.5.1. Пример решения задачи

Рассчитать стоимость сооружения ПС 110 кВ, если исходные данные приведены в табл. 4.3:

Таблица 4.3

Исходные данные для расчета стоимости строительства подстанции

1. Общая характеристика района размещения подстанции		
1.1.	Месторасположение ПС	Поволжье
1.2.	Рельеф площадки ПС	Равнинный
1.3.	Грунты	Суглинки
2. Технические показатели ПС		
2.1.	Мощность трансформаторов	16 МВА
2.2.	Тип и количество трансформаторов	2×ТДН-16000/110
2.3.	Главные схемы электрических соединений	Одинарная секционированная
2.4.	Количество присоединений на стороне ВН	6
2.5.	ЗРУ-10 кВ - 2-х секционное, рассчитанное на установку 22 ячейки вакуумных выключателей	
2.6.	Количество отходящих линий - 4 ВЛ	
2.7.	ПА принята при количестве присоединений 110 кВ более двух	

Расчет затрат на строительство сводится в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Расчет затрат на строительство ПС (в базисных ценах 2000 г.)

Составляющие затрат	Номер приложения	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Стоимость силовых трансформаторов	П2.2; П2.18	2·4100·1	8200
Стоимость ячеек 110 кВ	П2.2; П2.17	6·7000·1	42000
Стоимость ячеек 10 кВ	П2.2; П2.17	22·160·1	3520
Противоаварийная автоматика	П2.2; П2.20	0	0
Постоянная часть затрат	П2.2; П2.19	11000·1	11000
Итого			64720
Стоимость строительства ПС с учетом сопутствующих затрат	21%	1,21·64720	78311,2
Стоимость постоянного отвода земельного участка (ОРУ и ЗРУ)	П2.2; П2.16; П2.3	(0,5·6+0,5)·40·1	140
Всего			78451,2

В ценах на 01.01.2011 г. стоимость строительства ПС 110 кВ составит:

$$78451{,}2 \cdot 5{,}394 = 423165{,}77 \text{ тыс. руб.},$$

где 5,394 - индекс цен по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на начало 2011 г. по отношению к уровню цен 2000 г. (табл. П2.1).

4.6. Методика расчета стоимости строительства воздушных линий электропередачи

Расчет стоимости строительства ВЛ ведется в следующем порядке [10, 18]:

1. Базисная стоимость ВЛ в ценах 2000 г. (табл. П2.4).

2. Затраты на вырубку и подготовку просеки (цены 2000 г., табл. П2.7).

3. Затраты на устройство лежневых дорог (цены 2000 г., табл. П2.7).

4. Дополнительные затраты, учитывающие усложняющие условия строительства с учетом поправочных коэффициентов к базисным показателям (цены 2000 г., табл. П2.8).

5. Базисная стоимость концевых устройств (цены 2000 г., табл. П2.17).

6. Затраты, связанные с монтажом и наладкой устройств противоаварийной автоматики для ВЛ напряжением 220 кВ и выше (цены 2000 г., табл. П2.20).

7. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ (цены 2000 г., табл. П2.3, П2.6).

8. Затраты в текущем уровне цен суммируются.

9. К полученной сумме затрат добавляются затраты на проектно-изыскательные работы, благоустройство, временные здания и сооружения, прочие работы.

4.6.1. Пример решения задачи

Рассчитать стоимость строительства линий электропередачи, если ВЛ 110 кВ предназначена для усиления внешнего электроснабжения энергоузла и прокладывается между ГЭС и ПС энергоузла, исходные данные для расчета приведены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Исходные данные для расчета строительстве стоимости строительства ВЛ

1. Общая характеристика района прохождения ВЛ		
1.1.	Месторасположение ВЛ	Урал
1.2.	Длина ВЛ	80 км.
1.3.	Залесенность трассы (от общей длины)	5 км.
1.4.	Рельеф местности	Равнинный
1.5.	Обустройство лежневых дорог	5 км
1.6.	Под опоры ВЛ изымаются земли	сельхозугодий
2. Технические показатели ВЛ		
2.1.	Количество цепей	2
2.2.	Характеристика опор	Одностоечная
2.3.	Материал опор	Железобетон
2.4.	Марка и сечение проводника	АС-240/32
2.5.	Нормативный скоростной напор ветра	400
2.6.	Противоаварийная автоматика принята для ПС с ВН 110 кВ при количестве присоединений до двух	
2.7.	Концевые устройства предусматривают установку по одному комплекту элегазовых выключателей с каждой стороны ВЛ	

Расчет затрат на строительство ВЛ сведем в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Расчет затрат на строительство ВЛ (в базисных ценах 2000 г.)

Составляющие затрат	Номер приложения	Расчет затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента ($K_{тер}$)	П2.2; П2.4	$80 \cdot 1440 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2$	138,24
Вырубка просеки с учетом $K_{тер}$	П2.2; П2.7	$5 \cdot 95 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2$	0,57
Устройство лежневых дорог с учетом $K_{тер}$	П2.2; П2.7	$5 \cdot 370 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2$	2,22
Установка выключателей по концам ВЛ с учетом $K_{тер}$	П2.2; П2.17	$2 \cdot 7000 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2$	16,8
Противоаварийная автоматика с учетом $K_{тер}$	П2.20	0	0
Итого			157,83
Стоимость постоянного отвода земельного участка	П2.3; П2.6	$80 \cdot 20 \cdot 10^{-6} \cdot 35$	0,056
Стоимость строительства ВЛ, всего			157,886

В ценах на 01.01.2011 г. стоимость строительства ВЛ 110 кВ составит:

$$157,886 \cdot 5,394 = 851,637 \text{ млн. руб.},$$

где 5,394 - индекс цен по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на начало 2011 г. по отношению к уровню цен 2000 г. (табл. П2.1).

Т.о., стоимость сооружения 1 км ВЛ 110 кВ составляет 10,645 млн. руб.

5. УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Надежность электроснабжения является важнейшим критерием при оценке разрабатываемых и реконструируемых объектов электроэнергетики.

Поэтому применительно к систем электроснабжения «надежность электроснабжения» - это способность электрической сети снабжать присоединенных к ней потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствии с заданным графиком нагрузки.

Работоспособность участка сети определяется надежностью и параметрами, входящих в ее состав элементов (трансформаторов, ЛЭП, коммутационной аппаратурой и т.д.). В случае отказа отдельных элементов сети может произойти отказ участка сети, приводящий к нарушению электроснабжения потребителей; полное прекращение питания; частичное прекращение электроснабжения отдельных электроприемников; отклонения напряжения от допустимых норм.

Т.о., отказ отдельного элемента может привести к отключению неотказавших элементов и коммутационных устройств. Поэтому структурная схема надежности отличается от электрической и ее построение является важным этапом оценки надежности объектов электроэнергетики.

Основным способом повышения надежности систем электроснабжения является введение избыточности, которая имеет следующие формы:

- резервирование, т.е. повышение надежности за счет структурной (дублирование элементов), функциональной (дублирование функциональных связей), временной (предоставления дополнительного времени для выполнения задания), информационной избыточностей;

- совершенствование схемно-конструктивных решений и качества применяемых электротехнических изделий;

- применение системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования;

- разработка и внедрение автоматизированных систем контроля и управления процессами в электроэнергетических системах.

5.1. Основные этапы расчета надежности:

- составить математическое описание явлений, связанных с ненадежной работой оборудования;

- принять некоторые характеристики в качестве меры надежности;

- составить математическую модель для расчета;

- показать адекватность этой модели рассматриваемым процессам.

5.2. Показатели надежности электрических сетей

Показателем надежности называется величина, характеризующая одно или несколько свойств, определяющих надежность системы [22, 23, 4].

В качестве показателей надежности, количественно характеризующих надежность участка сети и ее элементов, рекомендуется использовать:

1. Параметр потока отказов ω, т.е. среднее количество отказов в единицу времени, отнесенное к одному элементу, отказ/год. Для линий электропередачи параметр потока отказов может относиться к 1 км линии и измеряться величиной [отказ/км·год];

2. Среднее время восстановления (аварийного ремонта) $T_в$, [год/отказ];

3. Параметр потока преднамеренных (плановых) отключений $\omega_п$, [простой/год];

4. Средняя продолжительность одного преднамеренного отключения $T_{\text{п}}$, [год/простой];

5. Коэффициент готовности (вероятность работоспособного состояния в промежутках между плановыми ремонтами) $К_{\text{г}}$, [о.е.];

6. Вероятность вынужденного простоя (вероятность неработоспособного состояния в промежутках между плановыми простоями) $К_{\text{в}}$, [о.е.];

7. Вероятность безотказной работы (вероятность того, что в пределах заданного времени или наработки не произойдет отказ) $P(t)$, [о.е.]. Вероятность безотказной работы применяется для невосстанавливаемых систем. Для электрических сетей его рекомендуется использовать до первого отказа, при этом время t принимается равным одному году.

В табл. П3.1-2 приведены усредненные данные по указанным показателям для элементов электроэнергетических систем и сетей.

5.3. Расчет показателей надежности электрических сетей

Для расчета показателей надежности электроснабжения нагрузочного узла анализируется схем замещения сети на участке между источником питания и рассматриваемым узлом. В схеме последовательно соединяются элементы, отказ любого из которых вызывает простой всей данной ветви, а параллельно соединяются ветви, отключение любой из которых не приводит к отключению других. В последовательную цепь кроме элементов данной ветви вводятся такие смежные выключатели, повреждение которых с развитием аварии приведет к отключению участков сети, например выключатели всех присоединений секций шин, к которым подключается анализируемая цепь.

