

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

**О. М. Головач, О. А. Полозова**

## **ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

**Методические указания  
к дипломному проектированию  
для студентов специальности 1-43 01 02  
«Электроэнергетические системы и сети»  
дневной формы обучения**

Гомель 2010

УДК 621.311.1(075.8)  
ББК 31.279я73  
Г61

*Рекомендовано научно-методическим советом  
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 40 от 22.12.2009 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого  
*Г. И. Селиверстов*

**Головач, О. М.**

Г61      Техничко-экономические расчеты при проектировании электрических сетей : метод. указания к диплом. проектированию для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / О. М. Головач, О. А. Полозова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 48 с.– Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Кратко изложены основные положения методики технико-экономических расчетов при проектировании электрических сетей, для обоснования технических решений при проектировании нового строительства, а также при решении вопросов реконструкции или модернизации энергетических объектов.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной формы обучения.

**УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.279я73**

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2010

# 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Общая задача, возникающая при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии, заключается в выборе самых рациональных решений и в выборе наилучших параметров этих решений. При этом приходится решать следующие наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная);
- выбор числа цепей каждой из линий и числа трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения линий;
- выбор материала и площади сечения проводов линий;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

Методика технико-экономических расчетов и соответствующие критерии экономической эффективности выбираются в зависимости от формулировки задачи. Применительно к элементам систем передачи и распределения электроэнергии в зависимости от их назначения условно можно выделить следующие задачи [3]:

- выдача мощности проектируемой электростанции в систему;
- присоединение нового потребителя к существующей электрической сети;
- развитие электрической сети для повышения надежности электроснабжения потребителей;
- развитие электрической сети для повышения экономичности ее функционирования.

Конечно, объекты системы передачи и распределения электроэнергии могут иметь и комплексное назначение. Например, присоединение новой электростанции для выдачи ее мощности в систему одновременно может служить и средством повышения надежности системообразующей сети. Если решается задача подключения к сети

нового потребителя, то эффект проявляется прежде всего за счет продажи дополнительной электроэнергии. При этом, однако, как правило, принятие решения по варианту развития электрической сети осуществляются на основании сравнительной эффективности различных вариантов, которые могут учитывать одновременно и фактор надежности.

Если основной целью развития является повышение надежности, то она может быть достигнута за счет сооружения дополнительных резервных линий, глубоких вводов повышенного напряжения в центры нагрузок, увеличения числа трансформаторов на подстанции и др. Данные мероприятия одновременно способствуют повышению экономичности функционирования сети за счет снижения потерь мощности и электроэнергии.

Любое решение по развитию электрической сети связано с более общей задачей развития энергосистемы в целом. Действительно, например, подключение к сети нового потребителя может быть осуществлено лишь в том случае, если в системе есть резерв генерируемой мощности. В противном случае должны быть учтены затраты на создание дополнительных генерирующих источников и их эксплуатацию. Однако при решении частных задач электрических сетей произвести оценку эффективности развития всей энергосистемы бывает затруднительно. Поэтому обычно в таких случаях учет необходимого развития генерирующих мощностей осуществляют посредством соответствующей оценки стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии в электрических сетях [1].

## 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Одним из основных показателей эффективности инвестиционного проекта является *чистый дисконтированный доход* (ЧДД), под которым понимают превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. При этом под *дисконтированием* понимают приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капитальных затрат и др.) к их ценности на определенный момент времени, который называют *моментом приведения*. При дисконтировании используется экономический норматив в виде *нормы дисконта*  $E$ , которая представляется в долях единицы или в процентах в год. Норму дисконта  $E$  принимают равной процентной ставке за предоставление кредита либо за хранение средств в банке. На мировом рынке банковский процент на предоставление кредита находится в пределах 5...12%, т.е. значение  $E$  может приниматься равным от 0,05 до 0,12.

Чистый дисконтированный доход при дисконтировании к году начала реализации проекта определяется по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t - I_t - K_t}{(1 + E)^t}, \quad (2.1)$$

где  $T$  – расчетный срок;  $D_t$  – суммарный доход от реализуемого объекта в год  $t$ ;  $I_t$  – ежегодные издержки и другие расходы в год  $t$ ;  $K_t$  – капитальные затраты в год  $t$ .

Реализация намеченного проекта эффективна, если  $\text{ЧДД} > 0$ .

Однако в большинстве случаев технико-экономического анализа решение конкретной задачи развития электрической сети может быть осуществлено различными вариантами. В таких случаях по выражению (2.1) ЧДД подсчитывается по каждому намеченному варианту, и лучшим вариантом считается тот, для которого чистый дисконтированный доход наибольший:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1 + E)^t} \rightarrow \max, \quad (2.2)$$

где  $i$  – номер варианта;  $I_{ti}$  – издержки в год  $t$  с учетом амортизационных отчислений;  $T$  – расчетный срок, не ограниченный сроком службы объекта, в пределе  $T = \infty$ .

Таким образом, в данном случае решается задача *сравнительной эффективности*.

Если в качестве расчетного срока  $T$  принимать период от начала капиталовложений до завершения срока службы объекта, то в формуле (2.2) следует учесть ликвидную стоимость  $K_{л}$  [3]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} + \frac{K_{л}}{(1+E)^T} \rightarrow \max. \quad (2.3)$$

В формулу (2.3) ежегодные издержки  $I_{ti}$  в год  $t$  подставляют без учета амортизационных отчислений.

Заметим, что выражения ЧДД (2.2) и (2.3) позволяют осуществлять сравнение вариантов с различным производственным эффектом. Вместе с тем, во многих задачах систем передачи и распределения электроэнергии рассматриваются только технически взаимозаменяемые (допустимые) варианты с одинаковым производственным эффектом, которые, например, удовлетворяют требованиям одинаковой пропускной способности (передаваемой мощности), одинаковой надежности и т.п. В таких случаях доход  $D_{ti}$  оказывается одинаковым, и поэтому от критерия ЧДД по формулам (2.2) и (2.3) можно перейти к затратным критериям соответственно:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \min, \quad (2.4)$$

или

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} - \frac{K_{л}}{(1+E)^T} \rightarrow \min. \quad (2.5)$$

Здесь критерий максимума ЧДД заменен критерием минимума затрат.

Для весьма распространенных случаев, когда после года  $T$  капитальные вложения уже не производятся, а ежегодные издержки остаются неизменными, из формулы (2.4) получен экономический критерий сравнительной эффективности в виде:

$$Z_i = E \cdot \sum_{t=1}^T (K_{ti} + \Delta I_{ti}) \cdot (1+E)^{T-t} + I_{i\text{пост}} \rightarrow \min, \quad (2.6)$$

где  $I_{i\text{пост}}$  — неизменные ежегодные издержки в режиме проектной эксплуатации объекта после  $T$ -го года.

На основе выражения (2.4) получен также экономический критерий в виде:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T (E \cdot K_{ii} + \Delta I_{ii}) \cdot (1 + E)^{T-t} \rightarrow \min, \quad (2.7)$$

где  $\Delta I_{ii}$  — изменение годовых эксплуатационных расходов в  $t$ -м году по сравнению с  $(t - 1)$ -м годом.

Критерий (2.7) также как и критерий (2.6) предполагает, что через  $T$  лет объект выходит на проектную мощность, после чего годовые эксплуатационные расходы остаются неизменными.

Многие объекты строятся в течение одного года. К таким объектам относятся короткие воздушные линии, подстанции небольшой мощности, распределительные воздушные и кабельные сети, компенсирующие устройства и т. п. При том после ввода их в эксплуатацию, т. е. со второго года после начала строительства, ежегодные издержки не остаются постоянными, т. к. изменяется стоимость потерь электроэнергии. Применительно к таким, весьма распространенным условиям, формула приведенных затрат (2.4) может быть преобразована к виду:

$$Z_i = K_i + \sum_{t=2}^T \frac{I_{ti}}{(1 + E)^{t-1}} \rightarrow \min, \quad (2.8)$$

где  $K_i$  — капитальные затраты в первый год для  $i$ -го варианта.

И, наконец, в случаях, когда капитальные вложения в строительство объекта осуществляются за один год, после чего объект вводится в эксплуатацию с неизменными по годам ежегодными издержками, вместо формулы (2.4) используют формулу *годовых приведенных затрат*, которая представляет собой статический критерий

$$Z_i = I_i + E \cdot K_i \rightarrow \min, \quad (2.9)$$

который приводит к тем же результатам сравнительной эффективности вариантов, что и формула (2.4).

Этот критерий наиболее строго может быть применен, например, при строительстве линии электропередачи для электроснабжения предприятия, технологический режим которого не изменяется по годам после ввода его в эксплуатацию. В связи с простотой данного критерия он используется и в других случаях, когда срок строительства не более одного года, а издержки по годам можно считать мало

изменяющимися. Удельные приведенные затраты, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, называют *расчетной стоимостью передачи электроэнергии*:

$$C_n = \frac{3}{W} = \frac{P}{P_{\text{нб}} \cdot T_{\text{нба}}}. \quad (2.10)$$

Экономические критерии (2.4) и (2.9) и их разновидности использовались в условиях централизованной экономики. При этом под показателем  $E$  понимался нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат, значение которого для энергетики принималось на уровне 0,12. В условиях рыночной экономики приемы сравнительной эффективности используются аналогичные, но экономический смысл показателя  $E$  изменяется. Ставка дисконта  $E$  коррелирует с банковским процентом на предоставление кредита на строительство объекта, который на мировом рынке находится в пределах 5-12 %, т. е.  $E$  может приниматься от 0,05 до 0,12.

При попарном сравнении вариантов сооружения объекта вместо приведенных затрат может быть использован критерий в виде срока окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} \leq T_{\text{норм}}, \quad (2.11)$$

где  $K_1, K_2$  – капитальные затраты по варианту 1 и 2, причем  $K_1 > K_2$ ;  $I_1, I_2$  – годовые издержки по варианту 1 и 2, причем,  $I_1 < I_2$ ;  $T_{\text{норм}}$  – нормативный срок окупаемости.

Для сравнительной оценки вариантов проектируемого объекта используют следующие обобщенные экономические показатели по каждому варианту:

**Капитальные затраты (инвестиции)** – это единовременные денежные средства, которые необходимы для строительства и реконструкции существующих объектов.

