ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

УКРУПНЕННЫЕ СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35-1150кВ

285 тм – т1

Москва 2007

gost.e-ecolog.ru

Аннотация

Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ разработаны с целью оценки необходимых инвестиций в сооружение ВЛ и ПС при технико-экономическом сравнении вариантов и обеспечения точности технико-экономических расчетов при схемном проектировании. Указанная работа включает широкий круг стоимостных показателей элементов электрических сетей энергосистем. За базисный уровень принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000г.

В настоящую работу включены материалы по демонтажу оборудования, а также учтены замечания ряда пользователей «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей (СО 00.03.03-06)». В работе справочно приводятся данные о стоимости элементов электрических сетей в зарубежных энергосистемах, относящиеся к концу 1990-х годов.

Настоящая работа выполнена Производственно-техническим департаментом ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». В работе использованы материалы институтов «Уралэнергосетьпроект», «Севзапэнергосетьпроект» и «Тулаэнергосетьпроект». Ответственным исполнителем работы является ведущий специалист ТО ПТД Челазнова Л.А., в работе принимали участие начальник ПТД Подъячев В.Н., главные специалисты ТО ПТД Евтушенко В.А. и Кулаков А.М..

Работа выполнена по договору № 121-07 от 28.09.07г. с ОАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

Стр.

1. Общая часть 4
2. Воздушные линии..... 12
3. Кабельные линии..... 19
4. Подстанции..... 22
5. Затраты на демонтаж оборудования и конструкций..... 38
6. Отдельные данные о стоимости электросетевых объектов и их элементов в зарубежных энергосистемах..... 44

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ВЛ и ПС ... 52

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Пример расчета стоимости строительства ВЛ 220 кВ 53

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Пример расчета стоимости строительства ПС 500 кВ 55

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Пример расчета стоимости реконструкции (расширения) ПС 220кВ 57

1. Общая часть

1.1. Укрупненные стоимостные показатели (УСП) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для:

- оценки объема инвестиций при планировании нового строительства, а в отдельных случаях, и при реконструкции электросетевых объектов;
- технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений, выбора схем электрических сетей («схемное» проектирование»);
- разработки обоснований инвестиций и бизнес-планов.

1.2. В основу определения УСП положены:

- материалы, обобщающие сметные расчеты к проектам конкретных объектов;
- требования к строительной и механической части электросетевых объектов, определяемые «Правилами устройства электроустановок» 7-го издания;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СО 154-34.20.122-2006)». Утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. № 187;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ (СО 154-34.20.121-2006)». Утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. № 187;
- «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения » (278тм – т1);
- действующие цены на оборудование и материалы заводов-поставщиков;
- отчетные данные Департамента инвестиционной политики РАО «ЕЭС России» по текущему финансированию объектов электрических сетей.

1.3. Общие требования Минстроя РФ по организации проектирования изложены в:

- «Порядке разработки, согласования, утверждения и состава

обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений» (Минстрой РФ, 1995 г., СП 11-101-95):

- «Инструкции о порядке разработки, согласования, утверждения и состава проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» (Минстрой РФ, 1995 г., СНиП 11-01-95).

Несмотря на отмену действия СНиП 11-01-95 и СП-101-95 (Постановление Госстроя РФ от 12.07.2002 г. № 86) и отсутствие замены этих нормативных документов, Госстрой РФ своим письмом от 20 марта 2003 г. № СК-12692/3 разъясняет:

«До утверждения в установленном порядке федеральных строительных нормативных документов, регламентирующих выполнение предпроектных и проектных работ, возможно использование в практике реального проектирования ранее действовавших СНиП 11-01-95 и СП 11-101-95 в качестве рекомендуемых положений в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации».

1.4. В соответствии с СП 11-101-95 проектная подготовка строительства состоит из трех этапов:

- 1-ый этап – определение цели инвестирования, назначения и мощности объекта строительства, номенклатуры продукции, места (района) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий заказчика (инвестора). На основе необходимых исследований и проработок об источниках финансирования, условиях и средствах реализации поставленной цели заказчиком проводится оценка возможностей инвестирования;
- 2-ой этап – разработка обоснований инвестиций в строительство на основании полученной информации, требований государственных органов и заинтересованных организаций, в объеме, достаточном для принятия заказчиком (инвестором) решений о целесообразности дальнейшего инвестирования, получения от соответствующего органа исполнительной

власти предварительного выбора места размещения объекта, о разработке проектной документации;

- 3-ий этап – разработка, согласование, экспертиза и утверждение проектной документации, получение на ее основе решения об отводе земельного участка под строительство.

Основным проектным документом на строительство объекта является, как правило, проект строительства, частью которого является сметная документация. На основании утвержденного проекта строительства разрабатывается рабочая документация по объекту.

Настоящие УСП используются при выполнении 1-го и 2-го этапов проектной подготовки строительства. На базе использования УСП могут формироваться договорные цены на разработку проектной документации.

1.5. Определение стоимости проекта на строительство осуществляется с учетом «Справочника базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики», утвержденного Председателем Правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайсом 10.02.03, а также «Общих указаний по применению справочников базовых цен на проектные работы для строительства», утвержденных Постановлением Госстроя РФ от 07.08.02 № 102.

1.6. УСП приведены в базисном уровне цен и не включают НДС. В соответствии с Постановлением Госстроя РФ от 08.04.2002 № 16 «О мерах по завершению перехода на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве» за базисный уровень принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000г. Определение стоимости строительства в текущем (прогнозном) уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости в текущий (прогнозный) уровень цен. Индексы представляют собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базисном уровне цен.

Индексы цен публикуются в:

- Вестнике Управления ценообразования и сметного нормирования

Госстроя России (Государственного Комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу);

• Межрегиональном информационно-аналитическом бюллетене «Индексы цен в строительстве», издаваемом «КО-ИНВЕСТ».

С использованием индексов цен могут быть выполнены:

• оценка объема капитальных вложений в текущем уровне цен при выполнении макроэкономических, плановых и статистических расчетов;

• расчет стоимости строительства в составе обоснований инвестиций и бизнес-планов.

Определение стоимости строительства по УСП в текущем (прогнозном) уровне цен осуществляется с применением индексов на капитальные вложения, приводимых в Межрегиональном информационно-аналитическом бюллетене «Индексы цен в строительстве», издаваемом «КО-ИНВЕСТ».

Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры по отрасли «Электроэнергетика» РФ (с I квартала 2005 года - по видам экономической деятельности) приведены в табл.1. Указанные индексы не включают НДС.

1.7. Базисные УСП учитывают стоимостные показатели на 1 км *воздушных и кабельных линий, а также на подстанции в целом и по их* основным элементам для нормальных условий строительства в европейской части страны. Для определения стоимости строительства электрических сетей в других районах централизованного электроснабжения страны применяются повышающие территориальные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов (табл. 2).

Для районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей ориентировочная стоимость строительства линий электропередачи может быть определена применением повышающих коэффициентов 2,0-2,7. К стоимости строительства подстанций в этих районах применяется повышающий коэффициент 1,5-2,0 (в отдельных случаях, для мощных

подстанций со сложной схемой доставки оборудования и тяжелыми условиями строительства – до 3,0).

Таблица 1

Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры по отрасли «Электроэнергетика» (с I кв. 2005 г. - по видам экономической деятельности «Производство, передача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды)

Капитальные вложения (по отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000г.)						
декабрь 2001г.	декабрь 2002г.	декабрь 2003г.	декабрь 2004г.	декабрь 2005г.	декабрь 2006г.	июнь 2007г.
1,324	1,531	1,707	2,418	2,709	3,048	3,274
Строительно-монтажные работы (по отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000г.)						
декабрь 2001г.	декабрь 2002г.	декабрь 2003г.	декабрь 2004г.	декабрь 2005г.	декабрь 2006г.	июнь 2007г.
1,454	1,733	1,998	2,775	3,195	3,682	3,925
Технологическое оборудование (по отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000г.)						
декабрь 2001г.	декабрь 2002г.	декабрь 2003г.	декабрь 2004г.	декабрь 2005г.	декабрь 2006г.	июнь 2007г.
1,225	1,360	1,468	2,032	2,225	2,369	2,539
Прочие работы (по отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000г.)						
декабрь 2001г.	декабрь 2002г.	декабрь 2003г.	декабрь 2004г.	декабрь 2005г.	декабрь 2006г.	июнь 2007г.
1,665	1,924	2,197	3,070	3,280	3,809	4,212

1.8. УСП учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базисные показатели стоимости). Затраты, связанные со строительством РПБ, жилстроительством, использованием вертолетов, производством специальных строительных работ (плывуны,

скальные грунты и др.), устройством больших переходов через водные преграды базисными показателями стоимости ВЛ и ПС не учтены.

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

Таблица 2

Территориальные повышающие коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов

Районы	Территориальные коэффициенты	
	Воздушные линии	Подстанции
Европейская часть России (без Урала)	1,0	1,0
Урал	1,1-1,2	1,1-1,2
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

1.9. Стоимость отчуждаемых земельных участков – постоянный отвод земель – для линий электропередачи и подстанций принимается с учетом «Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных 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 Минтопэнерго РФ и РАО «ЕЭС России»

Затраты на отвод земельного участка (изъятие, предоставление и передача его в собственность или аренду, а также затраты по аренде земельного участка в период строительства) определяются в соответствии с земельным законодательством РФ, а также положений, утвержденных

соответствующей территориальной администрацией субъекта Российской Федерации.