При проектировании для расчета надежности сети может составляться структурная схема надежности, состоящая только из ВЛ, трансформаторов, выключателей.

Для расчета других показателей вначале необходимо определить коэффициенты вынужденного и преднамеренного (планового) простоев:

$$K_{\text{в}} = \omega \cdot T_{\text{в}}; \tag{5.1}$$

$$K_{\text{п}} = \omega_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}, \tag{5.2}$$

где ω - параметр потока отказов, отказ/год;

$\omega_{\text{п}}$ - средняя частота преднамеренных отключений, простой/год;

$T_{\text{в}}$ - среднее время восстановления, год/отказ;

$T_{\text{п}}$ - среднее время преднамеренных отключений, год/простой.

Кроме того могут потребоваться такие показатели, как коэффициенты ограничения мощности:

$$\varepsilon_{\text{в}} = \frac{P_{\text{а.откл}}}{P_{\max}}; \tag{5.3}$$

$$\varepsilon_{\text{п}} = \frac{P_{\text{п.откл}}}{P_{\max}}, \tag{5.4}$$

где $P_{\text{а.откл}}$, $P_{\text{п.откл}}$ - отключаемая часть нагрузки на время устранения аварийных повреждений и при проведении плановых ремонтов электрических сетей;

$P_{\max}$ - наибольшая потребляемая мощность.

При полном перерыве электроснабжения $\varepsilon_{в} = \varepsilon_{п} = 1$.

В очередь элементы системы электроснабжения могут соединять последовательно, параллельно и смешанно.

5.4. Эквивалентирование структурных схем надежности электрических сетей

5.4.1. Последовательное соединение элементов

Структурная схема надежности при последовательном соединении выглядит следующим образом [22, 23]:

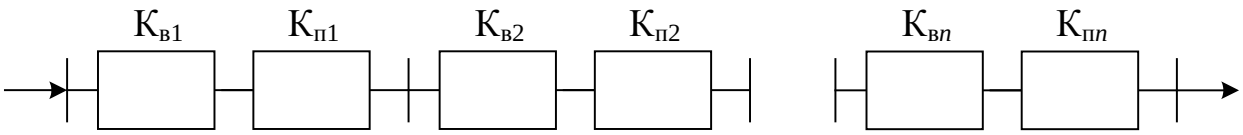


Рис. 5.1. Структурная схема надежности при последовательном соединении элементов

$$\omega = \sum_{i=1}^{n} \omega_i \,, \tag{5.5}$$

$$K_{в} = \sum_{i=1}^{n} K_{вi} \,, \tag{5.6}$$

$$K_{п} = \max\{K_{пi}\} \,, \tag{5.7}$$

где i=1, 2, …, n – порядковый номер элементов сети в последовательной цепочке.

При определении $K_{п}$ следует полагать, что плановые ремонты элементов, включенных в последовательную цепь, выполняются одновременно.

Поскольку отказ любого элемента цепи приводит к полному отключению потребителей, то в этом случае $\varepsilon_{в} = \varepsilon_{п} = 1$.

Коэффициент готовности для последовательной цепи определяется:

$$K_{г} = \frac{1 - (K_{п} + K_{в})}{1 - K_{п}} \,, \tag{5.8}$$

а вероятность безотказной работы в течение года по выражению:

$$P(t) = e^{-\omega} \,. \tag{5.9}$$

5.4.2. Параллельное соединение элементов

Структурная схема надежности при параллельном соединении выглядит следующим образом:

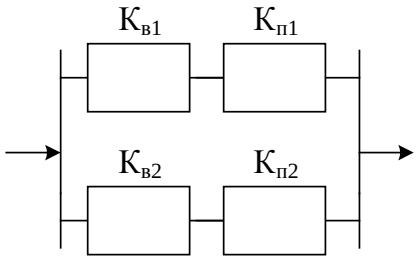


Рис. 4.2. Структурная схема надежности при параллельном соединении элементов

Параметр потока отказов при таком соединении:

$$\omega = \omega_1 \cdot K_{в2} + \omega_2 \cdot K_{в1}. \tag{5.10}$$

Коэффициент вынужденного простоя при параллельном соединении элементов:

$$K_в = K_{в1} \cdot K_{в2} + K_{в1} \cdot K_{п2} + K_{в2} \cdot K_{п1}. \tag{5.11}$$

В этом выражении первое слагаемое характеризует наложение отказа одного элемента на отказ другого элемента, а второе и третье слагаемые – наложение отказа одного элемента на планово-предупредительный ремонт другого.

При отсутствии ограничений пропускной способности в параллельных цепях, т.е. когда каждая цепь рассчитана на максимальную нагрузку, $K_п$=0, $\varepsilon_п = 0$, то

$$K_в = K_{в1} \cdot K_{в2}. \tag{5.12}$$

Коэффициент готовности:

$$K_г = 1\text{-}K_в. \tag{5.13}$$

а вероятность безотказной работы в течение года по выражению:

$$P(t) = e^{-\omega}. \tag{5.14}$$

5.4.3. Последовательно-параллельное соединение элементов

Структурная схема надежности при смешанном соединении выглядит следующим образом:

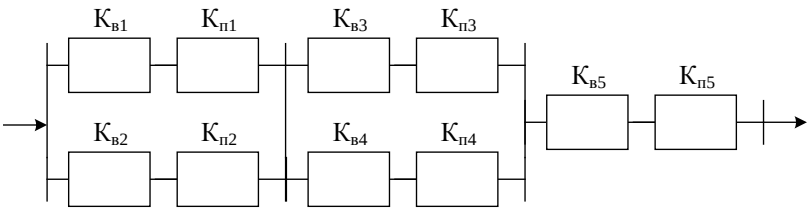


Рис. 4.3. Структурная схема надежности при смешанном соединении элементов

Примем исходное условие: параллельные элементы взаимно резервируют друг друга. В этом случае $K_{п1} = K_{п2} = K_{п3} = K_{п4} = 0$ и $\varepsilon_{п} = 0$.

Коэффициенты вынужденного простоя для параллельных элементов будут определяться по формулам:

$$K_{в6} = K_{в1} \cdot K_{в2}; \quad K_{в7} = K_{в3} \cdot K_{в4}. \tag{5.15}$$

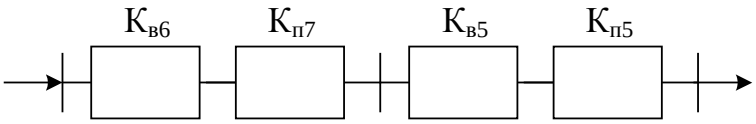


Рис. 5.4. Структурная схема надежности при смешанном соединении элементов

Коэффициент вынужденного простоя для схемы рис. 4 определяется по выражению

$$K_{в} = K_{в6} + K_{в7} + K_{в5}. \tag{5.16}$$

При рассмотрении двухцепных линий электропередачи могут возникнуть различные ситуации, связанные с возможным выходом из строя обеих цепей, взаимным наложением аварии одной цепи на аварию другой. Может иметь место также ограничение по пропускной способности.

Кроме того на некоторых участках сети может оказаться множество параллельных ветвей (3, 4 и более). Вероятность выхода из строя такого участка не велика, и при отсутствии ограничений по мощности такой участок может быть исключен из рассмотрения.

Основные преобразования структурных схем приведены в[24, 25].

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕРОЯТНОГО УЩЕРБА ОТ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ущерб от возможных внезапных перерывов электроснабжения при аварийных отключениях электрической сети следует учитывать при рассмотрении нескольких альтернативных вариантов организации электроснабжения, отличающихся по надежности, или при оценке мероприятий по повышению надежности. К вопросу оценки ущерба от преднамеренных отключений электрической сети следует подходить дифференцированно, поскольку в большинстве случаев потребители предупреждаются о времени и продолжительности отключений и могут принять соответствующие меры по недопущению дополнительных потерь.

Перерывы в электроснабжении могут привести к недоотпуску и порче продукции, нарушению и прекращению технологических процессов, отрицательному влиянию на состояние животных.

В практике проектирования электрических сетей оценке ущерба обычно уделяется недостаточное внимание. Чаще всего рассматриваются такие показатели как сечение проводов ЛЭП, мощность ТП и т.д. Практически не рассматривается эта характеристика и в договорах на электроснабжение потребителей.

При расчетах ущерба от перерывов электроснабжения удобно использовать такой показатель как средний вероятный ущерб, отнесенный к 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии. При этом необходимо располагать среднестатистическими значениями продолжительности отключений в расчете на 1 км линии и 1 ТП.

В результате аналитическое выражение для определения ущерба будет иметь вид:

$$У = y_0 \cdot W_{п.э.}, \qquad (6.1)$$

где y_0 – удельный ущерб от недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии;

$W_{п.э}$ – количество недоотпущенной электроэнергии за время перерывов электроснабжения потребителей.

Удельный ущерб учитывает ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю и ущерб энергосистемы, вызываемый недоиспользованием оборудования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы.

В настоящее время в России отсутствуют рекомендации регулирующих органов по величине удельной стоимости компенсации ущерба. В зарубежной практике такой показатель регламентируется на уровне 2…4,5 долл/кВт·ч. При проведении технико-экономических расчетов электрических сетей до установления экономически обоснованной величины удельных потерь Правительство РФ рекомендует с учетом зарубежного опыта этот коэффициент принимать равным 1,5 … 4 долл/кВт·ч, т.е. в ценах 2009 г. это будет 50 … 140 руб./кВт·ч. Для конкретных потребителей величины удельных ущербов приведены в табл. П4.1.

Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба от перерывов электроснабжения в электрических сетях общего использования с различным составом потребителей.