Величину капиталовложений определяют двумя способами: с помощью сметно-финансового расчета и с помощью укрупненных показателей, учитывающих затраты на приобретение, монтаж, демонтаж (в случае реконструкции объекта) и наладку оборудования.

Первый способ является более точным и предполагает составление спецификаций на оборудование, материалы, и ведомостей объемов монтажных работ, на основе которых составляются сметы (локальные, объектные, сводные), определяющие сметную стоимость

объекта. Этот метод является очень трудоемким. На ранних стадиях проектирования, когда производится сравнение нескольких намеченных вариантов, пользуются укрупненными показателями стоимости линий и подстанций с применением коэффициентов пересчета на дату разработки проекта. Такой подход является целесообразным и в учебном проектировании. Значения коэффициентов пересчета капитальных вложений от цен 1977, 1984, 1991 гг. к текущим ценам 2009 г. приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

**Коэффициенты пересчета капитальных вложений к уровню цен 2009 г.**

Укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей		Коэффициенты пересчета для перехода от цен			Соотношение цен 2007 и 2009гг.
		1977г.	1984г.	Базового 1991г.	
В белорусских рублях	Передаточные устройства (воздушные и кабельные линии)	7300	5300	3030	1,4
	Силовое оборудование (подстанции в целом и по их основным элементам)	7120	4400	2670	1,2
В российских рублях	Передаточные устройства (воздушные и кабельные линии)	82	50	30	-
	Силовое оборудование (подстанции в целом и по их основным элементам.)	80	48	29	-

Применительно к системам передачи и распределения электроэнергии капитальные затраты (стоимость сооружения) можно представить в виде следующих составляющих:

$$K = K_{\text{ПС1}} + K_{\text{л}} + K_{\text{ПС2}}, \quad (2.12)$$

где  $K_{\text{ПС1}}$ ,  $K_{\text{ПС2}}$  – стоимость повышающих и понижающих подстанций;  $K_{\text{л}}$  – стоимость сооружения линий электропередачи.

В свою очередь стоимость линий электропередачи укрупнено может быть определена:

$$K_{\text{ли}} = K_{0i} \cdot l_i, \quad (2.13)$$

где  $K_{0i}$ ,  $l_i$  – стоимость сооружения 1 км, тыс. руб./км, и длина  $i$ -й линии, км.

Значения  $K_{0i}$  принимают по справочной литературе. Стоимости сооружения 1 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) 35 – 750 кВ со сталеалюминиевыми проводами приведены в [2] раздел 7, табл. 7.5 в зависимости от номинального напряжения линии, сечения проводов (конструкции фаз), материала и конструкции опор, района по гололеду. Стоимости сооружения 1 км кабельных линий (КЛ) приведены в [2] раздел 7, табл. 7.11, 7.12. Стоимости сооружения 1 км воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами (марка СИП) на железобетонных опорах приведены в [6] табл. 4, 5, 7. Значения всех вышеперечисленных показателей приводятся также в Приложении.

На основе укрупненных показателей часто составляют соответствующие эмпирические зависимости, которые также могут быть полезны в учебном проектировании.

Приведем некоторые обобщенные формулы, позволяющие определять стоимость элементов электрических сетей.

Стоимость воздушных линий 35 – 500 кВ может быть описана следующей формулой [1]:

$$K_{л} = A_{л} + B_{л} \cdot U_{ном}^2 + C_{л} \cdot F. \quad (2.14)$$

где  $A_{л}$ ,  $B_{л}$ ,  $C_{л}$  – коэффициенты аппроксимации, значения которых приведены в табл. 2.2 (в ценах 1977 г.);  $F$  – площадь сечения алюминиевой части провода фазы, мм<sup>2</sup>;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение.

Таблица 2.2

Коэффициенты к формуле (2.14)

Климатический район по гололеду	Число цепей	Опора	Коэффициенты		
			$A_{л}$ тыс.руб км	$B_{л} \cdot 10^{-6}$ тыс.руб км	$C_{л} \cdot 10^{-3}$ тыс.руб км · мм <sup>2</sup>
II	1	Стальная	9,63	87,5	13
		Железо-бетонная	6,44	71,3	16
	2	Стальная	11,04	255	29
		Железо-бетонная	8,70	214	36
IV	1	Стальная	12,20	88	16
		Железо-бетонная	5,72	69	21
	2	Стальная	15,74	322	22
		Железо-бетонная	14,83	126	26

Стоимость воздушных линий напряжением 10 кВ на железобетонных опорах для II климатического района по ветру и II района по гололеду в диапазоне марок проводов АС 25...АС 95 по данным [1], приведенным в ценах 1977 г., может быть описана следующей формулой:

$$K_{\text{ВЛ}} = (1,71 + 0,0063 \cdot F + 4,4 \cdot 10^{-5} \cdot F^2), \text{ тыс.руб./км}, \quad (2.15)$$

где  $F$  – площадь сечения алюминиевой части провода фазы, мм.

Стоимость кабельных линий может быть описана следующей формулой [5]:

$$K_{\text{кл}} = (a_0 + a_1 \cdot F + a_2 \cdot F^2), \text{ тыс.руб./км}, \quad (2.16)$$

где  $a_0, a_1, a_2$  – коэффициенты, значения которых зависят от марки кабеля и номинального напряжения;  $F$  – площадь сечения жилы фазы кабеля, мм<sup>2</sup>.

В табл. (2.3) даны значения коэффициентов  $a_0, a_1, a_2$ , полученные по укрупненным показателям, приведенным для уровня цен 1991 г.

В табл. 2.4. приведены значения коэффициентов для расчета стоимости кабельных линий напряжением 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, рекомендуемых для прокладки в земле в городах и населенных пунктах, а в табл. 2.5 коэффициенты для расчета стоимости кабельных линий напряжением до 1 кВ с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией. Коэффициенты рассчитаны по данным заводоизготовителей на начало 2007 г. и пригодны для расчета стоимости линий в белорусских рублях. Для перевода в российские рубли стоимость 1 км линии следует разделить на 80.

Таблица 2.3

Коэффициенты для расчета стоимости кабельных линий при диапазоне площадей сечения жилы кабеля от 50 до 240 мм<sup>2</sup> (для напряжений 6 и 10 кВ) и от 25 до 185 мм<sup>2</sup> (для четырехжильных кабелей напряжением 0,38 кВ)

Напряжение кабеля, кВ	Количество кабелей в одной траншее	Коэффициенты		
<i>Кабели марки АСБ<sub>л</sub>У</i>				
0,38	1	1,96	0,018	$-3,08 \cdot 10^{-5}$
	2	3,38	0,038	$5,06 \cdot 10^{-5}$
6	1	9,89	0,048	$1,98 \cdot 10^{-6}$
	2	13,94	0,105	$-6,2 \cdot 10^{-5}$
10	1	10,54	0,059	$-5,6 \cdot 10^{-5}$
	2	15,86	0,115	$-9,7 \cdot 10^{-5}$
<i>Кабели марки ААШ<sub>в</sub>У</i>				
0,38	1	1,62	0,022	$2,97 \cdot 10^{-5}$
	2	2,68	0,046	$-1,17 \cdot 10^{-5}$
6	1	3,28	0,023	$-1,3 \cdot 10^{-5}$
	2	5,16	0,046	$-1,9 \cdot 10^{-5}$
10	1	3,80	0,023	$-8,1 \cdot 10^{-6}$
	2	6,33	0,043	$-8,9 \cdot 10^{-6}$

Таблица 2.4

Коэффициенты для расчета стоимости кабельных линий напряжением 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена

Марка кабеля	Диапазон площади сечения, мм <sup>2</sup>	$a_0$ тыс.руб км	$a_1$ тыс.руб. км	$a_2$ тыс.руб км · мм <sup>2</sup>
ПВП	50...800	8829,26	429,97	-0,0351
АПВП	50...800	9427,30	98,18	-0,0395
ПВПУ	50...800	10795,70	403,02	0,0031
АПВПУ	50...800	8213,82	120,21	-0,0733

Таблица 2.5

**Коэффициенты для расчета стоимости кабельных линий напряжением до 1 кВ  
с ПВХ-изоляцией**

Марка кабеля	Количе- ство жил	Диапазон площади се- чения, мм <sup>2</sup>	$a_0$ тыс.руб км	$a_1$ тыс.руб. км	$a_2$ тыс.руб км · мм <sup>2</sup>
П <sub>в</sub> Б <sub>6</sub> Ш <sub>в</sub>	1	25...240	1609,93	359,22	-0,0750
	2	4...150	2766,08	690,69	-0,0993
	3	4...240	2776,69	1024,51	-0,6358
	4	4...240	2840,71	1314,37	-0,1141
	5	4...240	3373,34	1655,29	-0,1125
АП <sub>в</sub> Б <sub>6</sub> Ш <sub>в</sub>	1	25...240	1271,51	79,61	-0,0694
	2	4...150	2613,61	128,38	-0,1133
	3	4...240	2512,58	181,12	-0,0754
	4	4...240	2535,97	238,51	-0,1281
	5	4...240	2786,74	293,76	-0,1396
ВБ <sub>6</sub> Ш <sub>в</sub>	1	25...240	1302,19	356,87	-0,0547
	2	4...150	3109,61	664,74	0,1883
	3	4...240	2936,17	1015,51	-0,0170
	4	4...240	2959,49	1294,72	-0,0315
	5	4...240	3563,97	1637,00	-0,0202
АВБ <sub>6</sub> Ш <sub>в</sub>	1	25...240	1462,39	76,28	-0,0560
	2	4...150	2846,33	128,08	-0,0732
	3	4...240	2853,59	188,27	-0,1159
	4	4...240	3019,44	223,53	-0,1147
	5	4...240	3441,44	296,34	-0,1719
ВВГ	1	1,5...240	188,45	336,94	-0,0098
	2	1,5...150	650,51	621,51	0,1951
	3	1,5...240	667,49	953,51	0,0121
	3+1	1,5...240	1435,11	1115,63	0,1981
	4	1,5...240	796,51	1272,08	0,0071
	5	1,5...240	1047,94	1639,65	0,0057
АВВГ	1	2,5...240	219,50	56,53	-0,0270
	2	2,5...185	471,27	106,31	-0,0675
	3	2,5...240	613,18	150,79	-0,0655
	3+1	4...240	640,09	182,63	-0,0608
	4	2,5...240	639,71	199,28	-0,0891
	5	2,5...240	896,51	259,22	-0,1157

Стоимость подстанции укрупненно может быть представлена в виде:

$$K_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^I K_{ti} \cdot n_{ti} + \sum_{j=1}^J K_{\text{яч}j} \cdot n_{\text{яч}j} + \sum_{k=1}^K K_{\text{кук}k} \cdot n_{\text{кук}k} + K_{\text{П}}, \quad (2.17)$$

где  $K_{ti}$ ,  $K_{ячj}$ ,  $K_{кук}$  – стоимость однотипных трансформаторов (автотрансформаторов), ячеек распределительных устройств и компенсирующих устройств соответственно;  $n_{ti}$ ,  $n_{ячj}$ ,  $n_{кук}$  – соответственно число однотипных элементов из общего числа  $I$ ,  $J$ ,  $K$ .

