

О внесении изменений и дополнения в приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36 "Об утверждении Правил ценообразования на общественно значимых рынках"

Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 10 декабря 2018 года № 97. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 10 декабря 2018 года № 17908

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Внести в приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36 "Об утверждении Правил ценообразования на общественно значимых рынках" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 14778, опубликован 20 февраля 2017 года в Эталонном контрольном банке нормативных правовых актов Республики Казахстан) следующие изменения и дополнение:

преамбулу изложить в следующей редакции:

"В соответствии с подпунктом 3) статьи 124-6 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан от 29 октября 2015 года ПРИКАЗЫВАЮ:";

в Правилах ценообразования на общественно значимых рынках, утвержденных указанным приказом:

пункты 4, 5 и 6 изложить в следующей редакции:

"4. Субъект предоставляет в ведомство уполномоченного органа документы и сведения, в рамках экспертизы цены, либо Уведомление с приложением к нему обосновывающих материалов, подтверждающих причины повышения предельной цены , в том числе:

1) бухгалтерский баланс по форме, утвержденной приказом Министра финансов Республики Казахстан 28 июня 2017 года № 404 "Об утверждении перечня и форм годовой финансовой отчетности для публикации организациями публичного интереса (кроме финансовых организаций)" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15384) (далее – Приказ № 404);

2) отчет о прибылях и убытках по форме, утвержденной Приказом № 404;

3) отчет по труду (код 251112139, индекс 1-Т, периодичность годовая, квартальная) по статистической форме, согласно приложениям 1 и 3 к приказу председателя Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 171 "Об утверждении статистических форм

общегосударственных статистических наблюдений по статистике труда и занятости и инструкций по их заполнению" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 16052);

4) отчет о финансово-хозяйственной деятельности предприятия (код 271112130, индекс 1-ПФ, периодичность годовая) согласно приложению 1 к приказу Председателя Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 10 ноября 2017 года № 165 "Об утверждении статистических форм общегосударственных статистических наблюдений по структурной статистике и инструкций по их заполнению" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 16038);

5) отчет о движении денежных средств по форме, согласно приложению 3 и 4 к Приказу № 404;

6) сводные данные о доходах и расходах, применяемые для расчета цены, с расшифровками по статьям затрат в целом по предприятию и отдельно по каждому виду;

7) сведения о применяемой системе оплаты труда;

8) сведения о применяемых нормах расхода сырья и материалов, нормативной численности работников;

9) учетную политику (при наличии);

10) инвестиционные программы (проекты) (при наличии);

11) годовую смету затрат, направленных на текущий и капитальный ремонты и другие ремонтно-восстановительные работы, не приводящие к росту стоимости основных средств;

12) годовую смету затрат, направленных на проведение капитальных ремонтных работ, приводящих к увеличению стоимости основных средств (при наличии);

13) расчет амортизационных отчислений, с указанием сроков эксплуатации основных средств;

14) документы, подтверждающие планируемый и (или) фактический объем реализации товара (работ, услуг) – протоколы намерений, договоры, расчеты объемов производства (поставки), данные о проектной мощности и фактическом ее использовании, а также при снижении объемов производства (поставки) Субъектами предоставляется обоснование;

15) структуру предельного тарифа на электрическую энергию (для субъекта в области электроэнергетики) по форме согласно приложению 2 к настоящим Правилам;

16) пояснительную записку с обоснованием целесообразности повышения предельной цены, с приложением документов, подтверждающих причины повышения (копии соответствующих договоров (заключенных), подтверждающих повышение стоимости сырья, материалов, услуг), в случае подачи Субъектом Уведомления;

17) проект планируемой предельной цены по каждому виду деятельности, в случае подачи Субъектом Уведомления;

18) по расходам по поддержанию готовности электрической мощности в качестве обосновывающих материалов предоставляются плановые затраты, обоснованные протоколами намерениями и (или) расчетами Субъекта в области розничной реализации электрической энергии;

19) фактические данные о затратах за четыре квартала, предшествующие предоставлению документов в рамках экспертизы цены, либо подаче Уведомления, и за предыдущий календарный год.

В случае осуществления деятельности Субъектом менее одного года, предоставляются данные за фактический период осуществления деятельности.

5. Субъект представляет по требованию ведомства уполномоченного органа информацию необходимые для проведения экспертизы цены в соответствии с подпунктом 10) статьи 124-6 Кодекса. Информация и документы предоставляются Субъектом в течение 15 (пятнадцати) календарных дней.

6. Ведомство уполномоченного органа проводит экспертизу цены или рассматривает уведомление в течение 30 (тридцати) календарных дней со дня их получения.