Средства, необходимые на оплату за землю при изъятии земельного участка для строительства ПС и ВЛ, определяются исходя из нормативной цены земли.

Нормативная цена земли в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.03.97 № 319 «О порядке определения нормативной цены земли» ежегодно определяется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации для земель различного целевого назначения по оценочным зонам, административным районам и поселениям.

В табл. 3 приведены некоторые нормативные значения цены земли для отдельных регионов страны (максимальные и минимальные значения) в соответствии с государственной кадастровой оценкой земель.

Средства на возмещение потерь сельскохозяйственного производства, вызванных изъятием (или временным занятием) земельных участков, определяются в размере стоимости освоения равновеликой площади новых земель. Размер стоимости освоения новых земель принимается на основе «Нормативов стоимости освоения новых земель взамен изымаемых сельскохозяйственных угодий для несельскохозяйственных нужд», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 28.01.1993 № 77 (ред. от 15.05.1999, с изм. от 07.05.2003) «Об утверждении положения о порядке возмещения убытков собственникам земли, землевладельцам, землепользователям, арендаторам и потерь сельскохозяйственного производства».

Таблица 3

Нормативная цена земли в субъектах Российской Федерации на начало 2000 г.

Районы	Цена земли, руб./м^2
1. Северо-Запад:	
- Ленинградская обл.	23 - 135
- Псковская обл.	18 - 28
2. Центр:	
- Московская обл.	40 - 180
- Смоленская обл.	17 - 102
3. Поволжье:	
- Волгоградская обл.	4 - 40
- Саратовская обл.	10 - 15
4. Северный Кавказ:	
- Краснодарский край	7 -12
- Ставропольский край	10
5. Урал:	
- Курганская обл.	20
- Пермская обл.	8
6. Сибирь:	
- Новосибирская обл.	4 - 7
- Иркутская обл.	7 - 25
7. Дальний Восток	
- Камчатская обл.	7

2. Воздушные линии

2.1. Укрупненные стоимостные показатели (УСП) 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 ВЛ учтена подвеска оптического кабеля связи магистральных ВОЛС – ВЛ.

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

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

2.3. Базисные показатели стоимости ВЛ (без учета НДС) переменного тока напряжением 35-1150 кВ приведены в табл. 4, а постоянного тока – в табл.5. Базисные показатели учитывают все затраты производственного назначения, предусмотренные «Нормами технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СО 154-34.20.121-2006), которые утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. № 187 и соответствуют средним условиям строительства и нормативному ветровому давления до 0,6 кПа. Условия строительства ВЛ, учтенные в базисных показателях стоимости, приведены в табл. 6. При прохождении ВЛ в более сложных условиях, чем приведены в табл. 6, затраты на сооружение ВЛ увеличиваются (табл.9). 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. К базисным показателям стоимости добавляется стоимость постоянного отвода земли (п.1.9.), а при необходимости – стоимость вырубки просеки и устройства лежневых дорог.

Таблица 4

Базисные показатели стоимости ВЛ 35-1150 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах без учета НДС

(цены 2000 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, шт. х мм^2	Количество цепей на опоре, шт.	Базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				стальные опоры	железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	970	700
			2	1390	1180
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1590	1150
		185-240	1	1170	950
			2	1795	1650
220	Свободностоящие	300	1	1310	1120
			2	2195	-
		400	1	1470	1250
			2	2420	-
	Двухстоечные, свободностоящие	300	1	-	1140
			2	-	2120
		400	1	-	1295
			2	-	2320
330	Свободностоящие	2х300	1	1995	-
			2	3115	-
		2х400	1	2240	-
			2	3660	-
	Двухстоечные с внутренними связями	2х300	1	-	1880
		2х400	1	-	2010
500	Свободностоящие двухстоечные, с внутренними связями	3х300	1	3560	3120
		3х330	1	4000	3315
		3х400	1	-	3490
	С оттяжками	3х400	1	3610	-
		3х500	1	3990	-
750	С оттяжками	5х300	1	5660	-
		5х400	1	6120	-
1150	С оттяжками	8х330	1	11000	-

Таблица 5

Укрупненные показатели стоимости ВЛ постоянного тока без учета НДС (по проектным материалам)

(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Тип опор	Сечение полюса, шт. х мм^2	Коли чество цепей	Пропускная способность, МВт	Стоимость, тыс. руб./км
±300	Свободностоящие	3 х 500	1	1000	2600
±500	С оттяжками	3 х 1000	1	4000	4200
±750	С оттяжками	4 х 1000	1	6000	7000

Для получения полной стоимости ВЛ к показателям табл.4 и 5 добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты. *Средние значения указанных затрат от базисной стоимости ВЛ* составляют:

2,5-3,0% - благоустройство и временные здания и сооружения;

7,0-8,0% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

3,0-3,5% - прочие работы и затраты.

Большие значения относят к ВЛ напряжением 500 кВ и выше.

Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом 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 и сооружения ВЛ в нормальных условиях площадь постоянного отвода земли может быть принята по данным табл. 7. Для опор на оттяжках площадь соответственно увеличивается. Стоимость остальной части коридора ВЛ принимается с учетом п. 1.9.

Таблица 6

Условия строительства ВЛ, учтенные в базисных показателях стоимости

Усложняющие условия строительства	Относительная длина трассы с данными условиями		
	ВЛ 35-110 кВ	ВЛ 220-330 кВ	ВЛ 500-750 кВ
III РКУ по гололеду	0,9	0,9	0,9
IУ РКУ по гололеду	0,1	0,1	0,1
Болотистая трасса	-	0,05	0,02
Поймы рек	0,02	0,02	0,1
Обводненный грунт	0,4	0,4	-
Косогоры, стесненные условия	0,7	0,7	0,2

Таблица 7

Площадь постоянного отвода земли для типовых свободностоящих опор ВЛ

№ пп.	Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточной опоры	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м^2	
			Стальные опоры	Железобетонные опоры
1	35-110	Одностоечная	65-70	35-40
2	220-330	Свободностоящая	80-115	35-90
3	500-750	Железобетонная - свободностоящая, стальная на оттяжках	520-1215	170
4	1150	Стальная на оттяжках	4000	-

2.4. Для участков ВЛ, проходящих по лесу, стоимость вырубки просеки определена для леса средней крупности, густоты и твердости пород древесины с учетом корчевки пней под дороги и площадки опор. Затраты на вырубку и подготовку просеки и устройство лежневых дорог по болотистым участкам трассы, при отсутствии более подробных данных, могут быть приняты по данным табл. 8.

Таблица 8

Затраты на вырубку и подготовку просеки и устройство лежневых дорог

(цены 2000 г.)

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ					
	35-110	220	330	500	750	1150
Вырубка и подготовка просеки, тыс. руб./км	95	110	125	150	175	275
Устройство лежневых дорог, тыс. руб./км	← 370 →					

2.5. Дополнительные затраты, учитывающие усложненные условия строительства, могут быть приняты для соответствующих участков трассы с использованием повышающих коэффициентов по отношению к базисным показателям стоимости (табл. 9).

Таблица 9

Коэффициенты для учета усложняющих условий строительства ВЛ

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 промышленной застройки	1,6	1,62	1,7	-
На болотистых трассах	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 IУ РКУ	1,27	1,27	1,28	1,21
В прибрежных и загрязненных районах при минимальной длине утечки: -2 см/кВ и более – 110кВ и выше; -2,35 см/кВ и более – до 35 кВ	1,02	1,02	1,09	1,05

2.6. 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. 10.

2.7. Стоимость двухцепной ВЛ с временной подвеской одной цепи может быть определена как стоимость двухцепной ВЛ за вычетом затрат, приведенных в табл. 11.

Таблица 10

Стоимость сооружения больших переходов ВЛ 110-750 кВ

(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Число цепей	Марка проводов	Длина переходного пролета, м	Формула перехода	Высота переходных опор, м	Стоимость, тыс. руб.
110	2	АС 240/56	800	К-П-П-К	80	33635
	1	С 200	900	К-П-П-К	81	22174
	1	С 200	1350	К-А-А-К	105	25910
220	2	АС 300/204	755	К-П-П-К	94	17440
	2	АС 500/336	1286	К-П-П-К	150	110622
	2	АС 500/336	1395	К-П-П-К	158	153725
330	2	2хАС 500/336	1000	К-П-П-К	100	45595
	2	2хАС 300/204	1150	К-П-П-К	150	48335
500	1	3хАС 300/204	950	К-А-А-К	58 и 47	41359
	1	2хАС 500/336	1300	К-А-А-К	101 и 50	32887
	1	2хАС 500/336	1460	К-А-А-К	101	36126
750	1	4хАС 500/336	905	К-П-П-К	79	48335
	1	4хАС 300/204	1280	К-П-П-К	172	105888

Примечание: В формуле перехода опоры обозначены: К – концевая,

А -анкерная, П– промежуточная.

Таблица 11

Снижение стоимости строительства двухцепной ВЛ при прокладке первой цепи

(цены 2000 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	35-110		220		330	
Сечение проводов, мм^2	до 150	185-240	300	400	2х300	2х400
Снижение стоимости, тыс. руб./км	220	330	375	465	700	780

2.8. Стоимость линейных ячеек на подстанциях (электростанциях) для присоединения ВЛ рекомендуется принимать по табл.19 .