При этом под ячейкой подразумевается набор оборудования для присоединения линии, трансформатора или шин, состоящий из выключателя, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и др.

В стоимость подстанции входит также постоянная составляющая капитальных затрат  $K_{\Pi}$ , включающая стоимости здания щита управления, релейной защиты и автоматики, оборудования собственных нужд подстанции, водо- и теплоснабжения, ограждения, дорог, освещения территории и др. Эта стоимость задается в укрупненных показателях в зависимости от первичной схемы и числа присоединений распределительного устройства высшего напряжения подстанции.

Укрупненные показатели стоимости для подстанций с высшим напряжением 35 – 750 кВ приведены в [2], раздел 7, табл. 7.12 – 7.28 по отдельным составляющим (ОРУ и ЗРУ, ячейкам РУ, трансформаторам и автотрансформаторам, установкам для компенсации реактивной мощности, постоянной части затрат) и по подстанциям в целом, выполненным по типовым схемам электрических соединений РУ. Стоимости подстанций 35/0,38 кВ и 10/0,38 кВ, приведены в [6], табл. 6. Значения всех вышеперечисленных показателей приводятся также в Приложении.

Наряду с укрупненными показателями, стоимости отдельных видов оборудования подстанции так же, как и для линий электропередачи, могут быть представлены в виде аппроксимирующих зависимостей. Стоимость одного трансформатора (автотрансформатора) определяется в виде:

$$K_T = A_T + B_T \cdot U_{\text{ном}}^2 + C_T \cdot S_{T\text{ном}}, \quad (2.18)$$

стоимость одной ячейки с выключателем

$$K_{\text{яч}} = A_{\text{яч}} + B_{\text{яч}} \cdot U_{\text{ном}}^2, \quad (2.19)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  — коэффициенты аппроксимации.

Стоимость компенсирующих устройств (батарей конденсаторов, шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов) укрупненно определяется по мощности  $Q_{\text{ку}}$ :

$$K_{\text{ку}} = A_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{ку}}, \quad (2.20)$$

где  $A_{ку}$  — коэффициент аппроксимации.

Постоянная часть затрат приближенно может быть определена по выражению:

$$K_{п} = A_{п} + B_{п} \cdot U_{ном}^2 \quad (2.21)$$

где  $A_{п}$ ,  $B_{п}$ , — коэффициенты аппроксимации.

Средние значения коэффициентов аппроксимации для подстанций с высшим напряжением 110 – 750 кВ по данным [1] приведены в табл. 2.6 (в ценах 1977 г.).

Таблица 2.6

**Значения коэффициентов аппроксимации для расчета стоимостей подстанций**

Коэффициент	Среднее значение
$A_{б}$ , тыс. руб	20
$B_{г}$ , тыс. руб/кВ <sup>2</sup>	$1,43 \cdot 10^{-3}$
$C_{г}$ , тыс. руб/МВ·А	0,886
$A_{яч}$ , тыс. руб	15
$B_{яч}$ , тыс. руб/кВ <sup>2</sup>	$2,1 \cdot 10^{-3}$
$A_{ку}$ , тыс. руб/Мвар	
для шунтирующих реакторов при напряжении, кВ:	
110	1,7
330	1,9
500	2,1
750	2,9
для батарей конденсаторов при напряжении, кВ:	
10	5,1
35	4,6
110	4,2
$A_{п}$ , тыс. руб	50
$B_{п}$ , тыс. руб/кВ <sup>2</sup>	$13 \cdot 10^{-3}$

Формулы (2.14), (2.15), (2.18) – (2.21) дают результаты в тыс. руб. на 1977 г. Для перехода от стоимостей, полученных по эмпирическим зависимостям, к стоимостям в белорусских рублях на 2009 г. необходимо применить коэффициенты пересчета, приведенные в табл. 2.1. Для определения показателей стоимости в последующие годы в учебном проектировании следует добавлять к коэффициентам, указанным в табл. 2.1, коэффициенты изменения стоимости основных средств по состоянию на 1.01 последующих лет (утверждаются Минстройархитектуры РБ)

**Ежегодные издержки** — это годовые эксплуатационные расходы, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии. Они включают:

- отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- расходы на эксплуатацию (ремонт и обслуживание);
- стоимость потерянной электроэнергии в элементах сети.

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определенный срок службы  $t_c$ . Во время эксплуатации с течением времени объект приходит в негодность. Если ставится задача сооружения нового объекта взамен старого после окончания его срока службы (т. е. задача осуществления воспроизводства), то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства. Это накопление и делается за счет амортизационных отчислений. Нормы на амортизацию выбирают в долях от первоначальных капитальных затрат  $K$  в зависимости от расчетного срока службы  $t_c$  объекта [1]:

$$p_a = \frac{K - K_{\text{л}}}{K \cdot t_c}, \quad (2.22)$$

где  $K_{\text{л}}$  — ликвидная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включающая стоимость материалов и оборудования, которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта.

Из этой формулы следует, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы. Например, значение  $p_a$  для линий электропередачи на деревянных опорах должно быть принято больше, чем для линии на металлических опорах, т.к. срок службы последних выше.

Расходы на амортизацию должны определяться с учетом как физического, так и морального износа оборудования. При этом под моральным износом понимается ситуация, когда с течением времени выпускаемое новое оборудование того же назначения обладает улучшенными техническими характеристиками. Например, традиционно основным фактором морального износа трансформаторов считают повышенные потери мощности в их устаревших типах, отсутствие встроенных устройств регулирования напряжения и др.

Зная норму отчислений на амортизацию, ежегодные расходы на амортизацию определяют по формуле:

$$I_a = p_a \cdot K. \quad (2.23)$$

Расходы на эксплуатацию электрической сети включают в себя ежегодные затраты на ремонт и техническое обслуживание. Ремонт необходимо выполнять для поддержания соответствующего технического состояния электрической сети (замена поврежденных изоляторов на линии, покраска металлических опор и т.п.). Для этого нужно иметь ежегодные расходы на материалы, оборудование, топливо для транспорта, заработную плату ремонтному персоналу. Расходы на обслуживание включают заработную плату оперативному, техническому и управленческому персоналу.

Эксплуатационные расходы зависят от напряжения и конструкции линии подстанций. В проектных расчетах их определяют в долях от капитальных затрат:

$$I_э = p_э \cdot K . \quad (2.24)$$

В табл. 2.7 по данным [7] приведены нормы на амортизацию и обслуживание сети.

Таблица 2.7

**Ежегодные издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание электрической сети**

Наименование элементов сети	Отчисления	
	на амортизацию	на ремонт и обслуживание
Воздушные линии 35 кВ и выше на		
- металлических опорах	2,0	0,8
- железобетонных опорах	2,5	0,8
Кабельные линии до 10 кВ:		
- со свинцовой оболочкой, проложенные:		
в земле и в помещениях;	2,0	2,3
под водой	2,0	2,6
- с алюминиевой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	2,0	2,3
- с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях	5,0	2,3
Кабельные линии 20–35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные:		
в земле и в помещениях;	3	2,4
под водой	3	2,8
Электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС):		
- до 150 кВ;	3,5	5,9
- 220 кВ и выше	3,5	4,9

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети может быть представлена так:

$$I_{\text{ДВ}} = \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_{\text{н}} + \Delta W_{\text{х}} \cdot \beta_{\text{х}}. \quad (2.25)$$

где  $\Delta W_{\text{н}}$ ,  $\Delta W_{\text{х}}$  – соответственно годовые нагрузочные потери энергии и потери холостого хода;  $\beta_{\text{н}}$ ,  $\beta_{\text{х}}$  – стоимость 1кВт·ч потерь электроэнергии.

Если для расчета потерь электроэнергии применить метод времени наибольших потерь, то формула (2.13) принимает вид:

$$I_{\text{ДВ}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau \cdot \beta_{\text{н}} + \Delta P_{\text{х}} \cdot T \cdot \beta_{\text{х}}. \quad (2.26)$$

где  $\Delta P_{\text{нб}}$  – нагрузочные потери мощности в режиме наибольших нагрузок;  $\tau$  – время наибольших потерь;  $T$  – время работы в год рассматриваемого элемента сети.

Наличие потерь электроэнергии в электрической сети приводит к необходимости дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях и, как следствие, дополнительным расходам финансовых средств энергосистемы на производство и передачу электроэнергии. Эти дополнительные расходы зависят от многих факторов: типов электростанций в системе, стоимости 1 кВт установленной мощности на электростанциях, удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, его стоимости и др. Поскольку нагрузка в системе изменяется в соответствии с суточным графиком нагрузки, то электростанции в течение суток загружаются неодинаково. В режимах наибольших нагрузок вынужденно загружают как экономичные, так и неэкономичные электростанции, а в других (не максимальных) режимах появляется возможность неэкономичные станции держать в резерве. Поэтому в режимах наибольших нагрузок стоимость выработки электроэнергии оказывается выше, чем при средних и наименьших нагрузках. Следовательно, стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии в сетях также должна приниматься различной для потерь холостого хода (которые соответствуют потребителю с неизменной нагрузкой в течение суток) и нагрузочных потерь, соответствующих потребителю, работающему с переменной в течение суток нагрузкой; т.е. должно быть соотношение  $\beta_{\text{н}} > \beta_{\text{х}}$ . Оценку стоимости нагрузочных потерь электроэнергии поэтому связывают с режимом работы элемента сети через такие параметры графиков нагрузки, как время наибольших потерь  $\tau$  и коэффициент попадания наибольшей нагрузки данного элемента сети в максимум нагрузки энергосистемы

$$k_{\text{м}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{нб}}}, \quad (2.27)$$

где  $P_M$  – нагрузка данного элемента сети в максимум нагрузки энергосистемы;  $P_{нб}$  – наибольшая нагрузка элемента сети в его суточном графике.