В период рассмотрения Уведомления Субъект в области розничной реализации электрической энергии предоставляет дополнительные расчетные и прогнозные материалы по затратам, связанным с введением рынка мощности и балансирующего рынка электроэнергии и оплатой услуг по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности и куплей-продажей балансирующей электроэнергии на балансирующем рынке электрической энергии, не менее чем за 5 (пять) календарных дней до предстоящего повышения предельной цены на товары (работы, услуги).

В случае изменения затрат, связанных с введением рынка электрической мощности и (или) балансирующего рынка электрической энергии в период рассмотрения ведомством уполномоченного органа или территориальным подразделением ведомства уполномоченного органа Уведомления, Субъект в области розничной реализации электрической энергии изменяет уровень предельной цены, указанной в Уведомлении."

;

пункт 14 изложить в следующей редакции:

"14. В случае неисполнения расходов по покупке и (или) передаче электрической энергии, учтенных в согласованной ранее предельной цене Субъекта в области электроэнергетики, ведомство уполномоченного органа корректирует ранее согласованную предельную цену на сумму дохода, полученного в результате возникновения разницы между расходами, включенными в согласованную предельную цену, и фактическими расходами по покупке и (или) передаче электрической энергии с

учетом суммы необоснованно полученного дохода или суммой недополученного дохода от применения дифференцированных тарифов на электрическую энергию.

В случае недополучения дохода или получения необоснованного дохода энергоснабжающей организацией в связи с применением потребителями дифференцированных тарифов на электрическую энергию в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами, а также в связи с изменением удельного веса общего объема потребления физическими и юридическими лицами при применении потребителями дифференцированных тарифов по группам потребителей, ведомство уполномоченного органа или территориальное подразделение ведомства уполномоченного органа корректирует предельную цену, на сумму необоснованно полученного дохода или на сумму недополученного дохода.

Ведомство уполномоченного органа корректирует проектируемую предельную цену в ходе рассмотрения Уведомления Субъекта в области электроэнергетики на сумму дохода, полученного в результате возникновения разницы между расходами, включенными в согласованную предельную цену, и фактическими расходами по покупке и (или) передаче электрической энергии.

В случае, если у Субъекта в области электроэнергетики возникают убытки в результате увеличения разницы между расходами по покупке и (или) передаче электрической энергии, учтенными в согласованной предельной цене, и фактическими расходами по покупке и (или) передаче электрической энергии, ведомство уполномоченного органа, при рассмотрении Уведомления Субъекта в области электроэнергетики, корректирует предельную цену на возникшую разницу.

В случае недополучения дохода или получения необоснованного дохода Субъектом в области розничной реализации электрической энергии по затратам, связанным с оплатой услуги по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности, в том числе в связи с применением повышающих коэффициентов, в соответствии с Правилами организации и функционирования рынка электрической мощности, утвержденными пунктом 14 Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10612) и куплей-продажей балансирующей электроэнергии на балансирующем рынке электрической энергии, ведомство уполномоченного органа или территориальное подразделение ведомства уполномоченного органа корректирует предельную цену на сумму необоснованно полученного дохода или на сумму недополученного дохода.

В случае изменения стоимости (цены, тарифа) электрической энергии от энергопроизводящих и энергопередающих организаций, электрической мощности и балансирующего рынка, Субъект в области розничной реализации электрической энергии пересматривает структуру предельного тарифа на электрическую энергию без

изменения уровня согласованной цены. При этом, Субъект в области розничной реализации электрической энергии уведомляет ведомство уполномоченного органа или территориальное подразделение ведомства уполномоченного органа об изменении структуры предельного тарифа на электрическую энергию и предоставляет ее не позднее 5 (пяти) рабочих дней со дня изменения структуры предельного тарифа на электрическую энергию.

В случае неисполнения расходов, рассчитанных согласно пункту 30-1 настоящих Правил и учтенных в согласованной ранее предельной цене Субъекта, оказывающего услуги по перевозке грузов железнодорожным транспортом и локомотивной тяги на новых участках (маршрутах), ведомство уполномоченного органа или территориальное подразделение ведомства уполномоченного органа корректирует согласованную предельную цену на сумму дохода, полученного в результате возникновения разницы между расходами, включенными в согласованную предельную цену, и фактическими расходами при очередном рассмотрении уведомления.";

пункт 30 изложить в следующей редакции:

"30. При формировании предельной цены в себестоимости учитываются расходы, непосредственно относящиеся к производству (оказанию, реализации) товаров (работ, услуг), подтвержденные обосновывающими, расчетными и прогнозными материалами (договорами, протоколами намерений, счет-фактурами, финансовыми документами и иными подтверждающими расходы документами), в том числе:

1) материальные расходы, определяемые исходя из их цен, предусмотренные в подтверждающих документах (договоры, счет-фактуры, платежные поручения), и физического объема материальных ресурсов, исходя из применяемых норм расхода сырья, материалов, топлива, энергии материальных ресурсов на выпуск единицы товаров (работ, услуг) и (или) годовых норм материальных ресурсов;