Вместе с тем, значительное влияние перерывов электроснабжения на эффективность работы технологических установок приводит к тому, что в практике взаимоотношений энергоснабжающих организаций и потребителей все большее использование находят договорные отношения. При таком подходе потребитель выбирает необходимый уровень надежности и возмещает соответствующие затраты на проведение мероприятий по бесперебойной подаче электроэнергии.

В случае невыполнения договорных обязательств энергоснабжающая организация уплачивает штраф.

Объем недоотпуска электроэнергии за время перерывов в электроснабжении зависит от потребляемой мощности и продолжительности перерывов.

Для проектируемой сети он складывается из величин недоотпущенной электроэнергии по отдельным участкам сети в связи с авариями и плановыми отключениями:

$$W_{\text{п.э.}} = \sum_{z=1}^{Z} P_z \cdot k_{oz} \cdot \tau_{\text{пz}}, \qquad (6.2)$$

где Z – количество расчетных участков сети;

P_z – мощность трансформаторных подстанций по z-му участку сети, кВт;

k_{oz} – коэффициент одновременности включения электроприемников по z-му участку сети (при отсутствии реальных данных $k_{oz} = 0{,}6$);

$\tau_{\text{пz}}$ – суммарная продолжительность отключений за год по z-му участку сети, ч.

В общем случае для системы электроснабжения суммарную продолжительность отключений во всех элементах сети за год можно определить по формуле:

$$\tau_{\Sigma} = \tau_{\text{п.л.}} + \tau_{\text{р.л.}} + \tau_{\text{п.п.}} + \tau_{\text{п.н.}}, \qquad (6.3)$$

где $\tau_{\text{п.л.}} = \Delta\tau_{\text{п.л.}} \cdot l_{\text{п.л.}}$ длительность перерывов питания в питающих линиях 110, 35 кВ, ч;

$\tau_{\text{р.л.}} = \Delta\tau_{\text{р.л.}} \cdot l_{\text{р.л.}}$ – длительность перерывов питания в распределительных линиях, ч;

$\tau_{\text{п.п.}}$ – длительность перерывов питания при отказе трансформаторных подстанций, ч;

$\tau_{\text{п.л.}} = \Delta\tau_{\text{п.л.}} \cdot l_{\text{п.л.}}$ – длительность перерывов из-за отключений низковольтной сети, ч;

$\tau_{\text{п.н.}} = \Delta\tau_{\text{п.н.}} \cdot l_{\text{п.н.}}$ – среднестатистические годовые удельные продолжительности отключений на 1 км линии, соответственно в питающих, распределительных и низковольтных сетях, ч/км (табл. П3.1);

$l_{\text{п.л.}}$, $l_{\text{р.л.}}$, $l_{\text{н.л.}}$ – длина питающей, распределительной и низковольтной линий электропередачи, км.

7. ВЫБОР ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

7.1. Задание на работу

Спроектировать наиболее экономичную электрическую сеть, питающую подстанцию 220/10 кВ.

Содержание работы:

1. Выбрать два независимых источника питания, при условии, что потребитель получает от них одинаковую мощность.

2. Выбрать сечение и число проводников от источников до подстанции.

3. Оценить величину ущерба от перерыва электроснабжения.

4. Рассчитать капитальные вложения в сооружение питающих линий и подстанции.

5. Определить приведенные затраты.

6. Рассчитать срок окупаемости проекта.

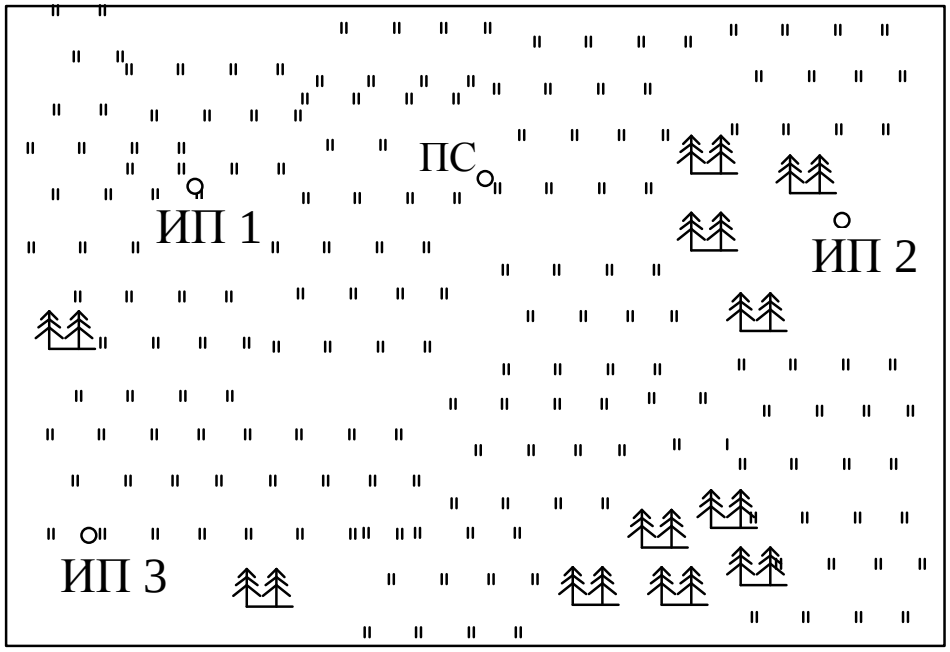
7. Определить оптимальную схему электрической сети.

Исходные данные для расчета приведены в твбл. 7.1

Таблица 7.1

Исходные данные для расчета

1. Общая характеристика района размещения подстанции и ЛЭП		
1.1.	Месторасположение ПС и ВЛ	Северо-Западный район
1.2.	Рельеф местности	Равнинный
1.3.	Грунты территории ПС	Суглинки
1.4.	Номинальное напряжение, кВ	220
1.5	$T_{нб}$, ч	8700 ч
1.6	cos φ	0,82
1.7	Стоимость потерь электроэнергии β, руб./кВт·ч	2,82
2. Технические показатели ВЛ		
2.1.	Длина ВЛ	См. рис. 7.1
2.2	Характеристика опор	Свободностоящие
2.3	Материал опор	Железобетон
2.4	Марка проводника	АС
2.5	Нормативный скоростной напор ветра	400
3. Технические показатели ПС		
3.1.	Мощность нагрузки, МВА	110
3.2	Мощность транзита, МВА	150
3.3.	Тип и количество трансформаторов	2×ТРДН-63000/220
3.4.	Главные схемы электрических соединений	Две рабочие системы шин
3.5.	Количество присоединений на стороне ВН	10
3.6.	ЗРУ-10 кВ - 4-х секционное, рассчитанное на установку 30 ячеек вакуумных выключателей	
3.7.	Количество транзитных линий - 8 ВЛ	
3.8.	ПА принята при количестве присоединений 220 кВ более двух	



Условные обозначения:

Наименование	Условное обозначение
Лесистая местность	
Равнина	
Болотистая местность	
Гористая местность	

Масштаб: 1:25 км

Рис. 7.1. Топографическая карта местности

7.2. Расчет мощности понизительной подстанции

Для расчета потокораспределения от одного из источников питания (ИП) до ПС, необходимо определить мощность на РУ ВН подстанции ($S_{\text{РУ ВН}}$). Принципиальная однолинейная схема рассматриваемого варианта электроснабжения представлены на рис. 7.2.

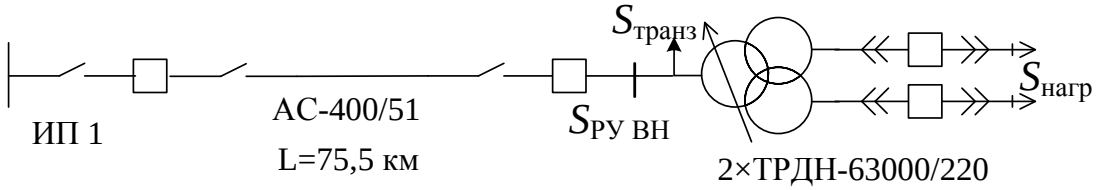


Рис. 7.2. Однолинейная схема

Для определения уточненной величины мощности $S_{\text{РУ ВН}}$, протекающей по линии от источников необходимо определить величину потерь мощности в трансформаторах подстанции по (2.19-2.20). Номинальные параметры трансформаторов, принятых к установке по табл. П1.2 приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Номинальные параметры трансформаторов 220 кВ

Марка трансформатора	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$u_{\text{к}}$, %	$I_{\text{х}}$, %
2×ТРДН-63000/220	230	11	70	265	11,5	0,5

Получим, потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{т}} = 2 \cdot 0{,}07 + 0{,}265 \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{110000}{63000} \right)^2 = 0{,}544 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = 2 \cdot \frac{0{,}5}{100} \cdot 63 + \frac{11{,}5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(110)^2}{63} = 11{,}674 \text{ МВАр}.$$

Таким образом, величины мощности $S_{\text{РУ ВН}}$, протекающей по линии от источников определяется по формуле:

$$S_{\text{РУВН}} = \frac{S_{\text{транз}} + S_{\text{нагр}} + \Delta S_{\text{т}}}{2}. \quad (7.1)$$

Определим величины активной и реактивной мощностей нагрузок подстанции и транзита:

$$P_{\text{транз}} = S_{\text{транз}} \cdot \cos\varphi; \quad (7.2)$$

$$Q_{\text{транз}} = \sqrt{S_{\text{транз}}^2 - P_{\text{транз}}^2}; \quad (7.3)$$

