

**Методика расчета компенсации дополнительных затрат энергоснабжающей организации потребителями энергии для финансирования решения и реконструкции энергоисточников, строительства сетей транспортировки энергии и электроподстанций общего пользования при подключении дополнительных нагрузок**

*Утративший силу*

Утверждена приказом Министра энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан 26 марта 1997г. N 9. Зарегистрирована в Министерстве юстиции Республики Казахстан 21 апреля 1997 года N 284. Приказ от 26.03.1997г. N 9. утратил силу - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 01.11.2004г. N 257

**1. Область применения**

Настоящая Методика устанавливает порядок определения размера компенсации затрат энергоснабжающей организации в строительстве и расширение энергоисточников с учетом затрат на природоохранные мероприятия и строительство тепловых, электрических сетей и подстанций общего пользования .

Затраты энергоснабжающей организации при строительстве новых, расширении и реконструкции существующих энергоисточников, тепловых и электрических сетей и подстанций общего пользования соответствуют плате за присоединяемую электрическую и тепловую нагрузку покупателей энергии - потребителей тепловой и электрической энергии.

**2. Основные понятия, применяемые в Методике**

2.1. Энергоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической и (или) тепловой энергии .

2.2. Покупатель энергии - юридические лица любой формы собственности и вида деятельности .

2.3. Базисная электростанция - крупная конденсационная электростанция с единичной электрической мощностью энергоблоков 300 МВт и выше, предназначенная для покрытия дефицита электрической мощности в целом по региону Республики Казахстан .

2.4. "Условная котельная" - условный альтернативный источник тепла для группы (или одного) покупателей энергии, с показателями, приведенными к

условиям региона расположения потребителя.

2.5. Плата за присоединяемую нагрузку - компенсация затрат энергоснабжающей организации, связанная со строительством новых, расширением и реконструкцией существующих объектов энергетики для покрытия дополнительной присоединяемой электрической и тепловой нагрузки покупателей энергии за счет их средств.

2.6. Естественный прирост нагрузки потребителей - прирост нагрузок потребителей энергии, не связанный с переоформлением договора с энергоснабжающей организацией на потребление энергии.

### **3. Общие положения**

Плата за присоединяемую электрическую и тепловую нагрузку определяется в зависимости от географического расположения, климатических условий и топливообеспеченности региона расположения потребителя - покупателя энергии.

#### **3.1. Методика определения размера платы потребителя за присоединяемую электрическую нагрузку**

Методикой, выполненной в соответствии с Законом "Об энергетике" (статья 6, пункт 3), рекомендуется определять размер платы потребителя за присоединяемую электрическую нагрузку по удельной стоимости промстроительства базисного источника электрической энергии с учетом затрат на природоохранные мероприятия и удельным затратам на строительство магистральных электрических сетей (220 кВ и выше).

#### **Основные условные обозначения:**

- N - электрическая мощность энергоисточника, тыс. кВт;
- Nп - присоединяемая электрическая нагрузка потребителя,  
тыс. кВт;
- Кэ - капитальные вложения в строительство энергоисточника,  
млн. тенге;
- Кпр - капитальные вложения на природоохранные мероприятия,  
млн. тенге;
- К - суммарные капиталовложения в строительство  
энергоисточника,  
млн. тенге;
- у
- Кэ - удельные капитальные вложения в строительство  
энергоисточника, тенге/кВт;
- у
- Кпр - удельные капитальные вложения в природоохранные  
мероприятия, тенге/кВт;

у  
К<sub>тр</sub> - удельные капитальные вложения на транспорт мощности по питающим сетям энергосистемы, тенге/кВт;

у  
К<sub>с<sub>мр</sub></sub> - удельные капитальные вложения в строительномонтажные работы, тенге/кВт;

у  
К<sub>э прив</sub> - удельные капитальные вложения в строительство энергоисточника, приведенные к рассматриваемому району (региону), тенге/кВт;

П<sub>э</sub> - плата потребителями энергоснабжающей организации за присоединяемую электрическую нагрузку, млн. тенге;

К<sub>пер</sub> - переводной коэффициент, учитывающий изменение размера платы за присоединяемую нагрузку по отношению к уровню цен на 1.01.1991 г..

Величина платы потребителей электроэнергии (любой формы собственности) за присоединяемую нагрузку к электрическим сетям энергосистемы определяется из расчета возмещения всех затрат последней по снабжению их электрической энергией.

Она включает в себя капиталовложения на расширение источников электроэнергии (К<sub>э</sub>) и капиталовложения на природоохранные мероприятия (К<sub>пр</sub>), которые принимаются по проектно-сметной документации данного энергоисточника района (области).

Таким образом, суммарные капиталовложения на расширение электростанции составят:

$$K = K_{э} + K_{пр} \quad (1)$$

При этом К<sub>э</sub> разделяется на две части:

- капвложения на приобретение собственно оборудования расширяемой части электростанции (К<sub>о</sub>) и капиталовложения на строительномонтажные работы (К<sub>с<sub>мр</sub></sub>), которые составляют 50-60% от К (К<sub>с<sub>мр</sub></sub> включает и затраты на природоохранные мероприятия).