3. Кабельные линии

3.1. В основу определения укрупненных стоимостных показателей кабельных линий (КЛ) 6-10 и 35 кВ положены «Показатели стоимости электрических городских сетей» и «Укрупненные показатели стоимости строительства» института «Гипрокоммунэнерго», пересчитанные в цены 2000 года, а также стоимостные показатели ряда конкретных проектов.

Укрупненные стоимостные показатели по КЛ 110 и 220 кВ приняты на основании смет к рабочей документации конкретных объектов ОАО «Институт «Энергосетьпроект», «Севзапэнергосетьпроект», а по КЛ 330-500 кВ – по выполненным оценочным расчетам.

3.2. Стоимостные показатели КЛ весьма зависимы от принятой трассы, характера и числа пересекаемых инженерных коммуникаций, числа и конструкций переходных пунктов и концевых устройств, сопутствующих затрат, а также способа прокладки КЛ. При небольших длинах КЛ это определяет существенный разброс удельных значений УСП. В наибольшей степени это относится к КЛ напряжением 110 кВ и выше при их прокладке в туннеле. Приведенные в табл. 12 и 13 значения УСП КЛ 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 110 кВ и выше в траншеях, а также в туннелях. 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). Рекомендации по укрупненным показателям стоимости коллекторов приведены в соответствии с «Базовыми удельными показателями стоимости проектных и изыскательских работ для инженерных сетей и сооружений»

(МРР-3.1.03-93) 1993 года с учетом удорожающих коэффициентов. Стоимость сооружения коллекторов приведена в табл.14.

Таблица 12

Стоимостные показатели КЛ 10 кВ (соответствуют прокладкам в траншее)

(цены 2000 г.)

Сечения кабельных линий 10 кВ, мм^2	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.	
	Тип используемого кабеля: ААБлУ, ААБ$_2$лУ, ААШвУ, ААШпУ	
	один кабель в траншее	два кабеля в траншее
50-95	290-310	420-430
120-150	340-350	490-540
185-240	370-480	580-620
Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПг напряжением 10 кВ		
3 (1 х 95/35)	540	870
3 (1 х 150/35)	580	910
3 (1 х 500/50)	660	1000

Таблица 13

Стоимость кабельных линий 110-500 кВ (три фазы)

(цены 2000 г.)

Напряжение	Сечение фазы КЛ, мм^2	Марка кабеля	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.	
			при прокладке одного кабеля	при прокладке двух кабелей
110	630-1000	ПвПу2г	29600-31200	34600-37900
			с учетом туннеля	
	550	МВДТ	12500	15800
220	550	МВДТ	16700	20400
	2000	ПвПу2г	36200	40100
330	550	МВДТ	17100	22100
500	2000	ПвПу2г	40400	55000
			с учетом туннеля	
Подводная прокладка (глубина до 20 м, длина 1 км)				
110	625	МНСК	22900	27100
			(4 фазы)	
	550	МВДТ	15000	17100
220	550	МВДТ	20400	23300

Таблица 14

Стоимость сооружения коллекторов, сооружаемых щитовым способом

(цены 2000 г.)

Глубина заложения до 6 м, диаметр щита (м)	Базисная удельная стоимость 1 км коллектора, млн. руб.
2,0	17
2,6	29
3,6	45
4,0	72
5,2	79

4. Подстанции

4.1. Укрупненные стоимостные показатели распространяются на вновь сооружаемые, а также расширяемые и реконструируемые подстанции (ПС).

4.2. Укрупненные стоимостные показатели приведены для открытых ПС 35 кВ и выше и закрытых ПС 110-220 кВ с гибкой ошиновкой, выполненных по типовым схемам электрических соединений распределительных устройств (РУ) и ориентированных на применение оборудования отечественного производства.

4.3. Укрупненные стоимостные показатели ПС 35 кВ и выше приведены по подстанциям в целом и по отдельным основным элементам, к которым относятся:

- распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей;
- трансформаторы (автотрансформаторы);
- компенсирующие и регулирующие устройства;
- постоянная часть затрат;
- противоаварийная автоматика.

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 в «Нормах технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 154-34.20.122-2006). Утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. № 187.

4.4. Базисные показатели стоимости ПС соответствуют нормальным условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения и, для наиболее распространенных типов ПС с использованием элегазового оборудования, приведены без учета НДС в табл. 15 и 16.

Таблица 15

Базисные показатели стоимости открытых ПС 35-1150 кВ без учета НДС

(цены 2000г.)

Напряжение, кВ/кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт. х МВ.А	Номер схемы РУ на стороне			Количество отходящих ВЛ от шин, шт.			Стоимость объекта в целом, млн. руб.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
35/10	2х4	35-5АН	-	10-1	2	-	16	14,0
110/10	2х25	110-12	-	10-1	5	-	12	45,0
		110-12	-	10-2	7	-	32	55,0
	2х40	110-12	-	10-1	5	-	48	57,0
110/35/10	2х25	110-5Н	35-9	10-1	2	8	18	60,0
		110-12	35-9	10-1	5	8	18	63,0
	2х40	110-5Н	35-9	10-2	2	10	48	64,0
		110-12	35-9	10-2	5	10	48	73,0
220/10	2х63	220-5Н	-	10-2	2	-	48	83,0
220/35/10	2х25	220-5Н	35-9	10-1	2	4	18	91,0
220/110	2х125	220-7	110-13	-	2	7	-	140,0
	2х200	220-7	110-13	-	2	10	-	156,0
	2х250	220-7	110-13	-	2	10	-	165,0
330/110	2х125	330-7	110-13	-	2	6	-	240,0
	2х200	330-7	110-13	-	2	10	-	315,0
500/110	2х250	500-7	110-13	-	2	7	-	410,0
500/220	2×(3х167)	500-7	220-13	-	2	7	-	560,0
	2х(3х267)	500-7	220-13	-	2	7	-	635,0
	(3х167)+167	500-7	220-13	-	2	7	-	480,0
	(3х267)+267	500-7	220-13	-	2	7	-	535,0
500/330	(3х167)+167	500-7	330-16	-	2	4	-	615,0
750/330	2х(3х333)	750-7	330-17	-	2	4	-	1100,0
	3х333+333	750-7	330-17	-	2	4	-	918,0
750/500	2х(3х417)	750-7	500-17	-	2	4	-	1310,0
	3х417+417	750-7	500-17	-	2	4	-	1120,0
1150/500	(3×667)+667	1150-17	500-17	-	2	2	-	2300,0

Примечания:

1. Номер схемы РУ соответствует типовым схемам РУ 6-750 кВ подстанций (работа Энергосетьпроекта № 278тм-Т1).
2. В показателях стоимости ПС 500 и 750 кВ учтена стоимость установки шунтирующих реакторов: 500 кВ-2х(3х60 Мвар), 750/500 кВ-2х(3х110 Мвар) и 2х(3х60 Мвар), 750/330-2х(3х110 Мвар), 1150/500кВ-4х(3×300Мвар) и 2×(3×60Мвар).

При составе основного оборудования и количестве отходящих ВЛ, отличающихся от указанных в табл. 15 и 16, а также при расширении и реконструкции ПС, оценку стоимости сооружения подстанции рекомендуется корректировать с учетом конкретных данных, а при их отсутствии, по данным табл. 18-28.

Таблица 16

Показатели стоимости ПС 35-220 кВ с закрытой компоновкой РУ и открытой установкой трансформаторов без учета НДС

(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ/кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт. х 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	2х16	35-4Н	-	10-1	2	-	16	25000
110/10	2х25	110-4Н	-	10-1	2	-	32	70500
	2х63	110-4Н	-	10-1	2	-	48	81500
	2х63 (8 элегазовых ячеек)	110-13	-	10-3	4	4	48	250000
220/110/10	2х200 (4 элегазовые ячейки 220кВ, 9 элегазовых ячеек 110кВ)	220-7	110 -13	10-1	2	6	48	650000

Примечание:

Стоимость подстанций приведена с учетом затрат на строительство здания ЗРУ.

Для получения полной стоимости ПС добавляют затраты на благоустройство и временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты. Средние значения указанных затрат от базисной стоимости ПС составляют:

1,0-1,5% - благоустройство и временные здания и сооружения;

10,0-11,0% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

4,5-5,0% - прочие работы и затраты.

Большие значения относят к ПС напряжением 500 кВ и выше.

4.5. Стоимость комплектных трансформаторных ПС блочного типа 35-220 кВ (КТПБ) рекомендуется принимать с коэффициентам 0,9 к базисным показателям стоимости, соответственно, для ПС 110/35/10, 220/35/10, 220/110/10 кВ и с коэффициентом 0,7 – ПС 35/10, 110/10 и 220/10 кВ.

4.6. Удельные стоимостные показатели ПС ППТ ±500 и ±750 кВ оцениваются величиной 1375-1900 руб./кВт, при этом меньшие значения соответствуют мощности ПС 3000 МВт, а большие – 1000 МВт. Стоимостные показатели ПС ППТ ±300 кВ рекомендуется оценивать средней величиной 2000 руб./кВт.

4.7. Для определения полной стоимости ПС к базисным показателям добавляется стоимость постоянного отвода земли. Стоимость постоянного отвода принимается с учетом площади земельного участка под ПС и рекомендаций п.1.9. 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. 17.