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}} \cdot \cos\varphi; \quad (7.4)$$

$$Q_{\text{нагр}} = \sqrt{S_{\text{нагр}}^2 - P_{\text{нагр}}^2}. \quad (7.5)$$

Получим по (7.2)-(7.5)

$$P_{\text{транз}} = 150 \cdot 0{,}82 = 123 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{транз}} = \sqrt{150^2 - 123^2} = 85{,}855 \text{ МВАр};$$

$$S_{\text{транз}} = 123 + 85{,}855\,j \text{ МВА}$$

$$P_{\text{нагр}} = 110 \cdot 0{,}82 = 90{,}2 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{нагр}} = \sqrt{110^2 - 90{,}2^2} = 62{,}96 \text{ МВАр};$$

$$S_{\text{нагр}} = 90{,}2 + 62{,}959\,j \text{ МВА}.$$

Таким образом, мощность $S_{\text{РУВН}}$ по (7.1):

$$S_{\text{РУВН}} = \frac{123 + 85{,}855\,j + 90{,}2 + 62{,}96\,j + 0{,}544 + 11{,}674\,j}{2} = 106{,}872 + 80{,}244\,j \text{ МВА}$$

$$\left|S_{\text{РУВН}}\right| = 133{,}644 \text{ МВА}.$$

7.3. Выбор сечения и числа проводников от источника питания до подстанции

Наибольший ток, протекающий по линиям от источника питания подстанции, определяется по

$$I_{\text{нб}} = \frac{\left|S_{\text{РУВН}}\right|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (7.6)$$

$$I_{\text{нб}} = \frac{133644}{\sqrt{3} \cdot 230} = 335{,}5 \text{ А}.$$

Сечение проводника определяется по (1.3):

$$F = \frac{335{,}5}{1 \cdot 1} = 335{,}5 \text{ мм}^2,$$

где по табл. П1.1, для голых алюминиевых проводов с $T_{нб}$=8700 ч - $j_{эк} = 1$ А/мм^2; n=1.

Таким образом,, по табл. П1.6 принимаем к установке одноцепную линию с проводом марки АС-400/51, установленную на железобетонных опорах с длительно допустимым током 825 А. Для данной линии принимаем $r_0 = 0{,}075$ Ом/км, $x_0 = 0{,}42$ Ом/км, $b_0 =$ 0,0000027 См/км.

Осуществим проверку выбранного проводника в режиме аварийных перегрузок, т.е. обрыв линии между ПС и одним из источников, по (1.4), получим:

$$I_{max} = 335{,}5 \cdot 2 = 671 \text{ А};$$

$671 \text{ А} < 825 \text{ А}$, таким образом, выбранный проводник проходит в режиме аварийных перегрузок.

7.4. Расчет установившегося режима проектируемой электрической сети

Исходя из задания на курсовую работу, возможны следующие варианты питания рассматриваемой подстанции:

- от ИП1 и ИП2;
- от ИП2 и ИП3;
- от ИП1 и ИП3.

По рис. 7.1 определим длины питающих линий:

- от ИП1 до ПС - 3,02·25=75,5 км;
- от ИП2 до ПС - 3,55·25=88,75 км;
- от ИП3 до ПС - 5,59·25=139,75 км;

Рассмотрим расчет потокораспределения на примере ИП1-ПС, принципиальная однолинейная схема рассматриваемого варианта электроснабжения, а также схема замещения, представлены на рис. 7.2-7.3.

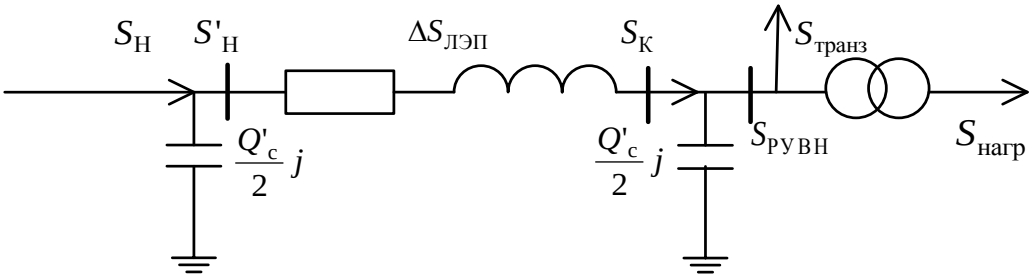


Рис. 7.3. Схема замещения

Осуществим расчет потокораспределения согласно схеме замещения, представленной на рис. 7.3.

Определим зарядную мощность по выражению:

$$Q_c = U^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n; \qquad (7.7)$$

$$Q_{с\ ПС\text{-}ИП1} = U^2 \cdot b_0 \cdot l_{ПС-ИП1} \cdot n = 230^2 \cdot 0{,}0000027 \cdot 75{,}5 \cdot 1 = 10{,}784 \text{ МВар}.$$

Мощность в конце линии:

$$S_{к} = S_{РУ\ ВН} - j\frac{Q_{с}}{2}; \quad (7.8)$$

$$S_{к\,ПС\text{-}ИП1} = 106{,}872 + 80{,}244\,j - j\frac{10{,}784}{2} = 106{,}872 + 74{,}852\,j \text{ МВА};$$

$$\left|S_{к\,ПС\text{-}ИП1}\right| = 130{,}478 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в ЛЭП определяются по формуле:

$$\Delta S_{ЛЭП} = \left(\frac{\left|S_{к}\right|}{U_{ном}}\right)^{2} \cdot (r_0 + jx_0) \cdot \frac{L}{n}; \text{МВА}; \quad (7.9)$$

$$\Delta S_{ЛЭП\,ПС\text{-}ИП1} = \left(\frac{130{,}478}{230}\right)^{2} \cdot (0{,}075 + 0{,}42\,j) \cdot \frac{75{,}5}{1} = 1{,}822 + 10{,}205\,j \text{ МВА}.$$

Мощность в начале линии

$$S'_{н} = S_{к} + \Delta S_{ЛЭП}; \quad (7.10)$$

$$S'_{н\,ПС\text{-}ИП1} = 106{,}872 + 74{,}852\,j + 1{,}822 + 10{,}205\,j = 108{,}694 + 85{,}057\,j \text{ МВА}.$$

Мощность в начале линии с учетом зарядной мощности

$$S_{н} = S'_{н} - j\frac{Q_{с}}{2}; \quad (7.11)$$

$$S_{н\,ПС\text{-}ИП1} = 108{,}694 + 85{,}057\,j - j\frac{10{,}784}{2} = 108{,}694 + 79{,}665\,j \text{ МВА}.$$

Расчет потокораспределения для всех возможных участков сети сведем в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Результаты расчета потокораспределения

Параметр	ПС-ИП1	ПС-ИП2	ПС-ИП3
$Q_{с}$, МВАр	10,784	12,676	19,96
$S_{к}$, МВА	106,872+74,852j	106,872+73,906j	106,872+70,264j
$\left\|S_{к}\right\|$, МВА	130,478	129,937	127,901
$\Delta S_{ЛЭП}$, МВА	1,822+10,205j	2,124+11,897j	3,241+18,151j
$S'_{н}$, МВА	108,694+85,057j	108,996+85,803j	110,113+88,414j
$S_{н}$, МВА	108,694+79,665j	108,996+79,465j	110,113+78,434j

7.5. Расчет капитальных вложений в строительство подстанции и воздушной линии электропередач

7.5.1. Расчет капитальных вложений в строительство ПС

Расчет затрат сведен в табл. 7.4 [18].

Таблица 7.4

Расчет затрат на строительство ПС (в базисных ценах 2000 г.).

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Стоимость силовых трансформаторов	2·14700·1	29400
Стоимость ячеек 220 кВ	11·12500·1	137500
Стоимость ячеек 10 кВ	30·160·1	4800
Противоаварийная автоматика	1200·1	1200
Постоянная часть затрат	52000·1	52000
Итого		224900
Стоимость строительства ПС с учетом сопутствующих затрат	1,21·224900	272129
Стоимость постоянного отвода земельного участка (ОРУ и ЗРУ)	(1,6·11+0,5)·40·1	724
Всего		272853

В ценах на 01.01.2011 г. стоимость строительства ПС 220 кВ составит:

$$K_{ПС} = 272853 \cdot 5{,}394 = 1471769{,}082 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.12)$$

где 5,394 - индекс цен по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на начало 2011 г. по отношению к уровню цен 2000 г.

7.5.2. Расчет капитальных вложений в строительство ВЛ

Расчет затрат сведен в табл. 7.5 [18].

Таблица 7.5

Расчет затрат на строительство ВЛ (в базисных ценах 2000 г.).

Составляющие затрат	ВЛ1: ПС-ИП1		ВЛ2: ПС-ИП2		ВЛ3: ПС-ИП3	
	Расчет затрат	Затраты, млн. руб.	Расчет затрат	Затраты, млн. руб.	Расчет затрат	Затраты, млн. руб.
Стоимость ВЛ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента ($K_{тер}$)	$75{,}5 \cdot 1120 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	93,016	$88{,}75 \cdot 1120 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	109,34	$139{,}75 \cdot 1120 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	172,172
Устройство лежневых дорог и вырубка просеки с учетом $K_{тер}$	$75{,}5 \cdot 370 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	30,729	$(88{,}75 \cdot 370 + +22 \cdot 110) \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	38,783	$139{,}75 \cdot 370 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	56,878
Установка выключателей по концам ВЛ с учетом $K_{тер}$	$1 \cdot 12500 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	13,75	$1 \cdot 12500 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	13,75	$1 \cdot 12500 \cdot \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}1$	13,75
Противоаварийная автоматика с учетом $K_{тер}$	$1{,}1 \cdot 1 \cdot 890 \cdot \cdot 10^{-3}$	0,979	$1{,}1 \cdot 1 \cdot 890 \cdot \cdot 10^{-3}$	0,979	$1{,}1 \cdot 1 \cdot 890 \cdot \cdot 10^{-3}$	0,979
Итого		138,474		162,852		243,779
Стоимость постоянного отвода земельного участка	$75{,}5 \cdot 135 \cdot \cdot 10^{-6} \cdot 35$	0,357	$88{,}75 \cdot 135 \cdot \cdot 10^{-6} \cdot 35$	0,419	$139{,}75 \cdot 135 \cdot \cdot 10^{-6} \cdot 35$	0,66
Стоимость строительства ВЛ, всего		138,831		163,271		244,439
В ценах на 01.01.2011 г. стоимость строительства ВЛ 110 кВ составит($К_{вл}$):	$138{,}831 \cdot \cdot 5{,}394$	748,854	$163{,}271 \cdot \cdot 5{,}394$	880,684	$244{,}439 \cdot \cdot 5{,}394$	1318,504
Т.о., стоимость сооружения 1 км ВЛ 110 кВ составляет	1178,6/75,5	9,919	1121,35 /88,75	9,923	525,98 /139,75	9,435

7.6. Учет фактора надежности при проектирование электрической сети

Осуществим расчет надежности от ПС до ИП1, структурная схема надежности приведена на рис. 7.4.