При известной величине указанных составляющих, участие потребителей (К<sub>п</sub>) в расширении электростанции определяется по формуле:

$$K_{п} = (K_{э}/N + K_{пр}/N) N_{п} \times K_{пер} = (K_{э} + K_{пр}) \times N_{п} \times K_{пер} \quad (2),$$

у  
у  
у  
у  
где К<sub>э</sub> = К<sub>о</sub> + К<sub>с<sub>мр</sub></sub> (тенге/кВт) - удельная стоимость расширяемой части электростанции по электротехническому оборудованию

( $K_0$ ) и удельная стоимость строительно-монтажных работ ( $K_{смп}$ ) для ТЭС района .

Капитальные вложения (размер участия потребителей), относимые на ввод в действие электрической мощности ТЭС, определяются, исходя из  $K_э$  для конкретного района по проектно-сметной документации.

П р и э т о м :

$$K_э \text{ прив} = (K_э - K_{смп}) + K_{смп} \text{ прив} \quad (3),$$

Удельные капитальные вложения на строительно-монтажные работы, приведенные к рассматриваемому району, рассчитываются следующим образом:

$$K_{смп} \text{ прив} = K_{смп} \times K_{тер} \times K_{кл} \quad (4),$$

где  $K_{тер}$  - территориальный коэффициент на строительно-монтажные работы для соответствующих областей, принимается по приложению 1;

$K_{кл}$  - коэффициент, учитывающий условия производства работ (климат и сейсмичность), принимается по приложению 2.

Если заявляемая электрическая нагрузка будет привязана к конкретной ТЭЦ, то удельная стоимость  $K_э$  определяется только на создание электрической мощности. Для большинства ТЭЦ эта величина составляет от 50% до 60% от суммарной удельной стоимости ТЭЦ, в среднем 55% (45% расходуется на создание тепловой мощности).  
П о э т о м у

при рассмотрении конкретной ТЭЦ  $K_э$  умножается на этот коэффициент, т.е.  $K_э \text{ тэц} = 0,55 \times K_э$  (допускается использовать данные по конкретной ТЭЦ).

Плата потребителями за присоединяемую нагрузку к энергосистеме определяется следующим образом:

$$P_э = (K_э + K_{пр} + K_{тр}) \times N_{п} \times K_{пер} \quad (5),$$

где  $K_{тр}$  - удельные капиталовложения на транспорт мощности по питающим сетям энергосистемы, тенге/кВт (приложение 3).

Здесь необходимо подчеркнуть основное назначение  $K_{тр}$  - это участие потребителей электроэнергии в строительстве питающих сетей энергосистем, межсистемных линий электропередачи 220 кВ и выше и межгосударственных связей на напряжении 500 - 1150 кВ.

Таким образом, потребитель электрической энергии, заплатив за подключаемую нагрузку, одновременно участвует в развитии энергетики страны, преследующей цели снабжения потребителей без ограничения, соответствующего качества и высокой степени надежности.

Удельные капиталовложения на транспорт мощности по питающим у сетям энергосистемы  $K_{тр}$  могут быть определены для энергосистемы или области. Для этого необходимо по нескольким действующим системам электропередачи на 110 - 500 кВ (питающие линии электропередачи и подстанции, подключенные к этим линиям) по отдельности по проектно-сметной документации определить затраты на систему электропередачи:

$$K_c = K_{лп} + K_{пс}$$

Далее по каждой системе электропередачи надо определить их экономические мощности  $N_{эк}$ , тыс. кВт по загрузке трансформаторов на расчетный срок. При этом фактические значения удельных капиталовложений определяются по формуле:

$$K_{тр} = K_c : N_{эк} \quad (\text{тенге/кВт})$$

Определенные таким образом фактические удельные затраты на ввод электросетевых объектов по разным системам электропередачи должны быть усреднены по энергосистеме (области) и эта величина будет являться фактическим показателем для формулы (5) по определению платы потребителей за присоединяемую мощность.

Предлагается также второй способ определения удельных капвложений на транспорт мощности по питающим сетям у энергосистемы -  $K_{тр}$ .

Затраты на транспорт мощности по питающим электрическим сетям энергосистемы являются следствием прироста нагрузок  $*N_{п}$  (кВт) потребителей электроэнергии в целом по энергосистеме в течение расчетного срока (как правило, 5 лет).

На основании этого прироста нагрузок по техническим и экономическим критериям предусматривается ввод в эксплуатацию определенных элементов питающих сетей - линий электропередачи и подстанций 220 кВ и выше, а для сельских районов - 110 кВ и выше с необходимым объемом капиталовложений  $K_c$  (тенге). В этом случае удельная стоимость транспорта мощности по питающим сетям

у энергосистемы (области)  $K_{тр}$  определяется следующим образом

:

$$K_{тр} = K_c : * N_{п}, \quad (\text{тенге/кВт});$$

Определенные таким образом удельные капиталовложения на транспорт мощности по питающим сетям энергосистемы для трех регионов Республики Казахстан приведены в Приложении 3.

При определении платы потребителями за присоединяемую нагрузку, при соответствующем обосновании, допускается применение фактических

у

удельных затрат на транспорт мощностей Ктр по энергосистеме(области).

В случае возникновения трудностей в определении удельных показателей по конкретным электрическим станциям энергосистемы (области) рекомендуется более упрощенный метод определения размера платы потребителем за присоединяемую электрическую нагрузку.