4.8. Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования подстанций, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при реконструкции подстанций, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов.

4.9. Показатели стоимости ОРУ 35-1150кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления (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 ОРУ 110-220 кВ, выполненных по блочным и мостиковым схемам, приведены в табл.18. Стоимость ячейки ОРУ 35-1150 кВ с

количеством выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. 19.

Таблица 17

Примерная площадь постоянного отвода земли под подстанции

Схема электрических соединений ПС на стороне ВН и отдельные элементы ПС	Площадь постоянного отвода земли под ПС 35-750 кВ, тыс. м^2					
	35	110	220	330	500	750
1. ПС в целом						
Блок линия-трансформатор с выключателем	1,5	2,5-4,5	8-20	22	-	-
Мостик с 3-мя выключателями или 2 блока с дополнительной ВЛ	2,5	10-15	14-25,5	-	-	-
Четырехугольник	-	-	16	34,5	115	120
Сборные шины с 8-9 ячейками на ВН	5	12-15	22-32	-	-	-
Полуторная схема с 6 ВЛ на ВН	-	-	-	69	215	276
Трансформатор-шины с 6 ВЛ на ВН	-	-	-	-	-	149
Трансформатор-шины с 10 ячейками 500 кВ и 15 ячейками 220 кВ	-	-	-	-	180	-
2. Закрытые ПС						
ПС по упрощенным схемам	-	1,0-1,4	4,8	-	-	-
ПС *со сборными шинами*	-	2,0-2,4	-	-	-	-
3. Элементы ПС						
ЗРУ 10(6) кВ с 4-мя секциями	0,5					
Ячейка ОРУ	0,3	0,3	2	4,3	11	16
Установка двух СТК 50 Мвар	1,8-2,3					

Примечания:

1. Меньшие значения площади относятся к ПС с двухобмоточными, большие – с трехобмоточными трансформаторами.
2 Площадь. постоянного отвода земли под ПС 1150кВ оценивается величиной 400 тыс.м^2.
3. При использовании элегазового оборудования площади ПС составляют до 40% соответствующих ПС с оборудованием наружной установки.
4. При несоответствии схемы ПС типовой площадь отвода земли может быть оценена путем увеличения или уменьшения с учетом данных табл. 17.

Таблица 18

Стоимость ОРУ 110 - 220 кВ по блочным и мостиковым схемам без учета НДС

(цены 2000 г.)

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. руб.	
		110 кВ	220 кВ
Блок линия-трансформатор с: - разъединителем	1	530	800
- выключателем*	3Н	7600	16000
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии*	4Н	15200	32800
Мостик с выключателем в перемычке и в цепях линий (или трансформаторов)*	5Н (5АН)	30000	48000

* выключатели элегазовые

4.10. Показатели стоимости ячейки трансформатора (автотрансформатора) 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. Стоимость ячейки трансформаторов 35-1150 кВ приведены в табл. 20-23, а регулировочных – в табл. 24.

4.11. Показатели стоимости компенсирующих и регулирующих устройств учитывают оборудование в полном объеме, включая кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы. Стоимость синхронных компенсаторов (СК) и статических тиристорных компенсаторов (СТК), шунтирующих реакторов и управляемых шунтирующих реакторов (УШР), токоограничивающих реакторов, шунтовых конденсаторных батарей, вакуумно-реакторных групп (ВРГ) приведены в табл.25-30.

Таблица 19

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя без учета НДС

(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	воздушный	масляный	вакуумный	элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
10	-	210	85-160	500	-
20-35	-	1150	200	600	-
110	4150	3450	-	7300	9500
220	8800	9650	-	15000	27000
330	18400	-	-	20000	40000
500	34400	-	-	23400	55000
750	68000	-	-	43000	-
1150	101000	-	-	137000[5)]	-
1150 (выключатель-отключатель)	124000	-	-	195000[5)]	-

Примечания:

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:
   - оборудование (99,5%);
   - монтажные работы (0,5%).
3. Для ячейки 10 кВ с вакуумным выключателем большее значение стоимости соответствует стоимости ячейки с выкатным элементом.
4. Стоимость строительства здания КРУЭ, ЗРУ рекомендуется принимать из расчета 2,0 тыс. руб./м^3 (цены 2000г.).

5. Данные предварительные.

4.12. Показатели стоимости синхронных компенсаторов и ассинхронизированных компенсаторов (АСК), СТК, приведенные в табл. 25, учитывают:

- собственно СК, АСК, СТК, включая систему охлаждения, газовое и масляное хозяйство;

• РУ НН, силовые и контрольные кабели в пределах ячейки и до панелей в ОПУ;

• панели релейной защиты, установленные в ОПУ и относящиеся к ячейке;

• строительно-монтажные работы по сооружению здания и монтажу оборудования;

• оборудование СТК в полном объеме, а также строительные и монтажные работы.

Если для присоединения СТК к сети требуется установка отдельного трансформатора, то стоимость его установки с выключателем учитывается дополнительно.

Таблица 20

Стоимость ячейки трансформаторов 35-220 кВ без учета НДС, тыс. руб.

(цены 2000 г.)

Мощность, МВ.А	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2,5	1620	-	-	-	-	-
4	1825	-	-	-	-	-
6,3	2375	3400	4075	-	-	-
10	2500	3700	4725	-	-	-
16	2750	4300	5475	-	-	-
25	3875	5500	6375	-	9950	-
40	3500	7300	8000	10000	11125	-
63	-	9000	10975	12625	-	13475
80	-	10200	11175	10920*	-	-
100	-	-	-	15875	-	-
125	-	11000	-	12960*	-	15525
160	-	-	-	19375	-	-
200	-	12000*	-	17640*	-	21050
250	-	13920*	-	19800*	-	25500
400	-	20280*	-	27000*	-	-
630	-	-	-	39000*	-	-
1000	-	-	-	48480*	-	-

* с ПБВ.

Таблица 21

Стоимость ячейки трансформаторов 330 кВ без учета НДС, тыс. руб.

(цены 2000 г.)

Мощность, МВ.А	Трансформатор 330/НН*	Автотрансформатор	
		330/220	330/110
125	16800	-	21250
200	22080	-	25250
250	23040	24375	-
3x133	-	49680	-
400	29760	-	-
630	43420	-	-
1000	56400	-	-
1250	69600	-	-

* с ПБВ.

Таблица 22

Стоимость ячейки трансформаторов 500 кВ, тыс. руб.

(цены 2000 г.)

Мощность, МВ.А	Трансформатор 500/НН*	Автотрансформатор		
		500/330	500/220	500/110
250	27840	-	-	32750
400	34800	-	-	-
500	-	-	44000**	-
630	48960	-	-	-
1000	64800	-	-	-
3x167	-	56500	55000	-
3x267	-	-	78750	-

* с ПБВ;

** без компенсационной обмотки.

Таблица 23

Стоимость ячейки трансформаторов 750 и 1150 кВ, тыс. руб.

(цены 2000 г.)

Мощность, МВ.А	Трансформатор		Автотрансформатор		
	750/НН	1150/НН	750/500	750/330	1150/500
3x333	-	-	-	146400	-
3x417	136800	177600	155000	-	-
3x667	-	-	-	-	310000*

* с ПБВ.

Таблица 24

Стоимость линейных регулировочных трансформаторов

(цены 2000 г.)

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, МВ.А	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН-16000/10	10	16	2875
ЛТДН-40000/10	10	40	3750
ЛТДН-63000/35	35	63	4000

Таблица 25

Стоимость синхронных и асинхронизированных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов без учета НДС

(цены 2000г.)

Тип СК, СТК	Мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	
		Двух СК, АСК, СТК	В т.ч. при вводе первого СК, АСК, СТК
КСВБ-50-11	50	37500	23750
КСВБО-50-11	50	47000	29000
КСВБ-100-11	100	73750	48500
КСВБО-100-11	100	83000	53500
АСК-50	50	120000*	84000
АСК-100	100	200000*	140000
СТК с конденсаторной частью	-100	240000*	170000
СТК без конденсаторной части	+100	200000*	135000

* Данные предварительные

Таблица 26

Стоимость управляемых шунтирующих реакторов 110-750 кВ без учета НДС

(цены 2000г.)

Наименование показателей	Параметры УШР				
	УШР-110кВ	УШР-220кВ	УШР-330кВ	УШР-500кВ	УШР-750кВ
1.Напряжение, допустимое в эксплуатации, кВ	121	242	347	525/√3	787/√3
2.Мощность номинальная, МВА	32,0	63,0-100,0	100,0	3×60	3×110
3.Стоимость УШР (один комплект), тыс.руб.	10500	19500-30000	30600	54630	102000

Примечание:
В стоимости шунтирующих реакторов стоимость выключателя не учтена.

Таблица 27

Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 6-110 кВ без учета НДС

(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	Напряжение, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.
6	1,45	475	10	7,2	2250
	2,9*	850		9,6*	3100
	4,3	1475		12,0	3750
	5,8*	1675	35	9,1	2750
	7,2	2450		13,6	3875
				18,1	5125
10	1,2	375	110	27,2	7500
	2,4	750		40,8	11250
	3,6	1125		54,0	14750
	4,8*	1550		54,4*	15625
	6,0	1925		-	-

* регулируемые ШКБ.

Таблица 28

Стоимость шунтирующих реакторов 110-750 кВ без учета НДС (комплект – три фазы)

(цены 2000 г.)