На основе описанного общего подхода к оценке стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии в [4] предложены зависимости удельных затрат в системе на возмещение потерь электроэнергии, приведенные на рис. 2.1 (в ценах 1985 г.). Таким образом, стоимость 1 кВт·ч рекомендуется принимать в зависимости от региона сооружения сети (от него зависит структура электростанций в соответствующей энергосистеме) и параметра  $\frac{\tau}{k_M^2}$ .

С учетом динамики цен [2] переход от стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии по рис. 2.1 к стоимости в российских рублях на уровне 2005 года может быть осуществлен посредством повышающего коэффициента  $k_\beta=64$ .

Такая рекомендация может быть использована исключительно в учебных целях и только для сравнительных технико-экономических расчетов.

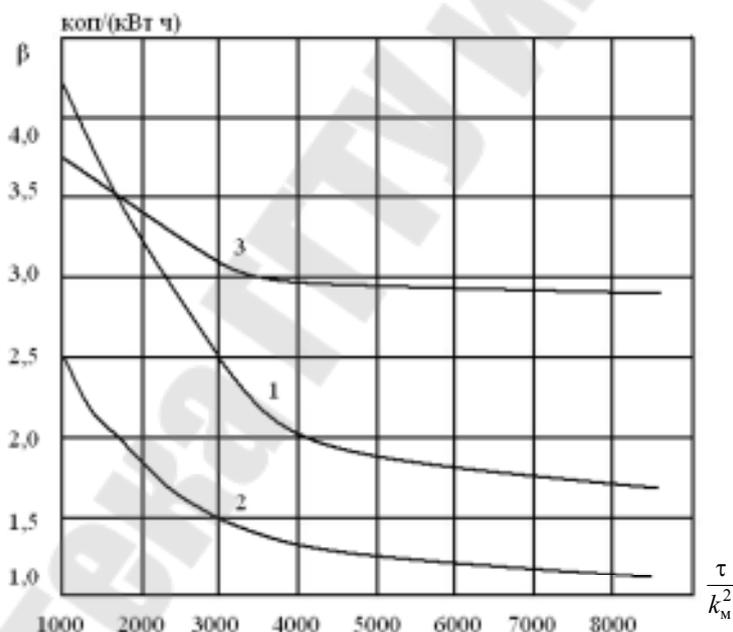


Рис. 2.1. Удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях: 1 – ОЭС европейской части России; 2 – ОЭС Сибири; 3 – ОЭС Востока

В [2] предлагается затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитывать по тарифу на электроэнергию. Так, на начало 2004 г. средний тариф розничного рынка электроэнергии для потребителей Европейской зоны России сложился от 80 до 160 коп/(кВт·ч). Например, для потребителей Белорусской энергосистемы в 2004 г. средний

тариф составил 105 бел. руб./кВт·ч. Вместе с тем, в [2] отмечается, что строгая идеология ценообразования на рынке электроэнергии в настоящее время отсутствует.

Стоимость потерь можно также оценивать через стоимость условного топлива, расходуемого на 1 отпущенный кВт·ч. На 2009 стоимость топливной составляющей равна 80 бел.руб/(кВт·ч).

Таким образом, ежегодные издержки

$$\begin{aligned} I &= I_a + I_{\text{э}} + I_{\text{дв}} = p_a \cdot K + p_{\text{э}} \cdot K + \Delta W_n \cdot \beta_n + \Delta W_x \cdot \beta_x = \\ &= (p_a + p_{\text{э}}) \cdot K + \Delta W_n \cdot \beta_n + \Delta W_x \cdot \beta_x. \end{aligned} \quad (2.28)$$

Если проектирование элемента сети вести из условия, что после окончания срока его службы он будет не нужен, то из формулы ежегодных издержек исключаются амортизационные отчисления:

$$I = p_{\text{э}} \cdot K + \Delta W_n \cdot \beta_n + \Delta W_x \cdot \beta_x. \quad (2.29)$$

Удельные ежегодные издержки, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, обычно называют *себестоимостью передачи электроэнергии*

$$\beta_n = \frac{I}{W} = \frac{I}{P_{\text{нб}} \cdot T_{\text{нба}}}, \quad (2.30)$$

где  $P_{\text{нб}}$  – наибольшая передаваемая мощность;  $T_{\text{нба}}$  – время использования наибольшей активной мощности.

### 3. УЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

К учету надежности целесообразно применять экономический подход, использующий понятие экономического ущерба из-за недоотпуска электроэнергии. При централизованной экономике для количественного учета целесообразности резервирования питания потребителей применялось понятие народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения. При рыночной экономике на первый план выдвигаются экономические интересы отдельных организаций: энергоснабжающей (поставщика электроэнергии) и потребляющей электроэнергию. Применительно к энергоснабжающей организации экономический ущерб будет проявляться из-за недополучения прибыли по причине недоотпуска электроэнергии вследствие перерывов электроснабжения, штрафных санкций потребителей за недоотпуск электроэнергии, дополнительных затрат на проведение аварийного ремонта повредившихся элементов сети и др. [3]. При этом формула (2.2) чистого дисконтированного дохода для  $i$ -го варианта развития сети примет вид:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} + D_{thi} - I_{ti} - K_{ti} - Y_t}{(1 + E)^t} \rightarrow \max, \quad (3.1)$$

где  $D_{thi}$  – плата потребителя энергоснабжающей организации за заявленную им степень надежности;  $Y_t$  – ущерб от перерывов электроснабжения.

Определение ущерба опирается на значение удельного ущерба и вероятностной характеристики надежности системы распределения электроэнергии.

В [2] для ориентировочной сравнительной оценки вариантов развития сети при полном перерыве электроснабжения в зависимости от структуры нагрузки рекомендуются следующие годовые удельные ущербы (в ценах 1985 года): от аварийных ограничений  $\alpha = (5,7 - 7,6)$  тыс. руб/(кВт·год); от плановых ограничений электроснабжения  $\beta = (4,4 - 7,5)$  тыс. руб/(кВт·год).

В случае использования для сравнения вариантов затратного критерия с учетом ущерба получим:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti} + Y_t}{(1 + E)^t} \rightarrow \min. \quad (3.2)$$

Статический критерий приведенных затрат приобретает вид:

$$Z_i = I_i + E \cdot K_i + Y_i \rightarrow \min. \quad (3.3)$$

Математическое ожидание годового ущерба от недоотпуска энергии потребителям складывается из двух составляющих:

$$Y = Y_B + Y_{\Pi},$$

где  $Y_B$  – ущерб от вынужденного простоя в результате аварий за время восстановления питания потребителя после аварии;  $Y_{\Pi}$  – то же за время проведения плановых ремонтов.

Составляющие ущерба определяются соответственно так:

$$Y_B = K_B \cdot P_{\text{нб}} \cdot \varepsilon_B \cdot \alpha; \quad (3.4)$$

$$Y_{\Pi} = K_{\Pi} \cdot P_{\text{нб}} \cdot \varepsilon_{\Pi} \cdot \beta, \quad (3.5)$$

где  $K_B$ ,  $K_{\Pi}$  – коэффициенты вынужденного простоя при аварии или плановом ремонте, отн.ед.;  $P_{\text{нб}}$  – наибольшая нагрузка потребителя, кВт;  $\varepsilon_B$ ,  $\varepsilon_{\Pi}$  – коэффициенты ограничений мощности потребителя при аварии или плановом ремонте, отн.ед.;  $\alpha$ ,  $\beta$  – удельные ущербы от аварийных и плановых ограничений электроснабжения, тыс.руб/(кВт·год).

Коэффициенты ограничений мощности

$$\varepsilon_B = \frac{P_{\text{в откл}}}{P_{\text{нб}}}, \quad \varepsilon_{\Pi} = \frac{P_{\text{п откл}}}{P_{\text{нб}}},$$

где  $P_{\text{в откл}}$  и  $P_{\text{п откл}}$  – отключаемая часть нагрузки при вынужденных режимах на время устранения аварийных повреждений или плановых ремонтов элементов сети, кВт.

При полном перерыве электроснабжения  $\varepsilon_B = 1$  и  $\varepsilon_{\Pi} = 1$

Коэффициенты вынужденного и планового простоя определяются по формулам:

$$K_B = \omega_B \cdot T_B; \quad (3.6)$$

$$K_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T_{\Pi}, \quad (3.7)$$

где  $\omega_B$  – параметр потока отказов оборудования, отказ/год;  $\omega_{\Pi}$  – средняя частота плановых простоев элементов электрических сетей, простой/год;  $T_B$ ,  $T_{\Pi}$  – время восстановления повреждения при аварийном (вынужденном) или плановом ремонте элементов сети, год/отказ, год/простой.

Параметры  $\omega_B$ ,  $\omega_{\Pi}$ ,  $T_B$ ,  $T_{\Pi}$ ,  $K_B$ ,  $K_{\Pi}$  при проектировании принимаются как среднестатистические (табл. 3.1 и 3.2) в зависимости от

вида оборудования и класса номинального напряжения. Для линий эти показатели пересчитываются применительно к заданной длине.

Использование вышеуказанных формул определяется структурной схемой электроснабжения потребителей. При проектировании для расчетов ущерба от перерывов электроснабжения может применяться упрощенная структурная схема, состоящая только из таких элементов, как линии электропередачи, трансформаторы и выключатели.

При последовательном соединении  $n$  элементов (рис. 3.1 а)

$$K_B = \sum_{i=1}^n K_{Bi}; \quad (3.8)$$

$$K_{II} = \max\{K_{III}\}, \quad (3.9)$$

где  $i=1,2,3,\dots, n$  – порядковый номер элементов сети в последовательной цепочке.