По условиям топливоснабжения, с учетом географического расположения, климатических условий, наличия топливно-энергетических ресурсов и действующих или проектируемых базисных электрических станций территориально Республику Казахстан рекомендуется разделить на три региона:

I регион - районы наличия дешевого энергетического твердого топлива - углей месторождений "Кара Жыра" (Семипалатинская область), Экибастузского, Майкубенского, Шубаркольского, Торгайского месторождений - Восточно-Казахстанская, Семипалатинская, Карагандинская, Павлодарская, Жезказганская, Акмолинская, Северо-Казахстанская, Костанайская, Торгайская и Кокшетауская области, где продолжительность отопительного периода 4200-5500 часов, расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления от - 40 С до - 30 С, относящиеся к следующим энергосистемам: Алтайэнерго, Карагандаэнерго, Костанайэнерго, Павлодарэнерго, Экибастузэнерго, Целинэнерго.

Базисным источником электрической энергии для региона принимается Экибастузская ГРЭС - 2.

II регион - районы привозного топлива: Алматинская, Талдыкорганская, Жамбылская, Южно-Казахстанская и Кызыл-Ординская области, где продолжительность отопительного периода 3500-4000 часов, расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления от - 30 С до - 20 С, относящиеся к энергосистемам Алматыэнерго и Южказэнерго.

Базисным источником электрической энергии для региона принимается Южно-Казахстанская ГРЭС.

III регион - районы действия газомазутного топлива: Мангистауская, Атырауская, Западно-Казахстанская и Актюбинская области, где продолжительность отопительного периода 3200-5000 часов, расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления от - 30 С до 20 С, относящиеся к энергосистемам Атырауэнерго и Запказэнерго.

Базисным источником электрической энергии для региона принимается  
А к т ю б и н с к а я Э С .

При возникновении трудностей в определении удельных показателей по конкретным ТЭС в расчет принимаются показатели прогрессивных КЭС регионов Республики Казахстан, представленных в Приложении 4 , тогда расчеты по определению размера платы потребителями за присоединяемую электрическую нагрузку (формула 5) максимально упрощаются, т.к. в этом случае удельные показатели  $K_{\text{э}}$  и  $K_{\text{пр}}$  принимаются из Приложения 4 (расчеты проиллюстрированы примером 2).

### 3.1.1. Примеры расчета платы потребителей за присоединяемую электрическую нагрузку

#### Пример расчета N 1

Потребитель электроэнергии - электрифицируемый участок железной дороги с заявляемой электрической нагрузкой  $N_{\text{п}}$ , равной 15066 кВт, расположен на территории Жезказганской области (1 регион).

Источником электрической энергии является Жезказганская ТЭЦ-2 на твердом топливе с располагаемой мощностью  $N$ , равной 464 тыс.кВт.

Имеются следующие данные:

$K = 503$  млн. тенге, в том числе строительно-монтажные работы составляют 53% от  $K$  (с учетом СМР на природоохранные мероприятия),  $K_{\text{пр}} = 151,2$  млн. тенге, т.е. 30% от  $K$ .

Сейсмичность района менее 6 баллов.

В данном случае Жезказганская ТЭЦ-2 рассматривается как расширяемый источник электроэнергии области (расширение может быть в другом месте, например, на Балхашской ТЭЦ). Затраты на создание электрической мощности Жезказганской ТЭЦ-2 составляют 56% от установленной (располагаемой) мощности станции (44% используется на создание тепловой мощности).

При известной величине составляющих затрат участие данного потребителя в расширении электростанции определяется по формуле (2):

$$K_{\text{п}} = (K_{\text{э}}/N + K_{\text{пр}}/N) N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}} \times K_{\text{тэц}}$$

где  $K_{\text{тэц}} = 0,56$  - доля затрат на создание электрической мощности, включая природоохранные мероприятия;

$K_{\text{пер}} = 1$  по состоянию уровня цен на 1991 г.

Плата потребителем за присоединяемую нагрузку к электрическим сетям энергосистемы ( $P_{\text{э}}$ ) определяется по зависимости (5):

$$P_{\text{э}} = \dots$$

$$P_{\text{э}} = (K_{\text{э}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}) \times N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}},$$

$$\text{где } K_{\text{э}} = 0,56 \times 503 : 464 = 607 \text{ (тенге/кВт);}$$

$$K_{\text{пр}} = 151,2 : 464 = 325,9 \text{ (тенге/кВт);}$$

$K_{\text{тр}} = 260$  тенге/кВт - по приложению 3.

Так как в данном случае в качестве расширяемого источника использована конкретная Жезказганская ТЭЦ-2, а не прогрессивная КЭС

района, то вместо  $K_{\text{э}}$  в расчет принимаются  $K_{\text{э прив}}$  с учетом конкретных условий, т.е. района размещения источника  $K_{\text{тер}}$  (Приложение 1), а также климата и сейсмичности района  $K_{\text{кл}}$  (Приложение 2), определяемые по формулам (3) и (4):

$$K_{\text{э прив}} = (K_{\text{э тэц}} - K_{\text{смп}}) + K_{\text{смп}} \times K_{\text{тер}} \times K_{\text{кл}},$$

Как указывалось выше,  $K_{\text{смп}} = 0,53 \times K_{\text{э}}$ , тогда

$$K_{\text{э прив}} = (K_{\text{э}}/N - 0,53 K_{\text{э}}/N) + K_{\text{э тэц}} \times 0,53 K_{\text{э}}/N \times K_{\text{тер}} \times K_{\text{кл}} =$$

$$(0,56 \times 503 : 464 - 0,56 \times 0,53 \times 503 : 464) + 0,56 \times 0,53 \times$$

$$503 : 464 \times 1 \times 1,015 = (0,56 \times 1084 - 0,56 \times 574,5) + 0,56 \times$$

$$574,5 \times 1,0 \times 1,015 = (607 - 321,7) + 326,6 = 611,9 \text{ (тенге/кВт)}.$$

Плата за присоединяемую электрическую нагрузку:

$$P_{\text{э}} = (K_{\text{э прив}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}) \times N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}} =$$

$$= (611,9 + 325,9 + 260) \times 15066 \times 1,0 = 18,04 \text{ (млн. тенге)}.$$

Таким образом, данный потребитель электроэнергии участвует как в расширении электростанции области, так и в развитии питающих сетей энергосистемы.