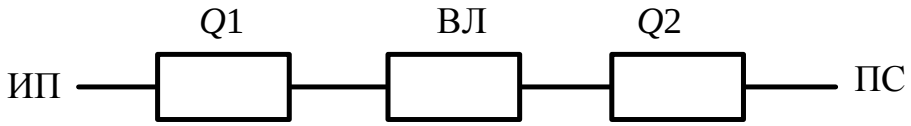


Рис. 7.4. Структурная схема надежности

По табл. П3.1 определим основные показатели надежности элементов:

- элегазовые выключатели 220 кВ : $\omega_{Q1} = 0{,}01$ 1/г; $T_{в\,Q1} = 90$ ч;

- ВЛ на 220 кВ: $\omega_{ВЛ} = 0{,}017$ 1/г; $T_{в\,Q1} = 1{,}6 \cdot 10^{-5}$ лет.

Для расчета эквивалентных показателей расчетной структурной схемы, необходимо учесть длину линии электропередачи:

$$\omega_{ВЛ1} = \omega_{ВЛ} \cdot L_1; \tag{7.13}$$

$$\omega_{ВЛ1} = 0{,}017 \cdot 75{,}5 = 1{,}284 \text{ 1/г}$$

Параметр потока отказов участка сети определяется по формуле:

$$\omega_{экв} = \omega_{ВЛ} + \omega_{Q1} + \omega_{Q2}; \tag{7.14}$$

$$\omega_{экв} = 1{,}284 + 0{,}01 + 0{,}01 = 1{,}304 \text{ 1/г}$$

Среднее время восстановления участка сети определяется по формуле:

$$T_{в\,экв} = \frac{T_{в\,ВЛ} \cdot \omega_{ВЛ} + \omega_{Q1} \cdot T_{в\,Q1} + \omega_{Q2} \cdot T_{в\,Q2}}{\omega}; \tag{7.15}$$

$$T_{в\,экв} = \frac{1{,}284 \cdot 1{,}6 \cdot 10^{-5} + (0{,}01 \cdot 0{,}01 \cdot 2)}{1{,}304} = 0{,}00017 \text{ год.}$$

Суммарная активная мощность участка сети определяется по табл. 7.3:

$$\sum P = P_н = 108{,}694 \text{ МВт.}$$

Ущерб определяется по формуле:

$$У = \sum P \cdot \omega \cdot T_в \cdot 8760 \cdot y_{0\$}; \tag{7.16}$$

где \$-курс доллара, y_0 -величина удельных потерь.

$$У = 108694 \cdot 1{,}304 \cdot 0{,}00017 \cdot 8760 \cdot 1{,}7 \cdot 65 = 23{,}324 \text{ млн. руб.}$$

Аналогичные расчеты для остальных ВЛ сведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Расчет ущерба при проектирование электрической сети

Параметр	ВЛ1: ПС-ИП1	ВЛ2: ПС-ИП2	ВЛ3: ПС-ИП3
$\omega_{ВЛ}$, 1/г	1,284	1,509	2,376
$T_{в\,ВЛ}$, г	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$		
ω_Q, 1/г	0,01		
$T_{в\,Q}$, г	0,01		
$\omega_{экв}$, 1/г	1,304	1,529	2,396
$T_{в\,экв}$, г	0,00017	0,00015	0,0001
$\sum P$, МВт	108,694	108,996	110,113
У, млн. руб.	23,324	24,198	25,538

7.7. Расчет приведенных затрат

Обоснование проектных решений осуществляется по минимуму суммарных затрат при условии что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект. В условиях плановой экономии технико-экономические показатели объекта электроэнергетики оцениваются следующим образом.

Издержки на строительство ПС и ВЛЭП определяются по формуле:

$$И_Р = \frac{a_р + a_о + a_а}{100} \cdot К_{ПС} + \frac{a_р + a_о + a_а}{100} \cdot (К_{ВЛ1} + К_{ВЛ3}); \qquad (7.17)$$

$$И_Р = \frac{2 + 2{,}9 + 4{,}9}{100} \cdot 272853 + \frac{0{,}4 + 0{,}4 + 0{,}8}{100} \cdot (748854 + 1318504) = 59817 \text{ тыс.руб.}$$

Время наибольших потерь определяется по формуле (3.4):

$$\tau = (0{,}124 + \frac{8700}{10^4})^2 \cdot 8760 = 8655{,}2 \text{ ч.}$$

Потери электрической энергии в линиях определяются по формуле (3.3):

$$\Delta W_{ВЛ} = (\Delta P_{ВЛ1} + \Delta P_{ВЛ3}) \cdot \tau;$$

$$\Delta W_{ВЛ} = (1{,}822 + 3{,}241) \cdot 8655{,}2 = 43821{,}3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах определяются по формуле (3.5):

$$\Delta W_{ТР} = 2 \cdot 0{,}07 \cdot 8700 + 0{,}265 \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{110000}{63000}\right)^2 \cdot 8655{,}2 = 4714{,}2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери электрической энергии определяются по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{ВЛ}} = 43821{,}3 + 4714{,}2 = 43821{,}3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери электрической энергии определяются по формуле:

$$\text{И}_{\Delta W_{\Sigma}} = 43821300 \cdot 2{,}82 = 123{,}576 \text{ млн. руб.}$$

Общие издержки определяются по формуле:

$$\text{И} = 59{,}817 + 123{,}576 = 183{,}393 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$\text{К} = \text{К}_{\text{ПС}} + \text{К}_{\text{ВЛ1}} + \text{К}_{\text{ВЛ3}};$$
$$\text{К} = 272{,}853 + 748{,}854 + 1318{,}504 = 2340{,}211 \text{ млн. руб.}$$

Приведенные затраты определяются по формуле (3.1):

$$\text{З} = 0{,}12 \cdot 2340{,}211 + 183{,}393 + 23{,}324 + 25{,}538 = 513{,}08 \text{ млн.руб.})$$

Аналогичные расчеты для остальных вариантов сведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7

Расчет приведенных затрат

Параметр	ПС-ИП1-ИП3	ПС-ИП1-ИП2	ПС-ИП2-ИП3
$\text{К}_{\text{пс}}$, млн. руб.	272,853		
$\text{К}_{\text{вл}}$, млн. руб.	2067,358	1629,538	2199,188
$\text{И}_{\text{Р}}$, млн. руб.	59,817	52,812	61,927
$\Delta P_{\text{ВЛ}}$, МВт	5,063	3,946	5,365
$\Delta W_{\text{ВЛ}}$, МВт·ч	43821,3	34153,4	46435,2
$\Delta W_{\text{ТР}}$, МВт·ч	4714,2		
ΔW_{Σ}, МВт·ч	43821,3	38867,6	51149,4
$\text{И}_{\Delta W_{\Sigma}}$, млн. руб.	123,576	109,607	144,241
И, млн. руб.	183,393	162,419	
К, млн. руб.	2340,211	1902,391	2472,041
У, млн. руб.	48,862	47,522	49,736
З, млн. руб.	513,08	438,23	552,55

В ходе выполненных технико-экономических расчетов и дальнейшего сравнения вариантов было выявлено, что наиболее экономически целесообразный вариант питания подстанции от ИП1 и ИП2 с приведенными затратами в 438,23 млн. руб.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Блок, В.М.** Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов / В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1986. – 430 с.

2. **Васильев, А.А.** Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф Наяшкова. и др.; под ред. А.А. Васильева – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – ISBN 5-283-01020-1.

3. **Веников, В.А.** Электрические системы, т. 2 Электрические сети [Текст]: учеб. пособие для электроэн. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков, Л.А. Солдаткина; под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1971. – 440 с.

4. **Герасименко, А.А.** Передача и распределение электрической энергии [Текст]: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с. – ISBN 978-5-406-00284-1.

5. **Гук, Ю.Б.** Теория надежности в электроэнергетике [Текст]: учеб. пособие для вузов/ Гук Ю.Б. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.: ил. – ISBN 5-283-04432-7

6. **Дубина, И.А.** Проектирование электрических сетей энергетических систем [Текст]: И.А. Дубина, О.В. Буланова, А.В. Хламова. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г. И. Носова, 2012. – 162 с.

7. **Идельчик, В.И.** Электрические системы сети [Текст]: учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.

8. **Караев, Р.И.** Электрические сети и энергосистемы [Текст]: учебник для вузов / Р.И. Караев, С.Д. Волобринский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1978. – 312 с.