При определении  $K_{II}$  полагается, что плановые ремонты элементов, включенных в последовательную цепь, выполняются одновременно.

Поскольку отказ любого элемента сети в последовательной цепочке приводит к полному отключению потребителя, то в этом случае

$$\varepsilon_B = 1 \text{ и } \varepsilon_{II} = 1.$$

При параллельном соединении элементов сети (рис. 3.1 б)

$$K_B = K_{B1} \cdot K_{B2} + K_{B1} \cdot K_{II2} + K_{B2} \cdot K_{II1}, \quad \varepsilon_B = 1$$

Здесь первое слагаемое характеризует наложение отказа одного элемента на отказ другого элемента, а второе слагаемое – наложение отказа одного элемента на плановый ремонт другого элемента. Данная формула является приближенной и дает завышенный результат, так как полагает, что отказы обоих элементов и отказ одного из элементов совпадают во времени с началом планового ремонта другого элемента; на самом же деле такие совпадения происходят крайне редко. Тем не менее, получаемая точность вычисления  $K_B$  оказывается достаточной для проектных сравнительных расчетов.

При отсутствии ограничений пропускной способности в параллельных цепях, т. е. когда допустимая мощность каждой из цепей больше или равна наибольшей мощности нагрузки,

$$K_{II} = 0 \text{ и } \varepsilon_{II} = 0.$$

В противном случае учитывают ограничения потребителей и соответствующий ущерб вычисляется по формуле:

$$Y_{\text{п}} = K_{\text{п1}} \cdot \varepsilon_{\text{п1}} \cdot P_{\text{нб}} \cdot \beta_1 + K_{\text{п2}} \cdot \varepsilon_{\text{п2}} \cdot P_{\text{нб}} \cdot \beta_2.$$

При смешанном соединении элементов сети (параллельно-последовательном) структурная схема питания потребителей и ее надежность оцениваются на основе совместного рассмотрения параллельно-последовательных цепей (рис. 3.2)

Таблица 3.1

**Показатели надежности линий электропередачи**

Напряжение, кВ	Опоры	Число цепей	$\omega_{\text{в}}$ , отказ/год	$\omega_{\text{п}}$ , простой/год	$T_{\text{в}} \cdot 10^{-3}$ , год/отказ	$T_{\text{п}} \cdot 10^{-3}$ , год/простой
35	Металлические,	1	2	2,2	1,8	1,9
	железобетонные	2	1,6/0,4	4/0,3	1,2/1,3	1,5/1,3
110	Металлические,	1	3,9	2,9	1,5	1,7
	железобетонные	2	3,9/0,9	3,8/0,4	1,0/1,5	1,3/1,5
220	Металлические,	1	1,7	5,0	1,6	2,9
	железобетонные	2	2/0,4	1,1/0,3	1,2/1,9	1,5/2
330	Металлические,	1	1,3	5,7	1,5	2,3
	железобетонные	2	3,8/0,4	7,3/0,3	1,3/0,6	1,0/0,6
500	Металлические,	1	0,6	12,8	2,2	1,9
	железобетонные					
750	Металлические	1	0,6	10	2,7	1,1

*Примечание.* Параметр  $\omega_{\text{в}}$  приведен на 100 км, остальные – на одну линию. В числителе дроби – для отключения одной цепи, в знаменателе – двух цепей. Параметры  $\omega_{\text{в}}$  и  $T_{\text{в}}$  приведены для устойчивых отказов.

Таблица 3.2

Показатели надежности элементов подстанций

Элемент	Напряже- ние, кВ	$\omega_v$ , отказ/год	$\omega_{п}$ , простой/год	$T_v \cdot 10^{-3}$ , год/отказ	$T_{п} \cdot 10^{-3}$ , год/простой
Трансформаторы и автотрансформа- торы	35	0,01	0,25	8	3
	110	0,015	0,5	8	3,2
	220	0,03	0,9	7	3,2
	330	0,054	1	5	3,4
	500—750	0,024	1	25	5,7
Выключатели	35	0,01	0,2	1,7	1
	110	0,03	0,2	3	6
	220	0,03	0,2	5	11
	330	0,04	0,2	4	14
	500	0,12	0,2	7	16
	750	0,2	0,2	3	23

*Примечание:* Сведения о выключателях приведены для воздушных выключателей.

На рис. 3.2 предполагалось, что параллельные цепи взаимно резервируют друг друга. Поэтому в этих цепях  $K_{п1} = K_{п2} = K_{п3} = 0$ , и  $\varepsilon_{п} = 0$  коэффициенты вынужденного простоя  $K_{в6} = K_{в1} \cdot K_{в2}$ ,  $K_{в7} = K_{в3} \cdot K_{в4}$  и  $K_{в} = K_{в6} + K_{в7} + K_{в5}$ .

Отметим особенности составления структурных схем для двухцепных линий электропередачи. Здесь могут иметь место аварии с выходом из строя обеих цепей одновременно ( $K_{в12}$ ), взаимное наложение аварий одной цепи на аварию на второй цепи ( $2 \cdot K_{в1} \cdot K_{в2}$ ), наложение аварий первой цепи на интервал времени планового ремонта второй цепи ( $K_{в1} \cdot K_{п2}$ ) и наоборот ( $K_{в} \cdot K_{п1}$ ). Могут также иметь место ограничения потребителей по пропускной способности каждой из цепей при плановом ремонте второй ( $K_{п1}$ ,  $\varepsilon_{п1}$  и  $K_{п2}$ ,  $\varepsilon_{п2}$ ). Структурная схема двухцепной линии с точки зрения надежности электропитания для случая, когда при проведении планового ремонта одной из цепей ограничение потребителей отсутствует ( $K_{п1} = K_{п2} = 0$ ), представлена на рис. 3.3.

Здесь:  $K_{в3} = K_{в1} \cdot K_{в2}$ ,  $K_{в} = K_{в12} + K_{в3}$ . Заметим, что при одинаковых цепях двухцепной линии  $K_{в1} = K_{в2}$ .

При оценке показателей надежности электропитания составляются структурные схемы типа рис. 3.1 – 3.3 для каждого потребителя, и по ним определяется математическое ожидание ущерба от недо-

отпуска электроэнергии каждому из потребителей. Сумма ущербов отдельных потребителей составит общий ущерб.

При составлении структурных схем для оценки надежности электроснабжения отдельных узлов нагрузки источники питания объединяются в одну точку, и из этой точки прослеживаются все возможные пути подачи электроэнергии рассматриваемому потребителю. Может оказаться, что на некотором участке структурной схемы образуется множество параллельных ветвей (3, 4 и более), взаимно резервирующих друг друга на 100%. Отключения любого элемента сети на этом участке не приводят к ограничению мощности потребителя. По этой причине такого рода участки в структурной схеме можно не рассматривать.

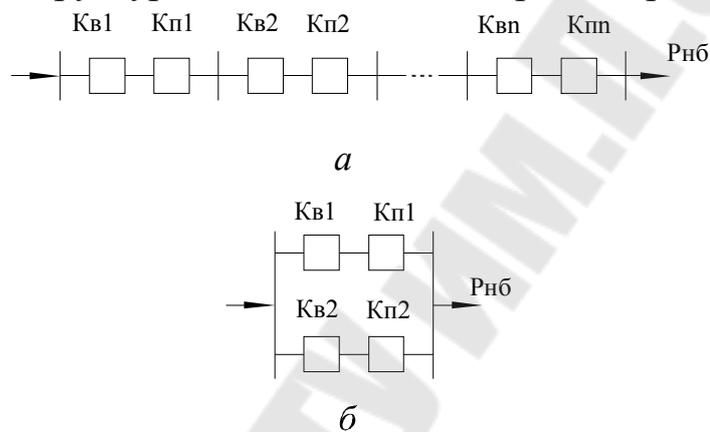


Рис. 3.1. Соединение элементов:  
*a* – последовательное, *б* – параллельное

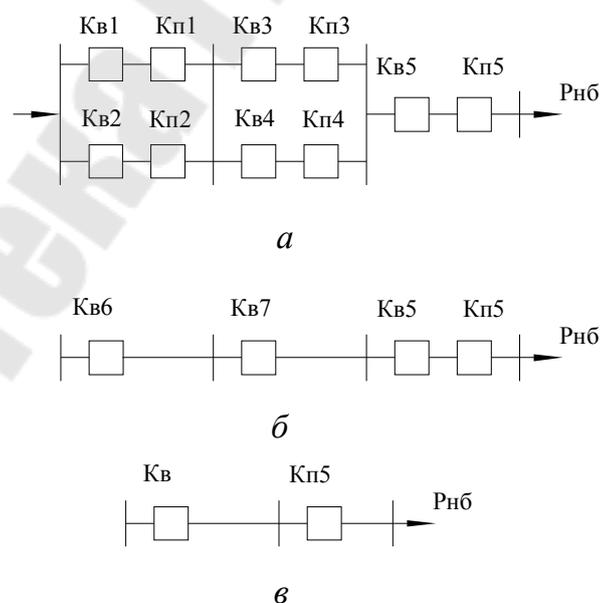


Рис. 3.2. Параллельно-последовательное соединение элементов:  
*a* – исходная схема, *б*, *в* – ее эквивалентные аналоги

Для учета фактора экологии при оценке сравнительной эффективности различных вариантов развития систем передачи и распределения электроэнергии известны различные подходы. Один из простых приемов количественного учета экологического воздействия линий электропередачи заключается в применении эквивалентных километров в зависимости от условий прохождения трассы линии. Так для усредненных условий Республики Беларусь разработана искусственная шкала, позволяющая переводить реальную длину линии в эквивалентную (табл. 3.3). Капитальные затраты в линию с учетом условий прохождения трассы определяются

$$K = K_0 \cdot L \cdot l_3$$

где  $K_0$  – стоимость 1 км линии в редконаселенной местности;  $L$  – реальная длина линии;  $l_3$  – коэффициент перевода реальной длины в эквивалентную, принимаемый по табл. 3.3.