## Пример расчета N 2

(по упрощенной методике)

Потребитель электроэнергии - электрифицируемый участок железной дороги с заявляемой электрической нагрузкой  $N_{\text{п}}$ , равной 15066 кВт, расположен на территории Жезказганской области (1 регион).

Источником электрической энергии является прогрессивная конденсационная электростанция (КЭС) региона - Экибастузская ГРЭС-2, необходимые удельные показатели приведены в Приложении 4.

Плата потребителя электроэнергии в расширение прогрессивной КЭС региона и в развитие питающих электрических сетей энергосистемы



определяется по выражению (5):

$$P_{\text{э}} = (K_{\text{э}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}) \times N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}} = \\ = (448 + 224 + 260) \times 15066 \times 1,0 = 14,0 \text{ (млн. тенге),}$$

где по Приложению 3  $K_{\text{тр}} = 260$  тенге/кВт.

Плата потребителя в размере 14 млн. тенге на 72% будет использована для расширения электростанции и на 28% - для развития питающих электрических сетей энергосистемы.

Как показывают результаты расчетов для одного и того же потребителя, плата за присоединяемую электрическую нагрузку (15066 кВт), в случае расчета с данными конкретной ТЭЦ, получилась на 28,8% дороже, чем в варианте с прогрессивной КЭС региона.

Это объясняется тем, что агрегаты ТЭЦ, как правило относительно небольшой мощности, поэтому их удельная стоимость значительно больше по сравнению с агрегатами КЭС. Поэтому результаты расчетов по определению размера платы потребителями за присоединяемую электрическую нагрузку с конкретными (местными) электростанциями будут, как правило, на 25-30% больше, чем результаты расчетов по упрощенной методике.

### **3.2. Методика определения размера платы потребителя за присоединяемую тепловую нагрузку**

#### **3.2.1. Теплоисточники**

Размер платы потребителя за присоединяемую тепловую нагрузку рекомендуется определять по удельной стоимости промстроительства "условной котельной" с показателями, приведенными к условиям региона расположения потребителя - покупателя энергии с применением коэффициентов, учитывающих условия подключения к конкретному источнику тепла энергоснабжающей организации.

В качестве "условной котельной" принята промышленно-отопительная котельная тепловой мощностью 400 Гкал/ч на твердом топливе с "экологически чистым" оборудованием, с закрытой системой горячего водоснабжения, для первого территориального района.

Базовый удельный показатель стоимости строительства "условной котельной", определенный расчетным путем на основании объектов - у представителей Республики Казахстан -  $K_{\text{ти}} = 530$  тыс. тенге/Гкал/ч (в ценах 1991 г.).

Для приведения показателей удельных затрат в строительство "условной котельной" к условиям региона расположения потребителя - покупателя энергии с учетом подключения к конкретному источнику тепла энергоснабжающей

организации рекомендуется применение следующей системы коэффициентов:

Ктер - территориальный коэффициент изменения сметой стоимости по областям республики, принимается по Приложению 1;

Ккл - климатический и сейсмический коэффициенты изменения сметой стоимости, принимается по Приложению 2;

К1ти - коэффициент, учитывающий подключение потребителя тепловой энергии к энергоисточнику (к ТЭЦ - 0,65, к котельной - 1 - 1,3);

К2ти = 0,6 (при газомазутном топливе) коэффициент, учитывающий вид топлива конкретного источника тепла энергоснабжающей организации;

К3ти - коэффициент, учитывающий экологическую напряженность района расположения конкретного источника тепла энергоснабжающей организации, принимается по Приложению 5;

К4ти - 1,1 (при открытой системе горячего водоснабжения) коэффициент, учитывающий сложившуюся систему горячего водоснабжения конкретного источника тепла энергоснабжающей организации.

При присоединении паровой нагрузки к ТЭЦ, независимо от параметров (с учетом перевода 1 т/ч пара = 0,6 Гкал/ч) применяется коэффициент К5ти = 2 к величине платы за присоединяемую нагрузку в паре.

Кпер - переводной коэффициент, учитывающий изменение размера платы за присоединяемую нагрузку по отношению к уровню цен на 1.01.91 г.

### 3.2.2. Тепловые сети

Базовый удельный показатель стоимости строительства тепловых сетей принят для следующих исходных условий строительства:

- тепловой район - 400 Гкал/ч;
- плотность тепловой нагрузки - 0,5 Гкал/ч х га;
- смешанный способ прокладки;  
- сухие грунты;
- схема подключения потребителей горячего водоснабжения - закрытая;
- график регулирования отпуска тепла - 150/70 С;
- расчетная наружная температура для проектирования систем отопления - м и н у с 2 5 С ;

- базовый удельный показатель стоимости строительства тепловых сетей, определенный расчетным путем на основании объектов - у представителей Республики Казахстан - Ктс = 72,1 тыс. тенге/Гкал/ч (в ценах 1991 г.).