9. **Короткевич,** М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть [Текст]: учеб. пособие / М.А. Короткевич. – Минск.: Выш. шк., 2010. – 574 с. – ISBN 978-985-06-1700-2.

10. **Кочкина, А.В.** Методика расчета стоимости строительства воздушных линий электропередачи [Текст]: Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Технико-экономические расчеты в электроэнергетике» для студентов направления подготовки 140400.68 Электроэнергетика и электротехника, профиль Менеджмент в электроэнергетике / А.В. Кочкина. - Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2015. – 14 с.

11. **Кочкина, А.В.** Методика расчета стоимости строительства подстанции [Текст]: Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Технико-экономические расчеты в электроэнергетике» для студентов направления подготовки 140400.68 Электроэнергетика и электротехника, профиль Менеджмент в электроэнергетике / А.В. Кочкина. - Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2015. – 14 с.

12. **Макаров, Е.Ф.** Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ [Текст] В 7 т. Т. 5. / Е .Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус ПРО, 2005. – 624 с.

13. **Неклепаев, Б.Н.** Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.: ил. – (Учебная литература для вузов). – ISBN 5-283-01086-4.

14. **Панова, Е.А.** Постановка задачи выбора оптимальных сечений проводников электрических сетей с использованием уточненной схемы замещения воздушных линий электропередачи [Текст] / Е.А. Панова, А.В. Кочкина // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: в 3 ч. : сборник научных трудов VII Международной научной конференции молодых ученых / коллектив авторов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. — С. 225-228.

15. **Правила** устройства электроустановок [Электронный ресурс]. – 7-е изд. – М.: ЭНАС, 2013. – 552 с. – Режим доступа: http://e.lanbook.com/view/book/38572/ - Загл. с экрана. – ISBN 978-5-4248-0031-3.

16. **Рекомендации** по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Текст] . – М.: ЭНАС, 2004. – 80 с. – ISBN 5-93196-424-X.

17. **СМК-О-СМГТУ-42-09.** Курсовой проект (работа): структура, содержание, общие правила выполнения и оформления [Текст]. – Введ. 2009–11–25. – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ», 2009. 31 с.

18. **Справочник** по проектированию электрических сетей [Электронный ресурс] / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с. – Режим доступа: http://e.lanbook.com/view/book/38546/ - Загл. с экрана. – ISBN 978-5-4248-0049-8.

19. **Справочник** по проектированию электроснабжения [Текст] / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.).

20. **Справочник** по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ [Электронный ресурс] / под ред. Е.Г. Гологорского. – М.: ЭНАС, 2007. – 560 с. – Режим доступа: http://e.lanbook.com/view/book/38547/ - Загл. с экрана. – ISBN 978-5-93196-733-2.

21. **Типовая** инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. РД 34.20.504–94 [Электронный ресурс]. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 200 с. – Режим доступа: http://e.lanbook.com/view/book/38589/ - Загл. с экрана. – ISBN 978-5-4248-0068-9.

22. **Хорольский, В.Я.** Надежность электроснабжения [Текст]: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2014. – 128 с.

23. **Хорольский, В.Я.** Технико-экономические расчеты распределительных электрических сетей [Текст]: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. – М: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2015. – 96 с.

24. **Шеметов, А.Н.** Надежность электроснабжения [Текст]: учеб. пособие / А.Н. Шеметов. – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2007. – 138 с.

25. **Шеметов, А.Н.** Надежность электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение» и направления 140200 «Электроэнергетика»/ А.Н. Шеметов, А.В. Хламова. - М.: ФГУП НТЦ «Информрегистр», 2011. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). – (Учебная литер. для высшего и сред. проф. образ.). – Загл. с этикетки диска. - № Г.Р. 0321102641.

26. **Kornilov, G.P.** The Algorithm of Economically Advantageous Overhead Wires Cross Section Selection Using Corrected Transmission Lines Mathematical Models [Текст] /G.P. Kornilov, E.A. Panova, A.V. Varganova // Procedia Engineering. — 2015. — №129. – С. 951–955.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(обязательное)

Технические показатели элементов электрических сетей

Таблица П1.1

Значение экономической плотности тока, А/мм^2 [16]

Тип проводника	Число часов использования максимума нагрузки, ч		
	1000–3000	3000–5000	более 5000
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Таблица П1.2

Параметры двухобмоточных трансформаторов [14]

Тип	$S_н$, МВ·А	Пределы регулирования	$U_н$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, МВт	$\Delta P_х$, МВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
			ВН	НН						
ТМН-4000/35	4	±6×1,5%	35	6,3; 10,5	7,5	33,5	5,6	0,9	2,6	23
ТМН-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,25	0,8	1,4	14,6
ТДНС-10000/35	10	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	8	60	12	0,75	0,81	10,8
ТДНС-16000/35	16	±8×1,5%	38,5	6,3; 10,5	10	85	17	0,7	0,45	8,4
ТРДНС-25000/35	25	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	10,5	115	25	0,65	0,25	5,1
ТРДНС-32000/35	32	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	12,7	145	29	0,6	0,19	4,8
ТРДНС-40000/35	40	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	12,7	170	36	0,5	0,14	3,9
ТРДНС-63000/35	63	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	12,7	250	50	0,45	0,1	2,5
ТД-10000/35	10	±2×1,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,25	0,6	0,96	11,1

Окончание табл. П1.2

Тип	$S_н$, МВ·А	Пределы регулирования	$U_н$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, МВт	$\Delta P_х$, МВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
			ВН	НН						
ТД-16000/35	16	±2×1,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,25	0,8	0,52	7,4
ТДЦ-80000/110	80	±2×1,5%	121	6,3; 10,5	11	310	85	0,6	0,71	19,2
ТДЦ-125000/110	125	±2×1,5%	121	10,5	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3
ТДН-10000/110	10	±9×1,77%	115	6,6; 11	10,5	58	14	0,9	7,95	139
ТДН-16000/110	16	±9×1,77%	115	6,6; 11	10,5	85	18	0,7	4,38	86,7
ТРДН-25000/110	25	±9×1,77%	115	6,3; 10,5	10,5	120	25	0,65	2,54	55,9
ТРДН-40000/110	40	±9×1,77%	115	6,3; 10,5	10,5	170	34	0,55	1,4	34,7
ТРДН-63000/110	63	±9×1,77%	115	6,3; 10,5	10,5	245	50	0,5	0,87	22
ТРДН-80000/110	80	±9×1,77%	115	6,3; 10,5	10,5	310	58	0,45	0,6	17,4
ТД-80000/220	80	±2×1,5%	242	6,3;10,5	11	315	79	0,45		
ТДЦ-125000/220	125	±2×1,5%	242	10,5	11	380	120	0,55		
ТДЦ-200000/220	200	±2×1,5%	242	13,8	11	660	130	0,4		
ТРДН-32000/220	32	±12×1%	230	6,3; 11	11,5	150	45	0,65		
ТРДН-40000/220	40	±12×1%	230	6,3; 11	11,5	170	50	0,6	5,6	158,7
ТРДН-63000/220	63	±12×1%	230	6,3; 11	11,5	265	70	0,5	3,9	100,7

Таблица П1.3

Параметры трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов [14]

Тип	$S_н$, МВ·А	Пределы регулирования	$U_н$ обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_к$, кВт	$I_х$, %
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
ТДТН-25000/110	25	±9×1,77%	115	11	6,6;11	10,5	17,5	6,5	140	28,5	0,7
ТДТН-40000/110	40	±9×1,77%	115	11	6,6;11	10,5	17,5	6,5	200	39	0,6
ТДТН-63000/110	63	±9×1,77%	115	11	6,6;11	10,5	18	7	290	53	0,55
ТДТН-80000/110	80	±9×1,77%	115	11	6,6;11	10,5	18,5	7	365	64	0,5
ТДТН-25000/220	25	±12×1%	230	38,5	6,6;11	15	20	6,5	130	45	0,9
ТДТН-40000/220	40	±12×1%	230	38,5	6,6;11	11	22	9,5	220	54	0,55
ТДТН-63000/220	63	±12×1%	230	38,5	6,6;11	11	12,5	9,5	220	55	0,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6×2%	230	121	6,6;11	11	35	22	200	37	0,45
АТДЦТН-125000/220/110	125	±6×2%	230	121	6,3; 10,5	11	45	28	315	65	0,4
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6×2%	230	121	6,3; 11	11	32	20	430	105	0,45
АТДЦТН-250000/220/110	250	±6×2%	230	121	6,3; 11	11	32	20	500	120	0,4

Таблица П1.4

Номинальные параметры турбогенераторов [14]

Тип	$P_н$, МВт	$\cos\varphi$	$Q_н$, МВАр	$U_н$, кВ
ТВФ-60-2	60	0,80	45	6,3-10,5
ТВФ-63-2	63	0,80	47	6,3-10,5
ТВФ-100-2	100	0,80	75	10,50
ТВВ-160-2	160	0,85	102	18,00
ТГВ-200-2	200	0,85	124	15,75
ТВВ-220-2	220	0,85	137	15,75

Таблица П1.5

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ [14]

Тип	$S_н$, МВ·А	$U_н$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, МВт	$\Delta P_х$, МВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
		ВН	НН						
ТМ-400/10	400	10	0,23; 0,69; 0,4; 3,15	4,5	5,5–5,9	0,92–1,08	2,1–3,0	3,7	10,6
ТМ-630/10	630	10		5,5	7,6–8,5	1,42–1,68	2,0–3,0	2,12	8,5
ТМ-1000/6	1000	6,3		8	12,2	2,3–2,75	1,5	0,44	2,84
ТМ-1000/10	1000	10		5,5	12,2–11,6	2,1–2,45	1,4–2,8	1,22	5,35
ТМ-1600/10	1600	10		5,5	18	2,8–3,3	1,3–2,6	0,7	3,27
ТМ-2500/10	2500	10		5,5	25–23,5	3,9–4,6	1,0	0,4	2,16