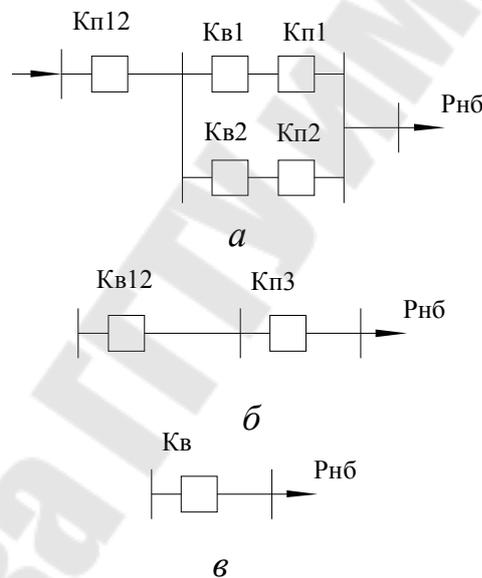


Рис. 3.3. Структурная схема двухцепной линии электропередачи:  
 а – исходная схема, б, в – ее эквивалентные аналоги

Из табл. 3.3 видно, что линии, проходящие по наиболее ценным местам, оцениваются выше. Так, стоимость линии на территории города с населением свыше 500 тыс. человек должна оцениваться в 8–10 раз выше, чем линия в редконаселенной местности.

Таблица 3.3

**Искусственная шкала для перевода реальной протяженности линий электропередачи в эквивалентную в зависимости от условий прохождения трассы**

№ п/п	Условия прохождения трассы ВЛ	Эквивалентная протяженность $l_3$ ВЛ, км
1.	Редконаселенная сельская местность, трасса не оказывает заметного влияния на животный и растительный мир и не видна с автострады (расстояние до трассы более 6 км)	1
2.	Средненаселенная сельская местность, в отдельных случаях вблизи населенных пунктов с застройкой городского типа, на участке 2 км вдоль автострады на расстоянии менее 6 км от нее	2
3.	Территория города с населением до 100000 человек	3
4.	Пересекает места, признанные особо живописными	4–5
5.	Лесные участки, места обитания редких диких животных и птиц	6
6.	Селитебная территория города с населением от 100000 до 500000 человек	7
7.	Селитебная территория города с населением свыше 500000 человек	8–10
8.	Заказная, заповедная, парковая и лесопарковая зона	11–12
9.	Вблизи территории курортных мест, историко-архитектурных, природных, культурных и других памятников, охраняемых государством, мест массового отдыха людей	12–15

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. – Красноярск: Издательские проекты, 2006.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича –М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
3. Падалко Л.П. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестирования энергетических объектов /Л.П. Падалко, И.В. Янцевич, Минск: БНТУ, 2003.
4. Справочник по проектированию электрических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зеймиер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Фадеева Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей: учеб. пособие / Г.А. Фадеева Г.А., В.Т.Федин; под общ. Ред. В.Т.Федина. – Минск: Вышэйшая школа, 2009.
6. Водяников В.Г. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК. – М.: Колос С, 2008.
7. Временный республиканский классификатор основных средств и нормативные сроки их службы. Постановление Министерства Экономики РБ от 21.11.2001 г. №186 (зарегистрированный НРПА РБ 23.11.2001 №8/7489) 10 декабря №114, 8/7489.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица III

**Базовые показатели стоимости ВЛ 35-750 кВ на стальных и железобетонных опорах (цены 1991 г.)**

Напряже- ние ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалю- миниевые сечением, шт.мм <sup>2</sup>	Количество цепей на опоре, шт.	Базовые показатели стои- мости ВЛ, тыс. руб./км	
				стальные опоры	железобетон- ные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	39	33
			2	56	50
110	Свободностоящие	до 150	1	42	34
			2	64	57
	Свободностоящие	185–240	1	47	38
			2	72	66
220	Свободностоящие	300	1	54	45
			2	88	–
		400	1	59	50
			2	97	–
220	Двухстоечные свободностоящие	300	1	–	47
			2	–	85
		400	1	–	52
			2	–	93
330	Свободностоящие	2×300	1	80	–
			2	125	–
		2×400	1	90	–
			2	147	–
	Двухстоечные С внутренними связями	2×300	1	–	73
		2×400	1	–	79
500	Свободностоящие двухстоечные, с внутренними свя- зями	3×300	1	135	105
		3×330	1	145	113
		3×400	1		120
	С оттяжками	3×400	1	125	–
		3×500	1	140	–
750	С оттяжками	5×300	1	215	–
		5×400	1	245	–

Таблица П2

## Стоимости кабельных линий 6 и 10 кВ, тыс. руб./км (цены 1991 г.)

Сечение, мм <sup>2</sup>	АСБУ	ААБ.У, ААБ2.У	ААЩУ	ААЩУ
<b>6 кВ</b>				
50	12,3/19,2	10,6/15,7	10,3/15,1	9,9/14,4
70	13,1/20,7	11,4/17,2	10,9/16,4	10,6/15,7
95	14,3/23,1	12,2/18,9	11,9/18,3	11,5/17,5
120	15,4/25,5	13,0/20,5	12,7/19,9	12,2/18,9
150	16,8/28,4	13,9/22,3	13,6/21,8	13,1/20,7
185	18,1/30,8	15,1/24,7	14,7/23,9	13,9/22,6
240	20,4/35,1	16,5/27,6	16,4/27,3	15,5/25,6
<b>10 кВ</b>				
50	13,3/21,2	11,4/17,2	11,1/16,7	10,7/16,0
70	14,4/23,4	12,0/18,8	11,7/18,3	11,2/17,2
95	15,9/26,4	13,0/20,5	12,7/19,9	12,2/18,9
120	16,8/28,2	13,8/22,0	13,5/21,5	13,0/20,5
150	18,1/30,8	14,6/23,7	14,4/23,2	13,9/22,3
185	19,6/33,7	15,9/26,3	15,7/25,8	15,1/24,7
240	21,6/38,0	17,5/29,3	17,5/29,3	16,2/26,9

*Примечание:* В числителе приведена стоимость линии с одним, в знаменателе – с двумя кабелями в траншее.

Таблица П3

## Стоимость кабельных линий 35 – 220 кВ (три фазы; цены 1991 г.)

Напряже- ние, кВ	Сечение, мм <sup>2</sup> (фаза)	Марка кабеля	Стоимость 1км линии, тыс. руб.	
			один кабель в траншее	два кабеля в траншее
35	120–150	АОСБУ	65–70	115–125
110	270–625	МНСК	610–700	910–1040
	350	АПвП	410	610
	550	МВДТ	900	1350
220	550–1200	МВДТ	1400–1570	1900–2120
	550	МНСК	960	1410

Таблица П4

Укрупненные удельные показатели стоимости ВЛ напряжением 10(6) кВ на железобетонных опорах, тыс. руб. РФ на 1 км (на 01.01.07)

Марка и сечение ВЛ проводов (алюминий/сталь)	Районы по ветру															
	I-II				III				IV				V			
	Толщина стенок гололеда, мм.															
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
АС 25/4,2	245	274	360	403	259	291	366	410	260	302	345	432	302	332	375	432
АЖ 25	245	274	331	461	245	274	337	469	260	288	331	463	276	296	346	461
АС 35/6,2	272	288	332	388	303	303	337	395	317	317	331	403	360	360	375	432
АН 35	259	288	–	–	303	288	–	–	360	360	–	–	–	–	–	–
АЖ 35	259	259	331	403	303	303	337	410	288	288	331	403	331	331	346	432
АС 50/8	288	303	360	403	345	345	366	410	317	317	345	403	403	403	375	446
АН 50	302	303	375	375	346	366	381	395	330	330	360	403	–	–	–	–
АЖ 50	305	303	360	403	346	366	366	410	317	317	360	403	389	398	389	446
А 70	345	345	375	417	375	375	381	454	389	389	389	446	431	431	431	461
А 95	388	388	432	475	433	433	433	483	461	461	461	490	519	519	519	519

32

Таблица П5

Укрупненные удельные показатели стоимости воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ, тыс. руб. РФ на 1 км (на 01.01.07)

Тип опор	Район по гололеду	Число и марка проводов									
		2×16	3×16	4×16	5×16	4×25	5×25	4×35	5×35	4×50	5×50
Железобетонные опоры	I-II	207	215	222	230	227	235	242	254	262	279
	III	215	223	231	239	239	249	250	263	269	287
	IV	–	–	–	–	–	–	319	331	338	355
	особый	–	–	–	–	–	–	346	359	366	398
Деревянные опоры на железобетонных приставках	I-II	161	168	176	184	181	190	196	207	216	233
	III	162	170	178	192	191	213	215	228	230	260
	IV	–	–	–	–	231	253	254	267	274	291
	особый	–	–	–	–	260	270	272	285	291	310

Таблица П6

Укрупненные показатели стоимости воздушных линий электропередачи  
10(6) и 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами (марка СИП)  
на железобетонных опорах (на 01.01.2007)

Марка провода	Число и номинальное сечение фазного провода и нулевой несущей жилы, шт×мм <sup>2</sup>	Напряжение линии, кВ	Расчетная стоимость 1 км линии, тыс. руб.
СИП-1	1×16+1×25	0,38	485
СИП-1А	3×25+1×35	0,38	825
	3×35+1×50	0,38	324
	3×50+1×70	0,38	975
	3×70+1×95	0,38	1115
СИП-2	1×16+1×25	0,38	510
СИП-2А	3×16+1×25	0,38	860
	3×25+1×35	0,38	963
	3×35+1×50	0,38	1015
	3×50+1×70	0,38	1161
	3×70+1×95	0,38	1290
СИП-3	1×50	10(6)	910
Одноцепная	1×70	10(6)	1230
ВЛ-10 кВ	1×95	10(6)	1400
СИП-3	1×50	10(6)	110
Двухцепная ВЛ-10 кВ	1×70	10(6)	1480
	1×95	10(6)	1700

Базисные показатели стоимости открытых ПС 35-750 кВ (цены 1991 г.)