Переход от базового показателя к местным условиям строительства

осуществляется путем введения соответствующих коэффициентов:

К1<sub>тс</sub> - территориальный коэффициент на строительство тепловых сетей (см. Приложение 5) ;

К2<sub>тс</sub> - на плотность тепловой нагрузки (см. Приложение 6);

К3<sub>тс</sub> - на суммарный уровень подключенной тепловой нагрузки (см. Приложение 7) ;

К4<sub>тс</sub> - на климатические условия - расчетную температуру наружного воздуха (см. Приложение 8) ;

К5<sub>тс</sub> - на особые условия строительства: сейсмичность, обводненные грунты, просадочность, горные подработки и др. - 1,1 (см. Примечание 2);

К6<sub>тс</sub> - коэффициент, учитывающий затраты на выполнение требований СНиП по надежности (см. Приложение 9);

К7<sub>тс</sub> - на открытую систему горячего водоснабжения - 1,05.

Затраты в строительство тепловых сетей определяются путем умножения удельного базового показателя К<sub>тс</sub> на приведенные коэффициенты.

П р и м е ч а н и я :

1. Рекомендуемые коэффициенты не являются безоговорочными. Учет местных условий, в том числе дальний транспорт тепла, при конкретном проектировании может внести поправки в величину этих коэффициентов в ту или иную сторону .

2. При наличии нескольких факторов общий коэффициент на особые условия строительства получается перемножением коэффициентов.

### **3.2.3. Примеры расчета платы потребителей за присоединяемую тепловую нагрузку**

У с л о в н ы е о б о з н а ч е н и я :

Q - тепловая мощность энергоисточника, Гкал/ч;

Q<sub>п</sub> - присоединяемая тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч;

К<sub>т</sub> - полные затраты на строительство "условной котельной" - источника тепловой энергии с учетом природоохранных мероприятий, млн. тенге;

у

К<sub>э</sub> - удельные затраты на строительство базисного источника электрической энергии, тенге на 1 кВт ;

у

К<sub>т</sub> - удельные затраты на строительство "условной котельной" - источника тепловой энергии, тыс. тенге на 1 Гкал/ч;

у

К<sub>тс</sub> - удельные затраты в строительство магистральных тепловых сетей, тыс. тенге на 1 Гкал/ч ;

П<sub>т</sub> - плата за присоединяемую тепловую нагрузку, млн. тенге;

Пти - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в расширение теплоисточника, млн. тенге;

Птс - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в развитие тепловых сетей, млн. тенге;

Пт - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в горячей воде, млн. тенге;

Пт - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в паре, млн. тенге.

Плата за присоединяемую тепловую нагрузку определяется по формуле:

$$P_{т} = P_{ти} + P_{тс}$$

$$P_{ти} = (Q_{п} + K_{5ти} \times 0,6 \times D_{п}) \times K_{т} \times K_{тер} \times K_{кл} \times K_{1ти} \times K_{2ти} \times K_{3ти} \times K_{4ти} \times K_{пер} \times 10, \text{ млн. тенге}$$

$$P_{тс} = Q_{п} \times K_{тс} \times K_{1тс} \times K_{2тс} \times K_{3тс} \times K_{4тс} \times K_{5тс} \times K_{6тс} \times K_{7тс} \times K_{пер}, \text{ млн. тенге}$$

Пример 1. Потребитель расположен в г. Павлодаре. Присоединяемая тепловая нагрузка в горячей воде  $Q_{п} = 25$  Гкал/ч, в паре -  $D_{п} = 10$  т/ч.

Источник тепла - ТЭЦ-3 на твердом топливе. Схема теплоснабжения - централизованная. Система горячего водоснабжения - закрытая. Магистральные тепловые сети подземно-надземные. Город Павлодар согласно СНиП II-7-18 относится к I-му району. Сейсмичность района 6 баллов. Грунты мокрые. Расчетная температура для проектирования системы отопления - 37 С. Плотность тепловой нагрузки - 0,71 Гкал/ч на гектар.

$$K_{ти} = 530 \text{ тыс. тенге/Гкал/ч}; K_{тс} = 72,1 \text{ тыс.тенге/Гкал/ч}$$

$$K_{тер} = 1,16; K_{кл} = 1,015; K_{1ти} = 0,65; K_{2ти} = 1; K_{3ти} = 1,15; K_{4ти} = 1; K_{5ти} = 2; K_{пер} = 60 \text{ (на момент расчета).}$$

$$K_{1тс} = 1,07; K_{2тс} = 0,59; K_{3тс} = 0,79; K_{4тс} = 1,12; K_{5тс} = 1,1; K_{6тс} = 1; K_{7тс} = 1;$$