Тип реактора	Напряжение, кВ	Мощность, МВ.А	Стоимость, тыс. руб.
РТМ	11	3,3	1300
РТД	38,5	20	3600
3хРОД	121	3х33,3	9500
3хРОДЦ	525	3х60	43700
3хРОДЦ	787	3х110	80200

Таблица 29

Стоимость вакуумно-реакторных групп без учета НДС

(цены 2000 г.)

Наименование показателей	Параметры			
Мощность, кВар	7500	10000	20000	50000
Напряжение, кВ	10 кВ			
Стоимость вакуумно-реакторной группы*, тыс. руб.	805	1075	2170	5400

* В стоимость вакуумно-реакторной группы включены сухие реакторы типа РКОС и вакуумные выключатели.

4.13. Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, систему оперативного постоянного тока, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. 31). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы и высшего напряжения подстанции.

Таблица 30

Стоимость дугогасящих и токоограничивающих реакторов без учета НДС

(цены 2000г.)

Тип реактора	Стоимость, тыс.руб.
Однофазные масляные заземляющие дугогасящие реакторы для защиты электросетей 6-35 кВ от аварий	
РЗДСОМ – 380/10 У1	150
РЗДСОМ – 1520/10 У1	465
РЗДПОМ – 190/10 У1	230
РЗДПОМА – 190/10 У1	270
РЗДПОМ – 480/10 У1	280
РЗДПОМ – 480/20 У1	300
РЗДПОМ – 480/35 У1	330
Сухие токоограничивающие реакторы внутренней установки для электросетей 6-10 кВ	
а) одинарные	
РТОС 10 – 1600 – 0,25 У3	410
РТОС 10 – 1600 – 0,35 У3	610
РТОС 10 – 2500 – 0,35 У3	470
РТОС 10 – 4000 – 0,18 У3	630
б) трехфазные	
РТСТ 10 – 1000 – 0,35 У3	500
РТСТ 10 – 1000 – 0,56 У3	600
РТСТ 10 – 1600 – 0,35 У3	900

4.14. При определении стоимости подстанций напряжением 220 кВ и выше учитываются затраты на организацию противоаварийной автоматики (ПА), приведенные в табл. 32. Затраты на организацию ПА подстанций

напряжением 35-110 кВ составляют незначительную долю в стоимости строительства ПС, поэтому отдельно не учитываются.

Таблица 31

Постоянная часть затрат по ПС 35-1150 кВ с открытой установкой оборудования

(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ/кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	4250
	С выключателями	5000
110/10; 110/35/10	Без выключателей	5500-7250
	Мостик	9000-10750
	Сборные шины	12250-13500
220/10; 220/35/10	Мостик	15250-17160
	Четырехугольник, сборные шины	19500-21000
220/110	Мостик, четырехугольник	30000
	Сборные шины	40500
330	Четырехугольник	58000
	Трансформатор-шины	82000
	Полуторная	95000
500	Четырехугольник	112000
	Трансформатор-шины	130000
	Полуторная	180000
750	Полуторная	306000
1150	Два выключателя на присоединение	620000

Примечания:

1.Большие значения соответствуют ПС с трехобмоточными трансформаторами.

2.Постоянная часть затрат ПС 330-1150 кВ с элегазовым оборудованием оценивается в размере до 60% соответствующих показателей ПС 330-1150 кВ с открытой установкой оборудования.

Если осуществляется реконструкция (расширение) подстанции, то постоянная часть затрат может быть принята в зависимости от характера реконструкции (расширения) в следующих размерах (% от значений, приведенных в табл. 31):

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

- 40–60 % - при переустройствах ОРУ (при замене распределительного устройства).

Таблица 32

Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики при строительстве электросетевых объектов

(цены 2000г.)

№	Объект	Стоимость, млн.руб.				
		Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого:
ПА подстанций с высшим напряжением 220кВ при количестве присоединений 220кВ:						
1.	до 2	0,17	0,43	0,10	0,19	0,89
2.	более 2	0,23	0,58	0,13	0,26	1,20
ПА подстанции без дозировки управляющих воздействий противоаварийного управления при количестве присоединений 330кВ и выше:						
3.	до 2	0,30	0,76	0,17	0,33	1,57
4.	до 5	0,61	1,53	0,35	0,67	3,16
5.	до 10	1,03	2,57	0,59	1,13	5,32
6.	более10	1,33	3,33	0,67	1,46	6,79
ПА подстанции с автоматической дозировкой управляющих воздействий района противоаварийного управления при количестве присоединений 330кВ и выше:						
7.	до 5	1,49	3,72	0,85	2,05	8,11
8.	до 10	1,78	4,45	1,02	2,45	9,71
9	более10	2,39	5,97	1,37	3,28	13,00

При сооружении подстанций с автоматической дозировкой управляющих воздействий района противоаварийного управления, к стоимости, указанной в п.п. 7-9 таблицы, добавляется стоимость ПА прилегающих объектов (ПА, устанавливаемой в распределительных устройствах подстанций или электростанций района) по п.п. 3-6 соответственно для каждого объекта.

При сооружении ВЛ напряжением 330кВ и выше устройства ПА располагаются на соединяемых подстанциях, а стоимость ПА определяется по п.п. 3, или 7 в зависимости от функций ПА в связи с присоединением к ним линии. В укрупненных стоимостных показателях подстанций включены затраты на связь для ПА.

5. Затраты на демонтаж оборудования и конструкций

В настоящее время и ближайшие годы значительный объем капитальных вложений будет направлен на реконструкцию ВЛ и ПС, которые были построены 30-40 лет назад. При осуществлении реконструкции и технического перевооружения возникает необходимость демонтажа оборудования подстанций 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 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 характеристики оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

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

Стоимость монтажа оборудования принята в соответствии с «Федеральными единичными расценками на монтаж оборудования» ФЕР$_м$ – 2001, сборник №8 «Электротехнические установки».

Коэффициенты* к стоимости работ по монтажу оборудования, установленные исходя из предназначения демонтируемого оборудования в дальнейшем, следующие:

- 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 надобности 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. 33.

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 ФЕР-2001 № 33»Линии электропередачи» - ФЕР 81-02-33-2001.

* См. «Указания по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования ($ФЕР_м$ – 2001)» - МДС 81-37.2004.

Согласно вышеприведенным Указаниям, затраты на демонтажные работы были определены по соответствующим единичным расценкам (ФЕР 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 были применены следующие коэффициенты:

а) при демонтаже железобетонных опор ВЛ – 0,8;

б) при демонтаже стальных опор ВЛ – 0,7;

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

г) на демонтаж шести проводов ВЛ 330 кВ:

- до 1 км – 0,7;
- свыше 1 км – 0,75;

д) на демонтаж грозозащитных тросов – 0,65.

Стоимость демонтажных работ по ВЛ 35-330 кВ приведена в табл. 34.

Таблица 33

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций без учета НДС

(цены 2000г.)

№ п/п	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
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы и автотрансформаторы					
1.	Трансформатор трехфазный 35кВ, мощность, кВА 10 000 – 40 000	13,2	11,3	9,4	5,7
2.	Трансформатор трехфазный 110кВ, мощность, кВА				
	2 500 – 6 300	14,0	12,0	10,0	6,0
	25 000 – 80 000	20,8	17,8	14,8	8,9

1	2	3	4	5	6
3.	Трансформатор, или автотрансформатор трехфазный 220кВ, мощность, кВА				
	25 000 – 160 000	34,4	29,4	24,5	14,7
	200 000, 250 000	39,3	33,7	28,1	16,8
4.	Автотрансформатор трехфазный 330кВ, мощность, кВА				
	125 000 – 200 000	45,5	39,0	32,5	19,5
5.	Автотрансформатор однофазный 330кВ, мощность 133 000 кВА	32,0	27,5	22,9	13,7
6.	Автотрансформатор трехфазный 500кВ, мощность 250 000кВА	44,2	37,9	31,6	18,9
7.	Автотрансформатор однофазный 500кВ, мощность, кВА				
	167 000	33,9	29,1	24,2	14,5
	267 000	38,0	32,6	27,1	16,3
8.	Автотрансформатор однофазный 750кВ, мощность 333 000кВА	47,9	41,0	34,2	20,5
	Выключатели воздушные				
9.	Выключатель, напряжением, кВ				
	220	16,6	14,2	11,9	7,1
	330	38,7	33,2	27,6	16,6
	500	59,0	50,6	42,1	25,3
	750	81,5	69,9	58,2	35,0
10.	Выключатель-отключатель, напряжением 750 кВ	60,9	52,2	43,5	26,1
	Выключатели масляные				
11.	Выключатель напряжением, кВ				
	35	1,9	1,6	1,4	0,8
	110	2,0	8,5	7,1	4,3
	220	15,0	12,9	10,7	6,4
	Металлические конструкции под оборудование				
12.	Металлические конструкции, т	1,5	1,3	1,1	0,7

Таблица 34

Стоимость демонтажа ВЛ 35 – 330 кВ без учета НДС

(цены 2000г.)