Напря- жение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, штхМВ·А	Номер схемы РУ на стороне			Количество отходящих ВЛ, шт.			Стоимость объекта в целом, тыс. руб.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
35/10	2х4	35-5АН		10-1	2		16	500
	2х25	35-9		10-2	4		24	1150
110/10	2х25	110-5Н		10-2	2		32	1200
		110-12		10-1	5		12	1440
		110-12		10-2	7		32	1920
	2х40	110-12		10-2	5		48	1900
		110-12		10-2	7		48	2220
110/35/10	2х6,3	110-4	35-9	10-1	2	4	16	930
		110-5Н	35-9	10-1	2	4	12	1230
		110-12	35-9	10-1	5	4	12	1780
	2х25	110-5	35-9	10-1	2	8	18	1410
		110-12	35-9	10-1	5	8	18	2090
		110-13	35-9	10-1	7	8	18	2240
	2х40	110-5	35-9	10-2	2	10	48	1730
		110-5Н	35-9	10-2	2	10	48	1840
		110-12	35-9	10-2	5	10	48	2390
		110-13	35-9	10-2	7	10	48	2540
220/10	2х63	220-5		10-2	2		42	2120
		220-5Н		10-2	2		42	2300
220/35/10	1х25	220-3Н	35-9	10-1	1	2	9	1390
	2х25	220-4	35-9	10-1	2	4	18	1980
		220-5	35-9	10-1	2	4	18	2150
		220-5Н	35-9	10-1	2	4	18	2320

Продолжение табл. П7

Напря- жение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт×МВ·А	Номер схемы РУ на стороне			Количество отходящих ВЛ, шт.			Стоимость объекта в целом, тыс. руб.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
220/110	2×63	220–12	110–12		4	4		4700
		220–13	110–12		7	4		5330
	1×125	220–7	110–13		2	4		2710
	2×125	220–7	110–13		2	7		3880
		220–13	110–13		7	7		5600
	1×200	220–7	110–13		2	6		3260
2×200	220–7	110–13		2	10		4650	
330/110	1×125	330–3Н	110–13		2	4		4190
	2×125	330–7	110–13		2	6		5990
	1×200	330–7	110–13		2	6		4540
	2×200	330–7	110–13		2	10		6500
500/110	1×250	500–7	110–13		2	6		9520
	2×250	500–7	110–13		2	7		12 890
500/220	1×(3×167)+167	500–7	220–13		2	4		13 000
	2×(3×167)	500–7	220–13		2	7		15 890
	2×(3×167)	500–15	220–13		4	7		19 570
	2×(3×167)	500–17	220–13		6	8		24 970
	1×(3×267)+267	500–7	220–13		2	4		14 250
	2×(3×267)	500–7	220–13		2	7		17 670
500/330	1×(3×167)+167	500–7	330–16		2	4		14660
	2×(3×167)	500–7	330–16		2	6		17 940

Окончание табл. П7

Напря- жение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, штхМВ·А	Номер схемы РУ на стороне			Количество отходящих ВЛ, шт.			Стоимость объекта в целом, тыс. руб.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
750/330	1×(3×333)+333	750–7	330–17		2	2		31 500
	2×(3×333)	750–7	330–17		2	4		38 200
750/500	1×(3×417)+417	750–7	500–17		2	2		35 600
	2×(3×417)	750–7	500–17		2	4		43 000

Примечание. Номер схемы РУ соответствует типовым схемам РУ 6-750 кВ ПС (ОАО «Энергосетьпроект» № 14198тм–Т1)

Таблица П8

Типовые схемы РУ 35 – 750 кВ

Номер ти- повой	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстан- ции	Количество присоединяе- мых линий	
схемы по [2], рис. 4.8	Блок (линия – трансфор- матор) с разъединителем	35–330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной за- щитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего им- пульса
3Н	Блок (линия – трансфор- матор) с выключателем	35–220	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателя- ми и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35–220	ВН	2	1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Недопустимость применения отде- лителей

Номер типовой схемы по [2], рис. 4.8	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35–220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ·А включительно
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35–220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ·А включительно
7	Четырехугольник	220–750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при мощности трансформаторов 125 МВ·А и более
8	Расширенный четырехугольник	220	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	3 и более	
12	Одна секционированная система шин с обходной с одельными секционным и обходным выключателем	110–220	ВН, СН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
13	Две несекционированные системы	110–220	ВН, СН	3–13	При невыполнении условий для применения схемы 12

Номер типовой схемы по [2], рис. 4.8	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
14	Две секционированные системы шин с обходной	110–220	СН	Более 13	1. При невыполнении условий для применения схемы 12. 2. На 220 кВ при 3–4 трансформаторах по 125 МВ·А и более при общем числе присоединений 12 и более. 3. При необходимости деления сети для снижения токов КЗ
15	Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя	330–750	ВН, СН	330–500 кВ – 4; 750 кВ – 3	Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ
16	Трансформаторы – шины с полуторным присоединением линий	330–750	ВН, СН	5–6	
17	Полугорная схема	330–750	ВН, СН	6 и более	

*Примечание.* Количество присоединений равно количеству линий плюс два трансформатора (за исключением схем 1 и 3Н, предусматривающих установку одного трансформатора).

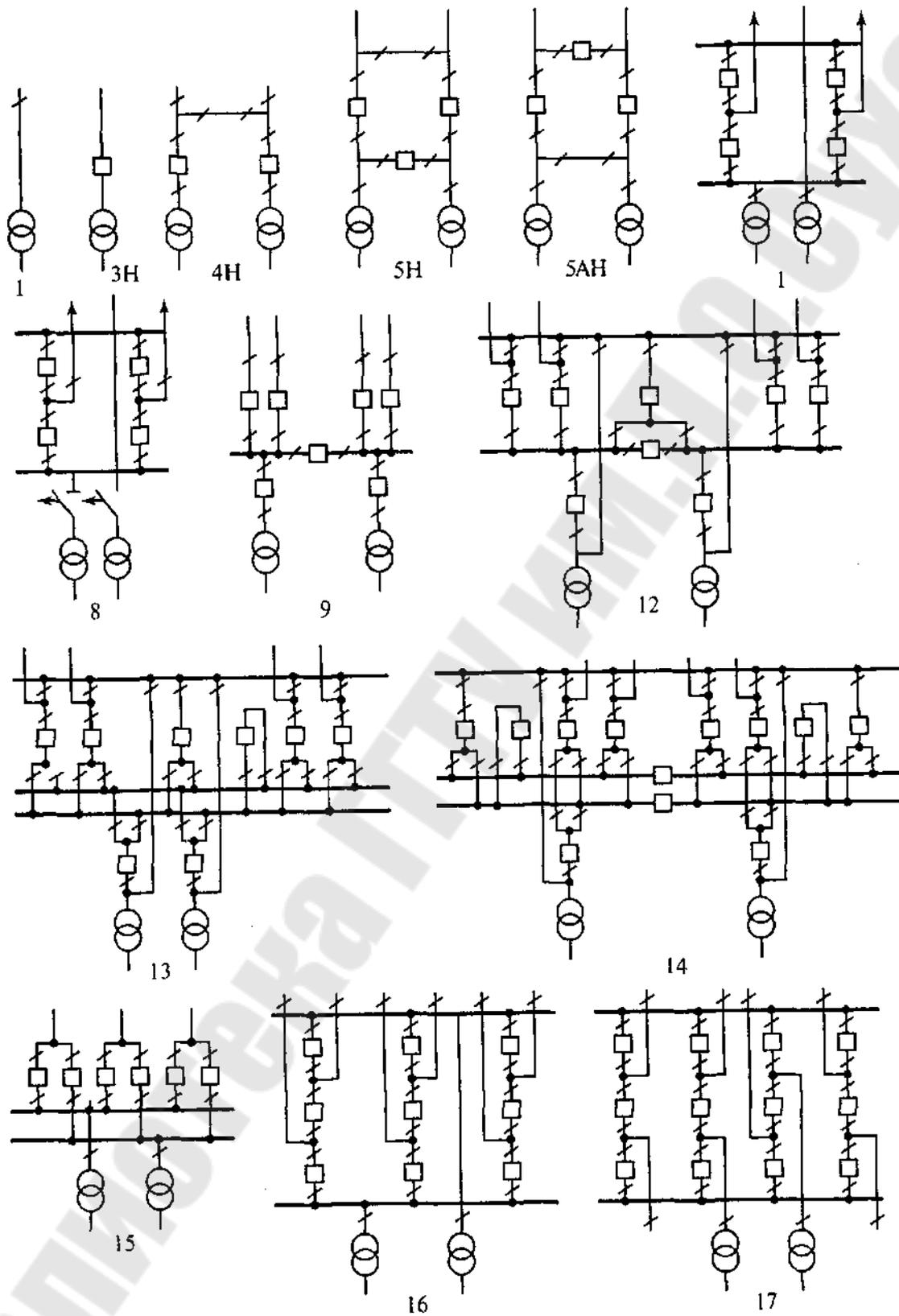


Рис. III. Типовые схемы РУ 35–750 кВ  
(цифры соответствуют номерам типовых схем)

Таблица П19

Показатели стоимости ПС 35-220 кВ с закрытой компоновкой РУ и открытой установкой трансформаторов (цены 1991 г.)

Напряже- ние, кВ/кВ	Количество и мощность трансформато- ров, шт×МВ·А	Номер схемы РУ на стороне			Количество отходящих ВЛ, шт.			Стоимость объекта в целом, тыс. руб.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
35/10	2×16	35-4Н		10-1	2		16	600
110/10	2×25	110-4		10-1	2		32	2100
		110-5		10-1	2		32	2300
	2×63	110-4		10-1	2		48	2400
		110-5		10-2	2		48	2600
110/10	2×63 110 кВ – 8 эле- газовых ячеек	110-13		10-3	4		48	10 000
220/110	2×200 220 кВ – 4 эле- газовые ячей- ки; 110 кВ – 9 эле- газовых ячеек	220-750	110-13	10-1	2	6	48	26 000

Примечание. Стоимости ПС приведены с учетом затрат на строительство здания.

Таблица П10

Стоимость ОРУ 35 – 220 кВ по блочным и мостиковым схемам (цены 1991 г.)