Плата за присоединяемую тепловую нагрузку в горячей воде составит:

$$P_{т} = P_{ти} + P_{тс}$$

$$P_{ти} = (Q_{п} + K_{5ти} \times 0,6 \times D_{п}) \times K_{т} \times K_{тер} \times K_{кл} \times K_{1ти} \times K_{2ти} \times K_{3ти} \times K_{4ти} \times K_{пер} \times 10, \text{ млн. тенге}$$

$$Птс = Qп \times Kтс \times K1тс \times K2тс \times K3тс \times K4тс \times K5тс \times K6тс \times K7тс \times Kпер, \text{ млн. тенге}$$

$$Пти = (25 + 2 \times 0,6 \times 10) \times 530 \times 10 \times 1,16 \times 1,015 \times 0,65 \times 1 \times 1,15 \times 1 \times 60 \times 10 = 1035,5 \text{ млн. тенге}$$

$$Птс = 25 \times 72,1 \times 10 \times 1,07 \times 0,59 \times 0,79 \times 1,12 \times 1,1 \times 1 \times 1 \times 60 \times 10 = 66,5 \text{ млн. тенге}$$

$$Пт = Пти + Птс = 1035,5 + 66,5 = 1102 \text{ млн. тенге}$$

#### Приложение 1

### Территориальные коэффициенты изменения сметной стоимости СМР по областям Республики Казахстан, Ктер

| Наименование областей     | Значения, Ктер |
|---------------------------|----------------|
| 1. Акмолинская            | 1,19           |
| 2. Актюбинская            | 1,12           |
| 3. Алматинская            | 1,06           |
| 4. Атырауская             | 1,19           |
| 5. Восточно-Казахстанская | 1,23           |
| 6. Жамбылская             | 1,17           |
| 7. Жезказганская          | 1,10           |
| 8. Западно-Казахстанская  | 1,14           |
| 9. Карагандинская         | 1,19           |
| 10. Кокшетауская          | 1,22           |
| 11. Костанайская          | 1,20           |
| 12. Кзыл-Ординская        | 1,10           |
| 13. Мангистауская         | 1,00           |
| 14. Павлодарская          | 1,16           |
| 15. Северо-Казахстанская  | 1,13           |
| 16. Семипалатинская       | 1,16           |
| 17. Талдыкорганская       | 1,15           |
| 18. Торгайская            | 1,00           |
| 19. Южно-Казахстанская    | 1,09           |
| 20. г. Алматы             | 1,00           |

Приложение 2  
**Климатические и сейсмические коэффициенты  
изменения сметной стоимости СМР, Ккл**

| Вид затрат                   | Климатические коэффициенты для районов <*> |               |       |       | Сейсмические коэффициенты для районов |                   |                   |
|------------------------------|--|---------------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
|                              | I  | II            | III   | IV    | V                                     | VI                | VII               |
|                              |  | базис-<br>ный |       |       | сейсм.<br>7 балл.                     | сейсм.<br>8 балл. | сейсм.<br>9 балл. |
| Строительно-монтажные работы | 1.015                                      | 1.0           | 1.005 | 0.999 | 1.020                                 | 1.047             | 1.060             |

Сноска. Исходные данные, принятые для разработки климатических и сейсмических коэффициентов:

| Климатические районы по СНиП            | Принятые обозначения районов в таблице коэффициентов климатических и сейсмических |     |     |     |   |    |     |
|---|---|-----|-----|-----|---|----|-----|
|   | I   | II  | III | IV  | V | VI | VII |
| Ветровой район по СНиП 2-01-01-82       | III   | I   | III | III |   |    | I   |
| Снеговой район по СНиП 2-01-01-82       | IV  | III | II  | I   |   |    | III |
| Расчетная температура наружного воздуха |   |     |     |     |   |    |     |

|                                     |       |       |             |       |   |         |
|-------------------------------------|-------|-------|-------------|-------|---|---------|
| воздуха                             | -40 С | -30 С | -30 С       | -20 С |   | -30 С   |
| Сейсмичность района по СНиП II-7-18 |       |       | до 6 баллов | 7     | 8 | 9 балл. |

### Приложение 3

Удельные капильные вложения на 1 кВт нагрузки потребителя элетроэнергии в строительство линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС) - транспорт мощностей у по питающим электрическим сетям энергосистемы, Ктр

| Наименование экономических районов    | Значения у Ктр, тенге/кВт |
|---------------------------------------|---------------------------|
| 1. Северо-Казахстанский (I-регион)    | 260                       |
| 2. Южно-Казахстанкий (II-регион)      | 220                       |
| 3. Западно-Казахстанский (III-регион) | 240                       |

Примечания: 1. Удельные капитальные вложения в строительство линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС) приведены с учетом территориальных коэффициентов на СМР для трех регионов Республики Казахстан.  
2. Значения удельных капитальных вложений в строительство линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС) соответствует уровню цен 1991 г.

### Приложение 4

#### Показатели строительства прогрессивных КЭС

| Наименование КЭС | Мощность,  топли- | Вид  строительства | Стоимость  затраты на | Удельные  затраты на | Удельные  затраты в |
|------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|
|------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|

|  | МВт  | ва    | К, млн.тенге |          | строительство, природо-         |             | охранные  |
|--|------|-------|--------------|----------|---------------------------------|-------------|-----------|
|  |      |       |              |          | тенге/кВт                       | мероприятия |           |
|  |      |       | ----- -----  |          | Всего, в т.ч. Всего, в т.ч.   у |             | Кпр,      |
|  |      |       | К            | СМР,   у | СМР,у                           | Кср,        |           |
|  |      |       | Кср          | Кэ       |                                 | Кср         | тенге/кВт |
| 1. Экибастузская ГРЭС - 2              | 4000 | Уголь | 2688         | 1013     | 448                             | 237         | 224       |
| ( I регион )                           |      |       |              |          |                                 |             |           |
| 2. Южно-Казахстанская ГРЭС (II регион) | 3240 | Уголь | 3549         | 2040     | 914                             | 630         | 181       |
| 3. Актюбинская ЭС (III регион)         | 954  | Газ,  | 513          | 281      | 442                             | 295         | 96        |
|  |      |       |              |          |                                 |             | мазут     |