№ п/п	Наименование элементов	Единица измерения	Стоимость демонтажных работ, тыс. *руб.*
1	2	3	4
1.	**Опоры железобетонные центрифугированные:**	1м^3 опор	
	а) промежуточные, свободностоящие, одностоечные:		
	- одноцепные;		0,55
	- двухцепные		0,71
	б) анкерно-угловые, одноцепные на оттяжках , одностоечные		1,36
2.	**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
3.	**Провода и грозозащитные тросы:**	1км 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 проводов ВЛ-330 кВ сечением свыше 240 мм^2 без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:	1км линии (6 проводов)	
	- до 1 км;		24,41
	- свыше 1 км		19,81
	д) демонтаж одного грозозащитного троса ВЛ – 35-330 кВ без пересечений с препятствиями	1км линии	1,47
	е) демонтаж двух грозозащитных тросов ВЛ – 35-330 кВ без пересечений с препятствиями		2,72

6. Отдельные данные о стоимости электросетевых объектов и их элементов в зарубежных энергосистемах

(справочно)

Строительство электрических сетей напряжением 110кВ и выше ведется в зарубежных странах, как правило, специализированными организациями. Следует отметить, что участие указанных организаций в торгах по строительству электросетевых объектов не только в своих странах, но и за их пределами определяет конфиденциальный характер стоимостных показателей. Так, при проведении тендеров на строительство ВЛ и ПС данные о стоимости электросетевых объектов, как правило, для всех участвующих в торгах, не раскрываются. Указанное характерно и для заводов-изготовителей электротехнического оборудования.

Существующая высокая плотность электрической сети в большинстве развитых стран Европы, значительная стоимость земельных участков при достаточно невысоком росте спроса на электроэнергию определяют умеренные темпы строительства новых ВЛ и ПС. В технической литературе отсутствуют данные по проведению соответствующих обобщений и выявлению установившихся значений стоимостных показателей объектов электросетевого строительства.

В США темпы электросетевого строительства в последние годы также невелики и существенно уступают масштабам строительства в 70-80-ые годы. Строятся единичные ВЛ и ПС напряжением 765 кВ, в работу вводится ограниченное количество объектов напряжением 500 кВ. Общие объемы строительства ВЛ и ПС напряжением 230 и 345 кВ в 1,5-2,0 раза ниже, чем соответствующие объемы 10-15-летней давности.

В составе настоящего раздела приведены средние данные о стоимости строительства ВЛ напряжением 115, 230 и 500 кВ в США, а также ВЛ 115-400 кВ в Европе на конец 90-ых годов. На рис. 1,2,3 приведены укрупненные стоимостные показатели ВЛ напряжением 115, 230 и 500 кВ, а в табл. 35 – затраты на освоение полосы отчуждения линий электропередачи.

Укрупненные показатели стоимости 1 км ВЛ 115 кВ, на конец 90-ых годов (тыс. долл. США)

(без стоимости обустройства полосы отчуждения)

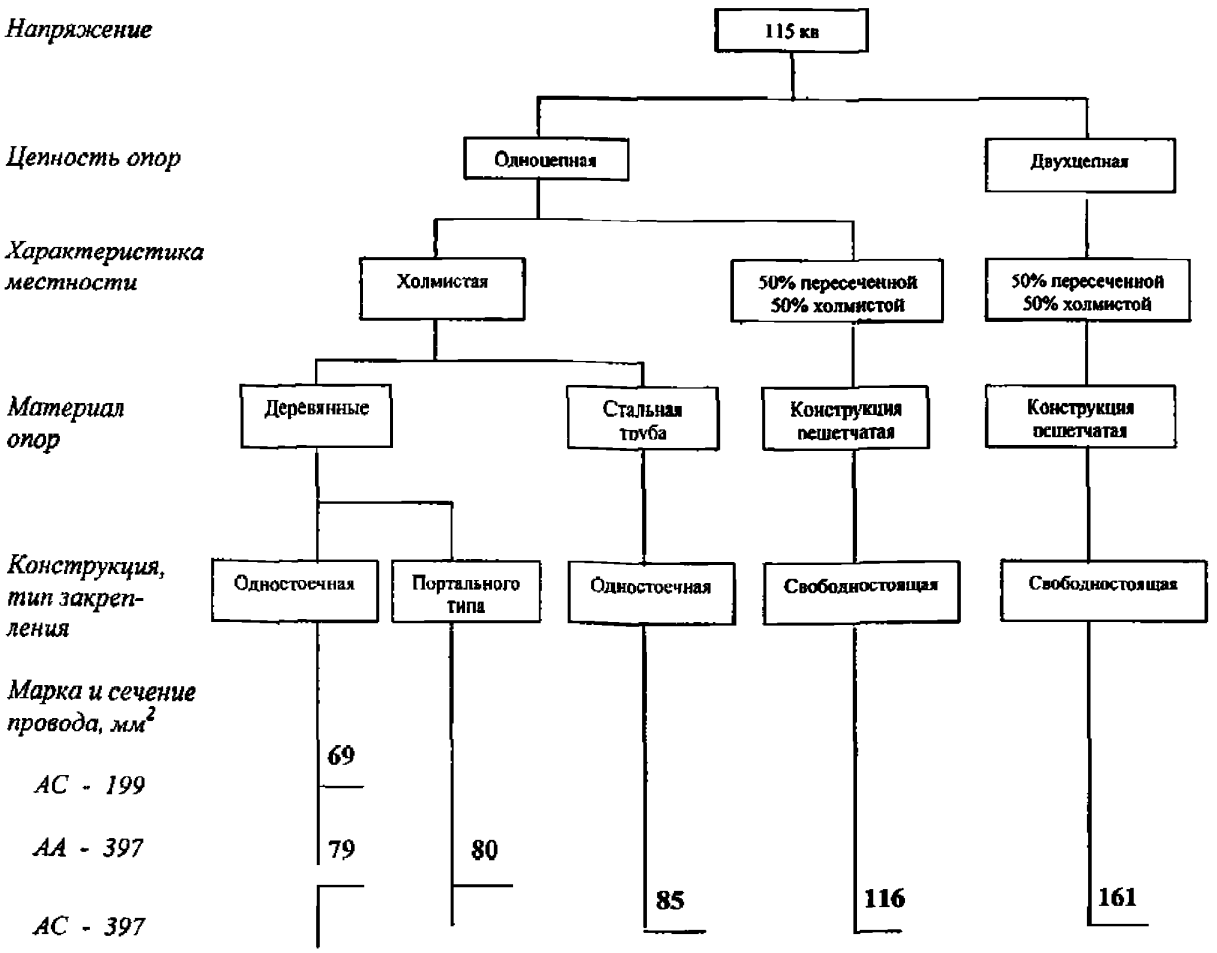

Рис. 1

Укрупненные показатели стоимости 1 км ВЛ 230 кВ, на конец 90-ых годов (тыс. долл. США)

(без стоимости обустройства полосы отчуждения)

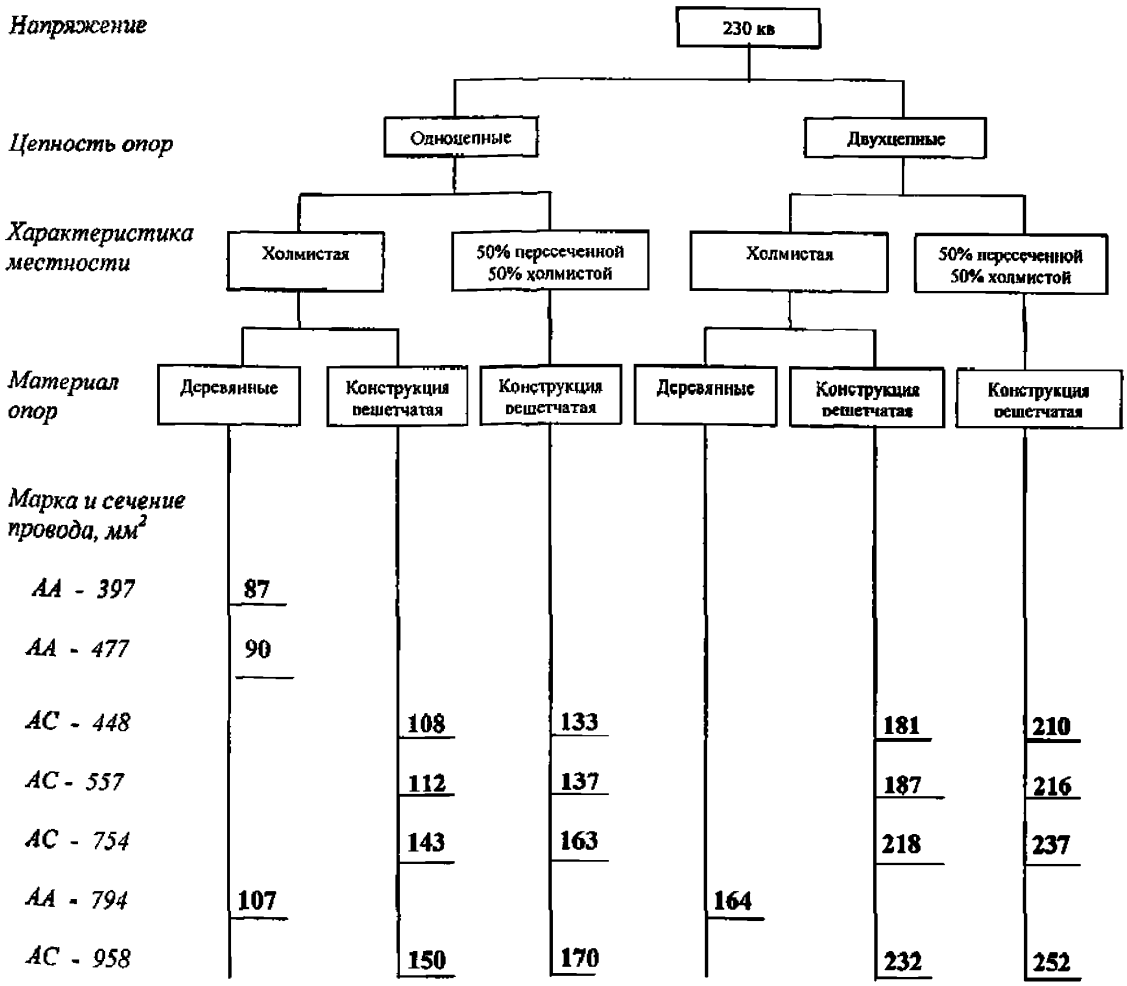

Рис. 2

Укрупненные показатели стоимости 1 км ВЛ 500 кВ, на конец 90-ых годов (тыс. долл. США)