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. руб.		
		35 кВ	110 кВ	220 кВ
Блок линия–трансформатор с разъединителем	1	4	20	32
Блок линия–трансформатор с отделителем	3	7	22	45
Блок линия–трансформатор с выключателем	3Н	9	68	135
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой	4	22	62	141
Два блока с выключателями и неавтоматиче- ской перемычкой со стороны линии	4Н	40	198	411
Мостик с выключателем в перемычке и отде- лителями в цепях трансформаторов	5	31	130	310
Мостик с выключателем в перемычке и в це- пях линий (или трансформаторов)	5Н (5АН)	49	235	480

Таблица П11

**Стоимость ячейки (на один комплект выключателя) ОРУ 35-750 кВ  
с выключателями\* (цены 1991 г.)**

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки (на один комплект выключателя), тыс. руб.		
	Воздушный	Масляный	Элегазовый
10	–	4,6**	–
35	75	25	–
110	90	75	290
220	190	210	600
330	400	–	800
500	750	–	940
750	1450	–	–

\* Для схем с числом выключателей более трех.

\*\* Ячейка ЗРУ 10 кВ, включая соответствующую часть здания.

Таблица П12

**Стоимость трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб. (цены 1991)**

Мощность, МВ·А	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2,5	65	–	–	–	–	–
4	73	–	–	–	–	–
6,3	95	136	163	–	–	–
10	100	148	189	–	–	–
16	ПО	172	219	–	–	–
25	155	222	255	–	398	–
40	220	292	320	400	445	–
63	–	360	407	505	–	539
80	–	408	447	455*	–	–
100	–	–	–	635	–	–
125	–	440	–	540*	–	621
160	–	–	–	775	–	–
200	–	500*	–	735*	–	877
250	–	580*	–	825*	–	1020
400	–	845*	–	1125*	–	–
630	–	–	–	1625*	–	–
1000	–	–	–	2020*	–	–

\* С ПБВ

Таблица П13

## Стоимость трансформаторов 330 кВ, тыс. руб. (цены 1991 г.)

Мощность, МВА	Трансформатор 330/НН	Автотрансформатор	
		330/220	330/110
125	700*	–	850
200	920*	–	1010
250	960*	975	–
3x133	–	1840	–
400	1240*	–	–
630	1830*	–	–
1000	2350*	–	–
1250	2900*	–	–

\* С ПБВ

Таблица П14

## Стоимость трансформаторов 750 и 1150 кВ, тыс. руб. (цены 1991 г.)

Мощность, МВА	Трансформатор 750/НН	Автотрансформатор	
		750/500	750/330
3x333	–	–	6100
3x417	5700*	6200	–
3x667	–	–	–

\* С ПБВ

Таблица П15

## Стоимость линейных регулировочных трансформаторов (цены 1991 г.)

Тип	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб
ЛТМН-16000/10	16	115
ЛТДН-40000/10	40	150
ЛТДН-63000/35	63	160
ЛТДН-100000/35	100	250
ВРТДНУ-240000/35/35	240	250

Таблица П16

## Стоимость синхронных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов (цены 1991 г.)

Тип СК, СТК	Мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	
		двух СК, СТК	в т. ч. при вводе пер- вого СК, СТК
КСВБ-50-11	50	1500	950
КСВБО-50-11	50	1880	1160
КСВБ-100-11	100	2950	1940
КСВБО-100-11	100	3320	2140
КСВБ-160-15	160	5490	3470
КСВБО-160-15	160	7230	4620
СТК с конденсаторной частью	- 100	6200	3900
СТК без конденсаторной части	+ 100	4400	2800

Таблица П17

## Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 6-110 кВ (цены 1991 г.)

Напряже- ние, кВ	Установ- ленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	Напряже- ние, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стои- мость, тыс. руб.
6	1,4	19	10	7,2	90
	2,9*	34		9,6*	124
	4,3	59		12,0	150
	5,8*	67	35	9,1	110
	7,2	98		13,6	155
				18,1	205
10	1,2	15	110	27,2	300
	2,4	30		40,8	450
	3,6	45		54,0	590
	4,8*	62		54,4	625
	6,0	77			

Таблица П18

Стоимость токоограничивающих реакторов 6-110 кВ  
(комплект - три фазы, цены 1991 г.)

Тип реактора	Характеристика	Стоимость, тыс. руб.		
		110 кВ	10(6)кВ	
			одинарные	сдвоенные
ТОРМТ	Наружная установка	380	-	-
РБ	Наружная установка	-	32	48
РБ	Внутренняя установка (с учетом стоимости здания):			
	естественная вентиляция	-	40	-
	принудительная вентиляция	-	45	65

Таблица П19

## Стоимость шунтирующих реакторов 6 кВ (комплект - три фазы, цены 1991 г.)

Тип реактора	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
РТМ	6,6	3,3	52
РТМ	11	3,3	52
РТД	38,5	20	144
3×РОД	L21	3×33,3	500
3×РОДЦ	525	3×60	1900
3×РОДЦ	787	3×110	3200

Таблица П20

**Стоимость масляных заземляющих дугогасящих реакторов  
типа РЗДСОМ 6-35 кВ (цены 1991 г.)**

Напряжение, кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	170
	С выключателями	200
110/10; 110/35/10	Без выключателей	220-290
	Мостик	360-430
	Сборные шины	490-540
220/10; 220/35/10	Без выключателей	410
	Мостик	610
	Четырехугольник, сборные шины	780
220/110	Без выключателей	680
	Мостик, четырехугольник	880
	Сборные шины	1260
330	Четырехугольник	1970
	Трансформатор – шины	2980
	Полуторная	3570
500	Четырехугольник	4080
	Трансформатор – шины	4760
	Полуторная	6970
750	Полуторная	11560

Таблица П21

**Постоянная часть затрат по ПС 35—1150 кВ с открытой установкой  
оборудования (цены 1991 г.)**

Напряжение, кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	170
	С выключателями	200
110/10; 110/35/10	Без выключателей	220-290
	Мостик	360-430
	Сборные шины	490-540
220/10; 220/35/10	Без выключателей	410
	Мостик	610
	Четырехугольник, сборные шины	780
220/110	Без выключателей	680
	Мостик, четырехугольник	880
	Сборные шины	1260
330	Четырехугольник	1970
	Трансформатор – шины	2980
	Полуторная	3570
500	Четырехугольник	4080
	Трансформатор – шины	4760
	Полуторная	6970
750	Полуторная	11560
1150	Два выключателя на присоединение	40000

*Примечания:* 1. Большие значения соответствуют ПС с трехобмоточными трансформаторами. 2. Постоянная часть затрат ПС 330-1150 кВ с элегазовым оборудованием оценивается в размере 40 % соответствующих показателей ПС 330-1150 кВ с открытой установкой оборудования.

Таблица П22

**Укрупненные показатели стоимости строительства трансформаторных  
подстанций напряжением 110/35/10 и 110/10/10 кВ (на 01.01.07)**

Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб. РФ
КТПБ-110/35/10	1×6300	9110
	1×10000	10100
	1×16000	12000
	1×6300	17875
	1×10000	19750
	1×16000	23625
КТПБ-110/10	1×2500	6000
	1×6300	6870
	1×10000	7690
	1×16000	8950
	2×2500	11620
	2×6300	13310
	2×10000	15120
	2×16000	17500
	2×40000	31150

Таблица П23

**Укрупненные показатели стоимости строительства трансформаторных  
подстанций напряжением 35/10 кВ (на 01.01.07)**

Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб. РФ
<i>Тушковые подстанции</i>		
С короткозамыкателями и отделителями	1×1600	3120
	1×2500	3330
	1×4000	3620
	1×6300	3900
	2×1600	6125
	2×2500	6560
	2×4000	7100
	2×6300	7680
С выключателями	1×1600	3170
	1×2500	3410
	1×4000	3690
	1×6300	3980
	2×1600	6200
	2×2500	6650
	2×4000	7190
	2×6300	7760

Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб. РФ
<i>Проходные подстанции</i>		
С предохранителями и отделителями	1×1600	4660
	1×2500	4890
	2×1600	7260
	2×2500	7720
	2×4000	8250
	2×6300	8880
С выключателями	2×1600	7350
	2×2500	7810
	2×4000	8350
	2×6300	8940
<i>Узловые подстанции с одиночной секционированной системой шин</i>		
	2×1600	9120
	2×2500	10050
	2×4000	10120
	2×6300	10690

## Укрупненная стоимость трансформаторных подстанций 35/0,38 кВ и 10/0,38 кВ, тыс. руб. РФ (на 01.01.07)

Напряже- ние, кВ	Установка	Число транс- формато- ров	Конструкция	Мощность трансформаторов, кВ·А							
				25	40	63	100	160	250	400	630
10/2×0,23	Открытая	1	На П-образной опоре из ж/б	271	301	305	314	–	–	–	–
		1	На П-образной опоре из дерева на ж/б приставках	309	311	316	325	–	–	–	–
10/0,38	Открытая	1	На АП-образной деревянной опоре с ж/б приставками	–	–	–	–	320	380	–	–
10/0,38	Закрытая	1	КТП	347	350	260	365	376	385	396	491
		1	1 кабельный ввод	–	–	–	395	48	430	454	–
		1	1 воздушный ввод	–	–	–	427	443	466	492	–
10/0,38	Закрытая	1	КТП тупиковая	363	367	270	399	412	437	–	–
		1	КТП проходящего типа	–	–	–	437	555	577	–	–
		2	3 кабельных ввода	–	–	–	663	786	807	544	925
		2	4 воздушных ввода	–	–	–	822	837	857	883	–
35/0,38	Открытая	1	На АП-образной опоре из ж/б	–	–	–	341	358	387	–	–
		1	На АП-образной опоре из дерева на ж/б приставках	–	–	328	346	364	–	–	–

Примечание. Открытая ТП 10/0,23 кВ (однофазная) на опоре ВЛ–10 кВ: мощностью 18,2 кВ·А – 69 тыс. руб.; мощностью 19,0 кВ·А – 91 тыс. руб.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Основные положения	3
2. Методические основы технико-экономических расчетов при проектировании электрических сетей	5
3. Учет надежности при проектировании развития электрической сети	21
Список литературы	29
Приложение	30

**Головач Ольга Михайловна  
Полозова Ольга Александровна**

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ  
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

**Методические указания  
к дипломному проектированию  
для студентов специальности 1-43 01 02  
«Электроэнергетические системы и сети»  
дневной формы обучения**

Подписано в печать 18.10.2010.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 3,02. Уч.-изд. л. 2,8.

Изд. № 4.

E-mail: [ic@gstu.by](mailto:ic@gstu.by)

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.