- Примечание: 1. Значения удельных затрат прогрессивных КЭС получены в результате обработки проектно-сметной документации Экибастузской ГРЭС-2 и сметно-финансовых расчетов технико-экономических обоснований (ТЭО) строительства Южно-Казахстанской ГРЭС и Актюбинской ЭС, которые могут быть уточнены на последующих стадиях проектирования и реализации строительства.
2. В состав затрат строительно-монтажных работ (СМР) входят и затраты на реализацию природоохранных мероприятий.
3. Значения удельных затрат на строительство соответствуют уровню цен 1991 г.

(1 тенге = 1,04 доллара США)

#### Приложение 5

### Территориальные коэффициенты на строительство тепловых сетей к базовой стоимости, К1тс

| Наименование областей | Территориальные коэффициенты для тепловых сетей |
|-----------------------|---|
| 1. Акмолинская        | 1,07  |
| 2. Актюбинская        | 1,02  |
| 3. Алматинская        | 1,05  |



|                           |  |      |
|---------------------------|--|------|
| 4. Атырауская             |  | 1,13 |
| 5. Восточно-Казахстанская |  | 1,08 |
| 6. Жамбылская             |  | 1,02 |
| 7. Жезказганская          |  | 1,13 |
| 8. Западно-Казахстанская  |  | 1,01 |
| 9. Карагандинская         |  | 1,10 |
| 10. Кокшетауская          |  | 1,06 |
| 11. Костанайская          |  | 1,11 |
| 12. Кзыл-Ординская        |  | 1,05 |
| 13. Мангистауская         |  | 1,00 |
| 14. Павлодарская          |  | 1,07 |
| 15. Северо-Казахстанская  |  | 1,13 |
| 16. Семипалатинская       |  | 1,00 |
| 17. Талдыкорганская       |  | 1,07 |
| 18. Торгайская            |  | 1,12 |
| 19. Южно-Казахстанская    |  | 1,08 |

Приложение 6

**Коэффициенты на плотность тепловой нагрузки к базовой стоимости тепловых сетей, К2тс**

| Наименование   | Расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч |      |       |      |      |      |      |      |  |
|----------------|--|------|-------|------|------|------|------|------|--|
|                | 25   | 50   | 100   | 200  | 300  | 400  | 500  | 600  |  |
| 1. ройка       | 2 - 3 этажная при плотности                |      | зас - |      |      |      |      |      |  |
| 0,32 Гкал/чхга |  |      | 1,36  | 1,33 | 1,32 |      |      | 1,31 |  |
| 2. тройка      | 5 этажная при плотности                    |      | зас - |      |      |      |      |      |  |
| 0,71 Гкал/чхга | 0,59                                       | 0,64 | 0,70  | 0,70 | 0,70 | 0,74 | 0,78 | 0,78 |  |
| / квартальная  |  |      |       |      |      |      |      |      |  |
| планировка /   |  |      |       |      |      |      |      |      |  |

Приложение 7

**Коэффициенты на суммарный уровень подключенной тепловой нагрузки к базовой стоимости тепловых сетей, К3тс**

| Наименование | Расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч |
|--------------|--|
|--------------|--|

|  | 25   | 50   | 100  | 200  | 300  | 400  | 500  | 600  |      |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 .<br>т р о й к а                                   | 0,50 | 0,78 | 0,82 | 0,87 | 0,94 | 0,99 | 1,00 | 1,01 | 1,02 |
| 5<br>э т а ж н а я<br>п р и<br>п л о т н о с т и     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| з а с -  |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| / м и к р о р а й о н н а я<br>п л а н и р о в к а / |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

Приложение 8  
**Коэффициенты на климатические условия -  
расчетную температуру наружного воздуха - к  
базовой стоимости тепловых сетей, К4тс**

| Наименование  | Коэффициенты на расчетную<br>температуру |   |      |
|---|--|---|------|
| Расчетная температура наружного<br>воздуха для проектирования<br>систем отопления, t нро, С |  |   |      |
| 1 .   | минус 5                                  | С | 1,00 |
| 2 .   | минус 10                                 | С | 1,00 |
| 3 .   | минус 15                                 | С | 1,00 |
| 4 .   | минус 25                                 | С | 1,00 |
| 5 .   | минус 26                                 | С | 1,01 |
| 6 .   | минус 27                                 | С | 1,02 |
| 7 .   | минус 28                                 | С | 1,03 |
| 8 .   | минус 29                                 | С | 1,04 |
| 9 .   | минус 30                                 | С | 1,05 |
| 10 .  | минус 31                                 | С | 1,06 |
| 11 .  | минус 32                                 | С | 1,07 |
| 12 .  | минус 33                                 | С | 1,08 |
| 13 .  | минус 34                                 | С | 1,09 |
| 14 .  | минус 35                                 | С | 1,10 |
| 15 .  | минус 36                                 | С | 1,11 |
| 16 .  | минус 37                                 | С | 1,12 |
| 17 .  | минус 38                                 | С | 1,13 |
| 18 .  | минус 39                                 | С | 1,14 |