(без стоимости обустройства полосы отчуждения)

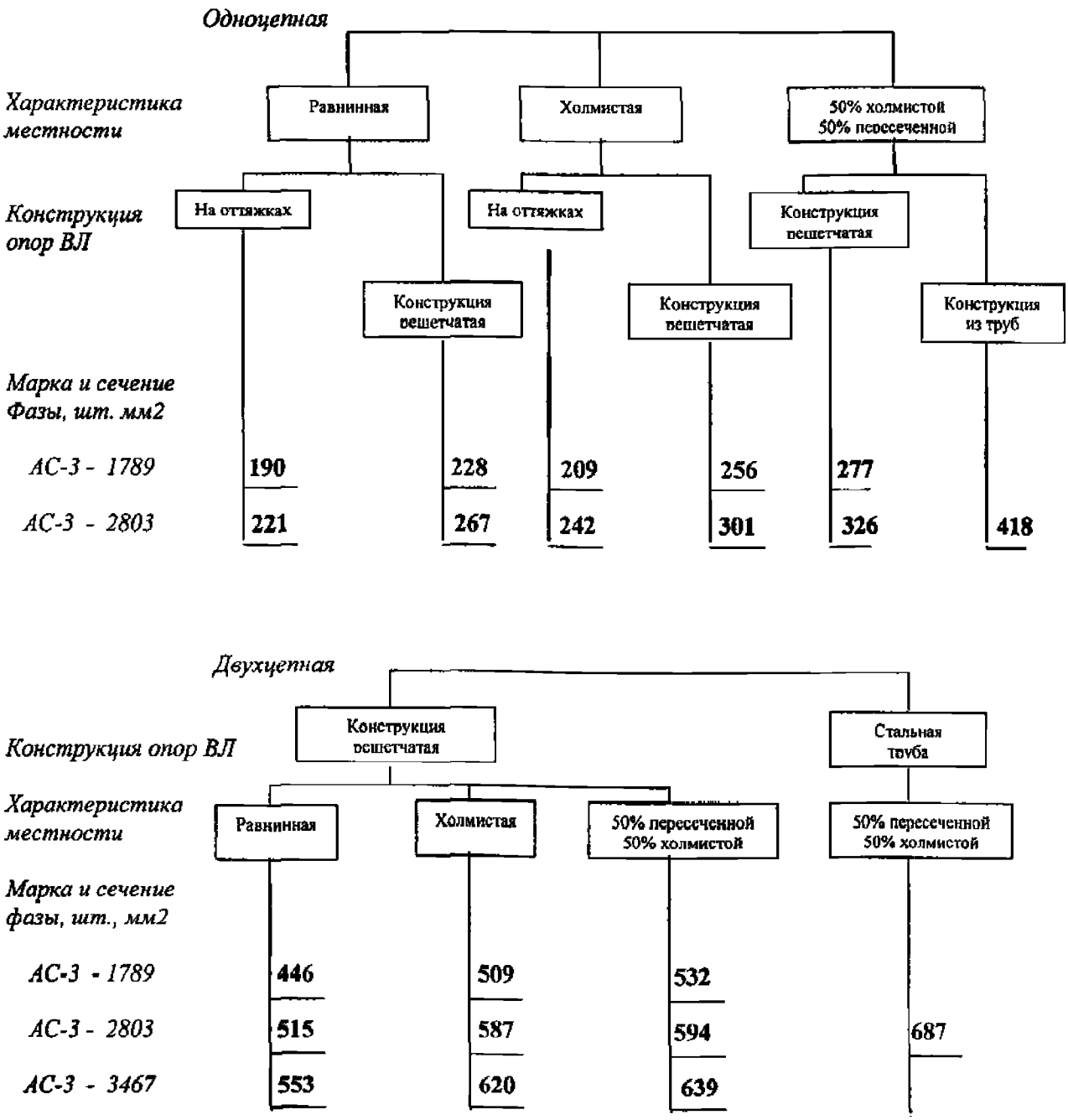

Рис. 3

Таблица 35

Усредненные показатели стоимости обустройства 1 км полосы отчуждения ВЛ(по данным энергокомпаний США на конец 90-х годов), тыс. долл. США

Ширина полосы отчуждения, м	Территория с невысоким уровнем хозяйственной деятельности и слабым развитием инженерных сетей	Территория, насыщенная инженерными сетями и коммуникациями
15	4,8 - 6,2	10,9 - 13,8
23	7,3 - 9,1	16,4 - 20,5
30	9,7 - 12,2	21,8 - 27,4
37,5	12,2 -15,2	27,4 - 34,2
42	13,5 -17,1	30,6 - 38,3
45	14,5 -18,4	32,9 – 41,1

Примечание: Большие значения соответствуют тяжелым условиям подготовки полосы отчуждения (вырубка просеки, корчевка пней, условия подъезда к трассе и др.).

Укрупненные стоимостные показатели ВЛ 110-400 кВ в европейских условиях по состоянию на конец 90-х годов со стоимостью обустройства полосы отчуждения приведены в табл. 36.

Таблица 36

Укрупненные показатели стоимости ВЛ 110-400 кВ в европейских условиях (со стоимостью обустройства полосы отчуждения)

Напряжение, кВ	Провод	Количество цепей на опоре, шт.	Показатели стоимости ВЛ, млн. euro/км
110	Малые сечения	1	0,09
	Большие сечения	1	0,15
220	Малые сечения	2	0,30
	Средние сечения	1	0,14
	Большие сечения	1	0,21
400	Все сечения	1	0,25-0,38

В составе настоящего раздела приведены данные о стоимости некоторых типов оборудования (трансформаторы, выключатели, конденсаторные и реакторные установки, а также постоянная часть затрат по подстанции).

При определении стоимости подстанций необходимо учитывать, что в укрупненные показатели стоимости концерна АББ включена стоимость земли, в связи с чем показатели стоимости ПС могут изменяться в диапазоне ±30% в зависимости от места расположения ПС.

Показатели стоимости ячеек трансформаторов, выключателей, конденсаторных и реакторных установок, а также постоянная часть затрат по подстанциям приведены в табл. 37-42.

Таблица 37.

Стоимость ячейки трансформаторов концерна АББ (включая ячейку выключателя на ВН)

Напряжение, кВ	Мощность, МВ.А	Стоимость, млн. euro
500/330	1000	10,3
400/110	300	4,5
330/110	200	3,6
220/110	250	2,2
220/110	125	1,3
110/10-20	63	0,6
110/10-20	40	0,5
110/10-20	25	0,36
110/10-20	16	0,3
110/10-20	10	0,27

Таблица 38

Стоимость трансформаторов США

Напряжение, кВ	Мощность, МВ.А	Стоимость, тыс. долл. США
765/500	1250	15900
500/230	200	3000
500/115	300	7620
230/115	100	1150

Таблица 39

Стоимость ячейки ОРУ с одним выключателем на присоединение концерна АББ (включая устройства защиты)

Напряжение, кВ	Стоимость комплекта, млн. euro	Примечание
750	4,4	Стоимость комплекта при числе выключателей более одного на присоединение: - при полуторной схеме – 120%; - с присоединением ВЛ через два выключателя – 130%.
400	1,7	
330	1,5	
220	1,1	
110	0,7	

Таблица 40

Стоимость конденсаторных установок концерна АББ (включая ячейку выключателя)

Напряжение, кВ	Мощность, Мвар	Стоимость, млн. euro
400	300	4,5
330	250	2,0
220	250	1,2
110	200	1,2
110	100	1,0

Таблица 41

Стоимость реакторных установок концерна АББ (включая ячейку выключателя)

Напряжение, кВ	Мощность, Мвар	Стоимость, млн. euro
750	300	3,0
400	300	2,0
220	100	1,5

Таблица 42

Постоянная часть затрат (концерн АББ, элегазовое оборудование)

Напряжение, кВ	Стоимость, млн. euro	Примечание
750	3,0	Включая стоимость земли, подъездные и внутриплощадочные дороги, внешние сети, ограду и др.
400	2,4	
330	2,2	
220	2,1	

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Составляющие стоимости строительства ВЛ и ПС (%)

Объект	Напряжение, кВ	Стоимость строительства, (%)			
		Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие* затраты
Линии электропередачи:					
Воздушные:					
на стальных опорах,	35	82	-	5	13
	110-150	82	-	5	13
	220	82	-	6	12
	330	81	-	8	11
	500	80	-	9	11
	750	79	-	10	11
	1150	70	-	18	12
на железобетонных опорах,	35	82	-	5	13
	110	81	-	6	13
	220	81	-	7	12
	330	80	-	9	11
	500	79	-	11	10
на деревянных опорах	35	84	-	8	8
	110	81	-	11	8
	220	81	-	11	8
Кабельные:					
с масляной изоляцией (прокладка в траншее);	35-110	6	71	14	9
с изоляцией из сшитого полиэтилена (прокладка в туннеле)	110-500	6	← 85 →		9
Подстанции:					
открытого типа,	35	29	10	55	6
	110-150	30	11	53	6
	220	28	11	56	5
	330	28	11	57	4
	500	27	11	57	5
	750	27	10	55	8
	1150	28	10	52	10
закрытого типа,	110-220	35	7	53	5
КТПБ	35-220	14	7	73	6
КРУЭ**	110-500	30	15	52	3

* Прочие затраты включают: зимние удорожания; затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом, с командированием рабочих, с перебазированием строительной организации; затраты по перевозке работников автотранспортом, на проведение торгов, пусконаладочных работ; затраты на проектно-изыскательские работы и др.