Таблица П1.6

Технические характеристики воздушных линий электропередач
(данные приведены для длины линии 100 км) [13]

$F_{ном}$, мм^2	Кол-d проводов по фазе	Ток допустимый, длительный, А	r_0, Ом/км	35 кВ	110 кВ			220 кВ		
				x_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0\cdot10^{-4}$, См	q_0, МВАр	x_0, Ом/км	$b_0\cdot10^{-4}$, См	q_0, МВАр
70/11	1	265	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	–	–	–
95/16	1	330	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	–	–	–
120/19	1	390	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	–	–	–
150/24	1	450	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	–	–	–
185/29	1	510	16,2	–	41,3	2,75	3,70	–	–	–
240/32	1	605	12,0	–	40,5	2,81	3,75	43,5	2,6	13,9
300/39	1	710	9,8	–	–	–	–	42,9	2,64	14,1
400/51	1	825	7,5	–	–	–	–	42	2,7	14,4
500/64	1	945	6,0	–	–	–	–	41,3	2,74	14,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

(обязательное)

Укрупненные стоимостные показатели элементов электрических сетей и электроэнергетических систем

Таблица П2.1

Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры по отрасли «Электроэнергетика»

(на конец года по отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г) [18]

2007	2008	2009	2010
Капитальные вложения			
4,040	4,790	4,667	5,394
Строительно-монтажные работы			
4,744	5,721	5,277	6,329
Технологическое оборудование			
2,673	3,041	3,159	3,359
Прочие работы			
4,537	5,333	5,662	6,433

Таблица П2.2

Зональные повышающие коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов [18]

Районы	Зональные коэффициенты	
	воздушные линии	подстанции
Европейская часть России (без Урала)	1,0	1,0
Урал	1,1-1,2	1,1-1,2
Поволжье	1,0-1,1	1,0
Западная Сибирь	1,3-1,7	1,3-1,6
Восточная Сибирь	1,4-1,7	1,4-1,6
Дальний Восток	1,3-1,8	1,3-1,7
Северо-Западный	1,0-1,1	1,0-1,2
Северный Кавказ	1,0-1,2	1,0-1,2

Таблица П2.3

Нормативная цена земли в субъектах РФ (на начало 2000 г.) [18]

Районы	Цена земли, руб./м^2
Северо-Запад	
Ленинградская обл.	23-135
Псковская обл.	18-28
Центр	
Московская обл.	40-180
Смоленская обл.	17-102
Поволжье	
Волгоградская обл.	4-40
Саратовская обл.	10-15
Северный Кавказ	
Краснодарский край	7-12

Окончание табл. П2.3

Районы	Цена земли, руб./м^2
Савропольский край	10
Урал	
Курганская обл.	20
Пермская обл.	8
Сибирь	
Новосибирская обл.	4-7
Иркутская обл.	7-25
Дальний Восток	
Камчатская обл.	7

Таблица П2.4

Базисные показатели стоимости ВЛ 35-220 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах [18]

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, шт. ×мм^2	Количество цепей на опоре, шт.	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				Стальные опоры	Железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	870	740
			2	1200	1070
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1280	1150
	Свободностоящие	185-240	1	1100	890
			2	1600	1440
220	Свободностоящие	300	1	1310	1120
			2	2195	-
		400	1	1470	1250
			2	2420	-
220	Двухстоечные свободностоящие	300	1	-	1140
			2	-	2120
		400	1	-	1295
			2		2320

Таблица П2.5

Условия строительства ВЛ, учтенные в базисных показателях стоимости [18]

Усложняющие условия строительства	Относительная длина трассы с данными условиями	
	ВЛ 35-110 кВ	ВЛ 220-330 кВ
III РКУ по гололеду	0,9	0,9
IV РКУ по гололеду	0,1	0,1
Болотистая трасса	–	0,05
Поймы рек	0,02	0,02
Обводненный грунт	0,4	0,4
Косогоры, стесненные условия	0,7	0,7

Таблица П2.6

Площадь постоянного отвода земли для типовых опор ВЛ [18]

Характеристика промежуточной опоры	Напряжение ВЛ, кВ	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м^2	
		Стальные	Железобетонные
Одностоечная	35-110	65-70	35-40
Свободностоящая	220-330	80-115	35-90

Таблица П2.7

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог [18]

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ	
	35-110	220
Вырубка просеки, тыс. руб./км	95	110
Устройство лежневых дорог, тыс. руб./км	370	

Таблица П2.8

Коэффициенты для учета усложняющих условий строительства ВЛ [18]

Условия строительства ВЛ	Стальные опоры		Железобетонные опоры	
	35-110 кВ	220-750 кВ	35-110 кВ	220-500 кВ
Скоростной напор ветра 0,61-0,75 кПа	1,06	1,06	1,06	1,06
Скоростной напор ветра более 0,75 кПа	1,15	1,15	1,11	1,11
В горных условиях	1,6	1,32	1,5	1,35
В условиях городской и промышленной застройки	1,6	1,62	1,7	–
На болотистых участках трассы	1,46	1,16	2,1	1,7
В пойме рек	1,14	1,09	1,18	1,1
Особо гололедные районы по отношению к IV РКУ	1,27	1,27	1,28	1,21
В прибрежных и загрязненных районах при минимальной длине утечки: 2 см/кВ и более — 110 кВ и выше; 2,35 см/кВ и более — до 35 кВ	1,02	1,02	1,09	1,05

Таблица П2.9

Стоимость сооружения больших переходов ВЛ 110—220 кВ [18]

Напряжение, кВ	Число цепей	Марка проводов	Длина переходного пролета, м	Формула перехода	Высота опор, м	Стоимость, тыс. руб.
110	2	АС-240/56	800	К-П-П-К	80	33 635
	1	С-200	900	К-П-П-К	81	22 174
	1	С-200	1350	К-А-А-К	105	25 910
220	2	АС-300/204	755	К-П-П-К	94	17 440
	2	АС-500/336	1286	К-П-П-К	150	110 622
	2	АС-500/336	1395	К-П-П-К	158	153 725

Таблица П2.10

Снижение стоимости строительства двухцепной ВЛ при прокладке первой цепи [18]

Напряжение ВЛ, кВ	35-110		220	
Сечение проводов, мм^2	до 150	185-240	300	400
Снижение стоимости, тыс. руб/км	220	330	375	465

Таблица П2.11

Стоимостные показатели КЛ 6—10 кВ [18]

Сечение КЛ 6-10 кВ, мм^2	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.	
	Один кабель в траншее	Два кабеля в траншее
Тип используемого кабеля: ААБлУ, ААБ2лУ, ААШвУ, ААШпУ		
50-95	700-745	1015-1050
120-150	820-850	1170-130 0
185-240	890-1150	1390-1480
Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ		
3 (1×95/35)	1300	2100
3 (1×150/35)	1400	2200
3 (1×500/50)	1600	2400

Таблица П2.12

Стоимость КЛ 110-220 кВ (три фазы) [18]

Напряжение, кВ	Сечение фазы, мм^2	Тип кабеля	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.		Условия прокладки
			при прокладке одного кабеля	при прокладке двух кабелей	
110	630-1200	С изоляцией из сшитого полиэтилена	18000	25000	в земле
	550	МВДТ	12500	15800	в земле
220	1000-2000	С изоляцией из сшитого полиэтилена	22000	32000	в земле
	550	МВДТ	16700	20400	в земле
Подводная прокладка (глубина до 20 м, длина 1 км)					
110	625	МНСК	22900	27100	в воде
			(4 фазы)		
	550	МВДТ	15000	17100	в воде
220	550	МВДТ	20400	23300	в воде

Таблица П2.13

Стоимость сооружения коллекторов и переходных пунктов [18]

Коллекторы, сооружаемые щитовым способом. Глубина заложения до 6 м, диаметр щита (м)	Базисная удельная стоимость 1 км коллектора, млн руб.
2,0-5,0	40-90
Переходной пункт (ПП)	Стоимость ПП, млн. руб.
110-220 кВ	10-12

Таблица П2.14

Базисные показатели стоимости открытых ПС 35-220 кВ [18]

Напряжение ПС, кВ	Кол-во и мощность Т-в, шт. × М В А	Номер схемы РУ на стороне		Количество отходящих ВЛ от шин, шт.		Стоимость объекта в целом, млн руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
35/10	2×4	35-5АН	-			22
110/20	2×25	Мостик - 110-5Н и 5АН	-			66
110/10	2×40	Мостик -110-5Н и 5АН	-			69

Окончание табл. П2.14

Напряжение ПС, кВ	Кол-во и мощность Т-в, шт. × М В А	Номер схемы РУ на стороне		Количество отходящих ВЛ от шин, шт.		Стоимость объекта в целом, млн руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
110/35/10	2×25	Две рабочие системы шин 110-13	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 35-9	4	4	126
	2×40	Две рабочие системы шин. 110-13	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 35—9	4	4	130
220/10	2×63	Мостик — 5Н и 5АН	-			124
220/20	2×63	Мостик - 5Н и 5АН	-			127
220/110/10	2×63	Четырехугольник. 220-7	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	2	4	212
	2×125	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 220—9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	4	4	289
	2×200	Две рабочие системы шин. 220-13	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	4	4	316
	2×250	Трансформатор - шины с полуторным присоединением лини. 220-16	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	6	4	358
	2×250	Полуторная. 220-17	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110-9	6	4	415

Таблица П2.15

Базисные показатели стоимости закрытых ПС 110-220 кВ (КРУЭ) [18]