## Приложение 9

**Коэффициент, учитывающие затраты на выполнение требований СНиП по надежности к базовой стоимости тепловых сетей, К5тс**

| Наименование  |            | Тепловая нагрузка, Q |      |      |
|---|------------|----------------------|------|------|
|   |            | Г к а л / ч          |      |      |
| Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, t нро, С |            | 200                  | 300  | 400  |
| 1.  | минус 5 С  | 1,00                 | 1,00 | 1,00 |
| 2.  | минус 10 С | 1,00                 | 1,00 | 1,00 |
| 3.  | минус 15 С | 1,00                 | 1,00 | 1,00 |
| 4.  | минус 20 С | 1,00                 | 1,07 | 1,08 |
| 5.  | минус 25 С | 1,00                 | 1,07 | 1,08 |
| 6.  | минус 26 С | 1,00                 | 1,07 | 1,08 |
| 7.  | минус 27 С | 1,00                 | 1,07 | 1,08 |
| 8.  | минус 28 С | 1,00                 | 1,07 | 1,08 |
| 9.  | минус 29 С | 1,00                 | 1,07 | 1,08 |
| 10.   | минус 30 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 11.   | минус 31 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 12.   | минус 31 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 13.   | минус 33 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 14.   | минус 34 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 15.   | минус 35 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 16.   | минус 36 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 17.   | минус 37 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 18.   | минус 38 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 19.   | минус 39 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |
| 20.   | минус 40 С | 1,07                 | 1,08 | 1,09 |

## Приложение 10

**Коэффициенты, учитывающие экологическую напряженность района расположения конкретного источника тепла энергоснабжающей организации, К3ти**

| Наименование областей, городов,<br>населенных пунктов | Значение КЗти |
|---|---------------|
| 1   | 2             |
| 1. Акмолинская область                                |               |
| 1.1. г. Акмола  | 1,10          |
| 2. Актюбинская область                                |               |
| 2.1. г. Актюбинск                                     | 1,10          |
| 3. Алматинская область                                |               |
| 3.1. г. Алматы  | 1,30          |
| 3.2. г. Капчагай                                      | 1,03          |
| 4. Атырауская область                                 |               |
| 4.1. г. Атырау  | 1,13          |
| 4.2. г. Индер   | 1,10          |
| 5. Восточно-Казахстанская область                     |               |
| 5.1. г. Усть-Каменогорск                              | 1,25          |
| 5.2. г. Лениногорск                                   | 1,13          |
| 5.3. г. Зыряновск                                     | 1,10          |
| 6. Жамбылская область                                 |               |
| 6.1. г. Тараз   | 1,15          |
| 6.2. г. Каратау                                       | 1,13          |
| 7. Жезказганская область                              |               |
| 7.1. г. Жезказган                                     | 1,20          |
| 7.2. г. Никольск                                      | 1,13          |
| 7.3. г. Балхаш  | 1,20          |
| 8. Западно-Казахстанская область                      |               |
| 8.1. г. Уральск                                       | 1,05          |
| 8.2. г. Аксай   | 1,10          |
| 9. Карагандинская область                             |               |
| 9.1. г. Караганда                                     | 1,25          |
| 9.2. г. Темиртау                                      | 1,20          |
| 9.3. г. Сарань  | 1,10          |
| 9.4. г. Топар   | 1,10          |
| 10. Кокшетауская область                              |               |
| 10.1. г. Кокшетау                                     | 1,10          |
| 10.2. г. Щучинск                                      | 1,20          |
| 10.3. г. Бурабай                                      | 1,20          |

|       |                                     |         |      |
|-------|-------------------------------------|---------|------|
| 11.   | Костанайская                        | область |      |
| 11.1. | г. Костанай                         |         | 1,10 |
| 11.2. | г. Рудный                           |         | 1,10 |
| 12.   | Кзыл-Ординская                      | область |      |
| 12.1. | г. Кзыл-Орда                        |         | 1,20 |
| 12.2. | г. Байконур                         |         | 1,20 |
| 12.3. | г. Казалинск                        |         | 1,10 |
| 12.4. | г. Аральск                          |         | 1,20 |
| 13.   | Мангистауская                       | область |      |
| 13.1. | г. Актау                            |         | 1,10 |
| 14.   | Павлодарская                        | область |      |
| 14.1. | г. Павлодар                         |         | 1,15 |
| 12.2. | г. Экибастуз                        |         | 1,15 |
| 12.3. | г. Аксу                             |         | 1,10 |
| 15.   | Северо-Казахстанская                | область |      |
| 15.1. | г. Петропавловск                    |         | 1,10 |
| 16.   | Семипалатинск                       |         |      |
| 16.1. | г. Семипалатинск                    |         | 1,25 |
| 17.   | Талдыкорганская                     | область |      |
| 17.1. | г. Талдыкорган                      |         | 1,07 |
| 17.2. | г. Текели                           |         | 1,07 |
| 18.   | Торгайская                          | область |      |
| 18.1. | г. Аркалык                          |         | 1,05 |
| 19.   | Южно-Казахстанская                  | область |      |
| 19.1. | г. Шымкент                          |         | 1,15 |
| 19.2. | г. Кентау                           |         | 1,15 |
| 19.3. | г. Туркестан                        |         | 1,10 |
| 20.   | Другие населенные пункты республики |         | 1,00 |