** Предварительные данные.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Пример расчета стоимости строительства ВЛ - 220 кВ

ВЛ 220 кВ предназначена для усиления внешнего электроснабжения энергоузла и прокладывается между ГЭС и подстанцией энергоузла. Расчет выполнен в ценах на 01.01.2007г.

1. Общая характеристика района прохождения ВЛ 220 кВ.

1.1. Месторасположение ВЛ - Западная Сибирь.

1.2. Длина ВЛ - 75 км, в том числе

залесенность трассы - 15 км.

1.3. Рельеф местности - равнинный.

1.4.Обустройство лежневых дорог - 7 км.

1.5.Под опоры ВЛ изымаются земли сельхозугодий.

2. Технические показатели ВЛ.

2.1. Количество цепей - одна

2.2. Характеристика опор - свободностоящие

2.3. Материал опор - металл

2.4. Марка и число проводов в фазе - АС 300/32

2.5. Нормативный скоростной напор ветра - 400 Па

2.6. ПА принята для ПС с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений до 2^{x}

3. Расчет затрат на строительство ВЛ – 220 кВ в базисных ценах 2000г. (без НДС)

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, млн.руб.
1.	Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям, с учетом территориального коэффициента ($К_{тер.}$)	Табл. 4,2	$75\times1310\times10^{3}\times1,3$	127,725
2.	Вырубка просеки, с учетом $К_{тер.}$	Табл. 8,2	$15\times110,0\times10^{3}\times1,3$	2,145
3.	Устройство лежневых дорог, с учетом $К_{тер.}$	Табл. 8,2	$7\times370\times10^{-3}\times1,3$	3,367
4.	Установка выключателей по концам электропередачи, с учетом $К_{тер.}$	Табл.19,2	$2\times15,0\times1,3$	39,0
5.	Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220кВ до двух), с учетом $К_{тер}$	Табл.31	$0,89\times1,3$	1,157
6.	Итого:			173,394
7.	Стоимость строительства ВЛ (с учетом прочих затрат 12,5%)	п. 3.3	$173,394\times1,125$	195,068
8.	Стоимость постоянного отвода земельного участка	Табл. 7 Табл.3	$75\times80\times7\times10^{6}$	0,042
	Всего стоимость строительства ВЛ:			195,01

В ценах на 01.01. 2007г. стоимость строительства ВЛ 220кВ составит:

$195,01\times3,274 = 638,46$ млн. руб., где

3,274 – индекс цен по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на июнь 2007 г. по отношению к уровню 2000г. без учета НДС.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

Пример расчета стоимости строительства ПС 500 кВ

1. Общая характеристика района размещения подстанции 500 кВ.

1.1. Месторасположение ПС - Урал

1.2. Рельеф площадки ПС - равнинный.

1.3. Грунты - суглинки.

2. Технические показатели подстанции 500 кВ.

2.1. Мощность - 1002 МВА.

2.2 Тип и количество автотрансформаторов - АОДЦТН 167000/500/220, 6 шт.

2.3. Главная схема электрических соединений:

- на стороне 500 кВ - четырехугольник;
- на стороне 220 кВ - одна секционированная система шин с обходной.

В РУ 500 и 220 кВ к установке приняты элегазовые выключатели.

2.4. Количество выключателей на стороне:

- ВН - 4 шт.(из них два отнесены к транзитной ВЛ 500кВ и не учитываются).
- СН - 12 шт.(секционный, обходной, отходящие линии и вводные).

2.5. Количество отходящих линий - 8 шт.

2.6. ПА ПС принята без дозировки управляющих воздействий противоаварийного управления при количестве присоединений 500 кВ до 2^x.

2.7. ПС 500 кВ включается в сооружаемую транзитную ВЛ 500кВ.

3. Расчет затрат на строительство ПС 500 кВ в базисных ценах 2000г.

(без НДС)

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, млн.руб
1.	Базисный показатель стоимости ПС 500/220 кВ 2 (3×167) МВА, с учетом территориального коэффициента ($К_{тер.}$)	Табл. 15,2	560,0 × 1,1	616,0
2.	Стоимость дополнительной ячейки 220 кВ, с учетом $К_{тер.}$	Табл. 19,2	15,0 × 1,1	16,5
3.	Противоаварийная автоматика, с учетом $К_{тер.}$	Табл. 32,2	1,57 × 1,1	1,73
4.	Итого:			634,23
5.	Стоимость строительства ПС (с учетом прочих затрат 17,5%)	п. 5.4.	634,23×1,175	745,22
6.	Стоимость постоянного отвода земельного участка	Табл. 17, Прим. 3 к табл. 17, Табл. 3	$115×10^3×20×0,4$ $2×10^3×20×0,4$	0,92 0,016
	Итого:			746,156

В ценах на 01.01.2007г. стоимость ПС 500 кВ составит:

746,156 × 3,274 = 2 442,91млн.руб.,

где 3,2478-- индекс по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на июнь 2007 г. по отношению к уровню 2000г. без учета НДС.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.

Пример расчета стоимости реконструкции (расширения) ПС 220 кВ

1. Общая характеристика района размещения ПС

1.1. Месторасположение ПС - Европейская часть России

1.2. Рельеф площадки ПС - равнинный.

1.3. Грунты - суглинки.

2. Технические условия на реконструкцию ПС

2.1. Установить два дополнительных трансформатора мощностью 100 МВА каждый, напряжением 220 ± 8×1,5%/11-11кВ.

2.2. Выполнить:

- демонтаж ОРУ-220 кВ (3ячейки);

- новое КРУЭ-220 кВ по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение четырех линий, двух автотрансформаторов, двух трансформаторов и шиносоединительного выключателя, предусмотреть две резервные ячейки.

2.3. Построить дополнительно 4-х секционное ЗРУ-10 кВ, рассчитанное на установку 32 линейных однокабельных ячеек.

2.4. Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы и высшего напряжения подстанции.

3. Расчет затрат на реконструкцию ПС 220 кВ в базисных ценах 2000г.

(без НДС)

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, тыс.руб.
1.	Установка двух силовых трансформаторов мощностью 100 МВА каждый	Табл. 20	2 × 15 875	31 750
2.	Демонтаж ОРУ-220 кВ (3 ячейки)	Табл. 33	3 × 10,7	32,1
3.	КРУЭ-220 кВ В КРУЭ-220 кВ д.б. установлены следующие ячейки: - линейные – 4; - в цепи автотрансформаторов – 2; - трансформаторные – 2; - шиносоединительный – 1; - резервные – 2.	Табл. 19	11 × 27 000	297 000
4.	Затраты на строительство здания КРУЭ-220 кВ (строительный объем здания – 15 000 м^3)	Табл. 19 Прим. 4	15 000 × 2,0	30 000
5.	ЗРУ – 10 кВ В ЗРУ д.б. установлены ячейки: - линейные – 32; - секционные – 4; - вводные – 8; - резервные – 2.	Табл. 19	46 × 500	23 000
6.	Затраты на строительство здания ЗРУ (строительный объем здания – 2 200 м^3)	Табл. 19 Прим. 4	2 200 × 2,0	4 400
7.	Противоаварийная автоматика	Табл. 32	1 200	1 200
8.	Постоянная часть затрат	Табл. 31	19 500	19 500
9.	Итого:	стр.1÷8		406 882,1
10.	Стоимость строительства ПС (с учетом прочих затрат 17,5%)	п. 5.4.	406 882,1×1,155	469 948,8

11.	Затраты по отводу земельного участка под расширяемую часть ПС	Табл.17, Прим. 3 к табл., Табл. 3	$(22+0,5)\times10^3\times0,4$ $\times40$	360
	Всего:			**470 308,8**

В ценах на июнь 2007г. стоимость ПС 220 кВ составит:

470 308,8 тыс.руб. × 3,274 = 1 539 791,0 тыс.руб. = 1 539,8 млн.руб.

где 3,274 – индекс по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на июнь 2007 г. по отношению к уровню 2000г. без учета НДС.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

УКРУПНЕННЫЕ СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35-1150кВ

285 тм – т1

Заместитель генерального директора, главный инженер — В.А. Воронин

Начальник Производственно-технического Департамента — В.Н. Подъячев

gost.e-ecolog.ru

Москва 2007