Напряжение ПС, кВ	Кол-во и мощность трансформаторов, шт. × МВА	Номер схемы РУ на стороне		Количество отходящих ВЛ от шин, шт.		Стоимость объекта в целом, млн руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
110/20	2×25	Мостик. 110-5Н и 5АН	-			75,4
110/10	2×40	Мостик. 110-5Н и 5АН	–			78,1
220/10	2×63	Мостик. 110-5Н и 5АН	–			160,6
220/20	2×63	Мостик. 110-5Ни5АН	–			223,1
220/110/10	2×63	Четырехугольник. 220-7	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110—9	2	4	290,5
	2×125	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 220—9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110—9	4	4	406
	2×200	Две рабочие системы шин. 220-13	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110—9	4	4	430,1
	2×250	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий. 220—16	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110—9	6	4	493
	2×250	Полуторная. 220—17	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 110—9	6	4	596,5

Таблица П2.16

Примерная площадь постоянного отвода земли под подстанции (при установке оборудования обычного исполнения) [18]

Схема электрических соединений ПС на стороне ВН и отдельные элементы ПС	Площадь постоянного отвода земли под ПС 35-220 кВ, тыс. м^2		
	35	110	220
1. ПС в целом			
Блок линия-трансформатор с выключателем	1,5	2,5-4,5	8-20
Мостик с 3-мя выключателями или 2 блока и дополнительная ВЛ	2,5	10-15	14-25,5
Четырехугольник	–	–	16
Сборные шины с 8-9 ячейками на ВН	5	12-15	22-32
Полуторная схема с 6 ВЛ на ВН	–	–	–
Трансформатор-шины с 6 ВЛ на ВН	–	–	–
Трансформатор — шины с 10 ячейками 500 кВ и 15 ячейками 220 кВ	-	-	-
2. Элементы ПС			
ЗРУ 10 (6) кВ с 4-мя секциями	0,5		
Ячейка ОРУ	0,3	0,5	1,6
Установка двух СТК 50 Мвар	1,8-2,3		

Примечания:

1. Меньшие значения площади относятся к ПС с двухобмоточными, большие - с трехобмоточными трансформаторами.

2. При использовании КРУЭ площади ПС составляют до 50% соответствующих ПС с оборудованием наружной установки.

3. При несоответствии схемы ПС типовой площадь отвода земли может быть оценена путем увеличения или уменьшения.

Таблица П2.17

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в ОРУ 35—220 кВ [18]

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Масляный	Вакуумный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
10	–	210	85-160	700	-
35	-	1150	200	2000	-
110	4150	3450	–	7000	11000
220	8800	9650	–	12500	24 000

*Прим*ечания:

1. Стоимость ячейки выключателя включает: оборудование (60%); релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22%); ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18%).

2. Стоимость ячейки КРУЭ включает строительную часть здания.

3. Для ячейки 10 кВ с вакуумным выключателем большее значение стоимости соответствует ячейке с выкатным элементом.

Таблица П2.18

Стоимость ячейки трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб. [18]

Мощность, МВА	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
6,3	2200	3200	3800	–	–	–
10	2800	4100	5300	–	–	–
16	3700	5900	7400	–	–	—
25	5000	7100	8200	–	10 700	—
40	7600	8600	9500	10 900	12 000	—
63	–	11 600	12 800	14 700	–	16 300
80	–	13 400	14 700	18 700*	–	–
100	–	–	–	18 700	–	–
125	–	19 000	–	23 400*	–	22 900
160	–	–	–	29 900	–	—
200	–	–	–	–	–	31 800
250	–	–	–	–	–	33 200

Таблица П2.19

Постоянная часть затрат ПС 35-220 кВ [18]

Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.	
		Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
35/10			
110/10-20	Мостик - 110-5Н и 5АН	11000	7000
110/35/10	Две рабочие системы шин 110—13	21000	—
220/10-20	Мостик -220-5Н и 5АН	26 000	17 000
220/110/10	Четырехугольник - 220-7	35 000	26 000
	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин 220—9	47 500	36 000
	Две рабочие системы шин 220—13	52 000	38 000
	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий 220—16	59 000	44 000
	Полуторная 220-17	76 000	53 000

Таблица П2.20

Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики [18]

№	Объект	Стоимость, тыс. руб.				
		Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого:
ПА подстанции с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений 220кВ:						
1	до 2	170	430	100	190	890
2	более 2	230	580	130	260	1200

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

(обязательное)

Основные показатели надежности элементов системы электроснабжения

Таблица П3.1

Показатели надежности элементов электрических сетей [22]

Элементы сети	$U_{ном}$, кВ	ω, отказ/год	$T_в \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$ω_п$, простой/год	$T_п \cdot 10^{-3}$, год/ простой
1. ВЛ (число аварийных отключений на 100 км, число плановых отключений на 1 линию)					
- на железобетонных опорах	до 1 10 35 110 220	25 7,6 1,6/0,4* 3,9/0,9 1,7/0,4	0,2 0,5 1,2/1,3 1,0/1,5 1,6/1,9	0,17 0,17 4/0,3 3,8/0,4 5	0,7 0,9 1,5/1,3 1,3/1,5 2,9/2
- на металлических опорах	35 110 220	2 3,9 1,7	1,8 1,5 1,6	2,2 2,9 5	1,9 1,7 2,9
2. Трансформаторы и автотрансформаторы	10 35 110 220	0,016 0,01 0,015 0,03	6 8 8 7	0,25 0,25 0,5 0,9	0,5 3 3,2 3,2
3. Выключатели					
- воздушные	10 35 110 220	0,04 0,01 0,03 0,03	1,7 1,7 3 5	0,2 0,2 0,2 0,2	1 1 6 11
- масляные баковые	35 110 220	0,01 0,02 0,05	1,7 3 5	0,14 0,14 0,14	1 6 11
- маломасляные	10 35 110	0,09 0,03 0,06	1,7 1,7 3	0,14 0,14 0,14	1 1 6
4. Сборные шины (на одно присоединение)	10 35 110	0,03 0,02 0,016	0,8 0,8 0,6	0,2 0,17 0,17	0,5 0,5 0,5

Примечание:

**в числители дроби – для одной цепи / в знаменателе – для двух цепей.*

Таблица П3.2

Основные показатели надежности элементов системы электроснабжения [24, 25]

Наименование		ω, 1/г	$T_{В}$, ч	η, 1/г	$T_{пл}$, ч
1. Источники электроэнергии					
Энергоблок ТЭЦ до 100 МВт (включительно)		5	40	20	1500
Энергоблок от 100 до 200 МВт		3	45	16	1100
2. Линии электропередачи*					
1. Одноцепная ЛЭП 220 – 500 кВ		0,008	15	0,61	150
2. Одноцепная ЛЭП 35 – 110 кВ		0,08	10	0,15	100
3. ВЛ 6 – 10 кВ		0,25	6	0,25	30
4. ВЛ 0,4 кВ		0,2	4	0,3	5
5. КЛ 6 – 10 кВ		0,1	25	0,5	3
6. КЛ 0,4 кВ		0,5	5	1,5	3
3. Силовые трансформаторы					
1. 6-10 кВ	<2,5 МВА	0,015	50	0,25	6
	≥2,5 МВА	0,08	120	0,25	8
2. 35 кВ	<2,5 МВА	0,01	40	0,25	6
	2,5-7,5 МВА	0,007	65	0,25	26
	10-80 МВА	0,012	70	0,75	26
3. 110 кВ	<10 МВА	0,018	40	0,25	28
	10-80 МВА	0,014	70	0,75	28
	>80 МВА	0,075	95	1	30
4. 220 кВ	<80 МВА	0,035	60	0,75	28
	≥80 МВА	0,025	60	1	30
4. Неавтоматические коммутационные аппараты					
1. Разъединитель 6-10 кВ внутренней установки		0,002	3	0,2	3,5
2. Разъединитель 6-10 кВ наружной установки		0,01	3	0,2	3,5
3. Разъединители 35-110 кВ		0,005	4	0,25	4
5. Выключатели					
1. Маломасляный 6-10 кВ		0,015	20	0,2	10
2. Маломасляный 35 кВ		0,005	30	0,3	12
3. Маломасляный 110 кВ		0,002	40	0,3	25
4. Воздушный 110 кВ		0,05	20	0,3	45

Окончание табл. П3.2

Наименование	ω, 1/г	$T_{В}$, ч	η, 1/г	$T_{пл}$, ч
5. Элегазовый 110 кВ	0,005	129	-	-
6. Масляный 220 кВ	0,055	50	0,2	43
7. Воздушный 220 кВ	0,07	25	0,2	120
8. Элегазовый 220 кВ	0,01	90	-	-
9. АВ до 1 кВ	0,05	4	0,4	10
6. Сборные шины**				
1. 6-10	0,03	5	0,16	5
2. 35	0,02	7	0,15	4
3. 110	0,015	5	0,15	4
4. 220	0,012	5	0,1	3
5. 500	0,01	6	0,1	3

Примечание:

**на 1 км длины ЛЭП;*

***данные приводятся для одинарной секционированной системы шин, при наличии обходной системы шин или двойной секционированной системы шин, когда возможен отказ сразу двух секций параметр потока отказа нужно умножить на 0,6.*

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

(обязательное)

Удельные ущербы потребителей

Таблица П4.1

Средние удельные ущербы потребителей [23]

Наименование потребителя	Средний удельный ущерб, руб./кВт·ч
Молочные комплексы и фермы	32,4
Свинотоварная ферма	64,8
Птицефермы	122,9
Теплицы	41,3
Коммунально-бытовые потребители	3,25
Промышленные потребители	6,3