2) на оплату труда персонала, включая выплаты доплат и надбавок за условия труда, предусмотренные системой оплаты труда в соответствии с трудовым законодательством, учитываются при формировании предельной цены, при этом при определении расходов на оплату труда, в расчет принимается фактическая численность персонала (административно-управленческого и производственного), не превышающая нормативную численность (при наличии), и среднемесячная заработная плата, принятая в действующей цене, с учетом прогнозируемого изменения уровня инфляции;

3) амортизационные отчисления основных средств и нематериальных активов рассчитываются по прямолинейному (равномерному) методу начисления и включаются в затратную часть предельной цены. Амортизационные отчисления направляются на реализацию инвестиционных программ (проектов) и (или) на проведение капитальных ремонтных работ, приводящих к увеличению стоимости основных средств и (или) приобретение основных средств и (или) нематериальных активов;

4) средства, направляемые Субъектом на текущий и капитальный ремонты и другие ремонтно-восстановительные работы, не приводящие к росту стоимости основных средств, включаются в затратную часть предельной цены на основании подтверждающих документов о необходимости такой работы (документальное техническое подтверждение необходимости проведения таких работ, сводные сметные расчеты, объектные, локальных и ресурсные сметы (отдельно по каждому объекту), в том числе по объектам, находящимся в доверительном управлении Субъекта (при условии, если договор доверительного управления содержит требования о проведении такого ремонта, не приводящего к росту стоимости основных средств);

5) прочие производственные расходы, непосредственно относящиеся к производимому и (или) реализуемому товару (работе, услуге), включаются в затратную часть предельной цены на основании подтверждающих документов с учетом отраслевых особенностей;

6) расходы, в ценах которых учитывается выплата вознаграждения за заемные средства на реализацию инвестиционной программы, при наличии инвестиционной программы (проекта);

7) расходы на выплату вознаграждения за заемные средства, привлеченные для пополнения оборотных средств, необходимых для оказания услуги, в случае, если оплата за оказываемые услуги производится по факту их оказания;

8) на приобретаемые аудиторские, маркетинговые услуги;

9) на оплату за эмиссию в окружающую среду;

10) на обязательные виды страхования, налоги, сборы и другие обязательные платежи в бюджет, учитываемые в расходах периода.

Для Субъектов в области розничной реализации электрической энергии при формировании предельной цены в себестоимости также учитываются протоколы намерения с энергопроизводящими организациями, а также:

расчетные и прогнозные материалы, связанные с введением рынка мощности и балансирующего рынка электроэнергии и оплатой услуг по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности и куплей-продажей балансирующей электроэнергии на балансирующем рынке электрической энергии;

затраты на оплату услуги по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности;

разница между расчетным или договорным объемом услуги по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки и фактически оказанным единым закупщиком за соответствующий период объемом услуги по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки;

затраты, связанные с куплей-продажей балансирующей электроэнергии на балансирующем рынке электрической энергии;

затраты на услуги оператора рынка централизованной торговли по организации и проведению централизованных торгов электрической мощности.";

дополнить пунктом 30-1 следующего содержания:

"30-1. В случае оказания Субъектом услуги по перевозке грузов железнодорожным транспортом и локомотивной тяги на новых участках (маршрутах) и (или) при отсутствии фактических затрат на новых участках (маршрутах), расчеты потребности численности персонала, сырья, материалов, топлива, энергии, ремонтных работ и прочие расходы, непосредственно относящиеся к регулируемой услуге по данным участкам, производятся на основе типовых норм и нормативов, действующих в соответствующей отрасли (сфере) и применением сравнительного анализа уровня цен."

;

подпункт 1) пункта 34 изложить в следующей редакции:

"1) проект инвестиционной программы (проект) Субъекта по форме, согласно приложению 10 к настоящим Правилам;"

Структуру предельного тарифа на электрическую энергию, утвержденную указанным приказом, изложить в редакции согласно приложению 1 к настоящему приказу;

Расчет предельной цены розничной реализации товарного газа субъектов общественно значимого рынка, утвержденный указанным приказом, изложить в редакции согласно приложению 2 к настоящему приказу;

Расчет предельной цены на розничную реализацию электрической энергии (электроснабжение) субъектов общественно значимого рынка, утвержденный указанным приказом, изложить в редакции согласно приложению 3 к настоящему приказу.

2. Комитету по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей обеспечить в установленном законодательством Республики Казахстан порядке:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации настоящего приказа направление его на казахском и русском языках в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации" для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства национальной экономики Республики Казахстан;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Юридический департамент Министерства национальной экономики Республики

Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1), 2) и 3) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра национальной экономики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие со дня его первого официального опубликования.

*Министр национальной экономики
Республики Казахстан*

Т. Сулейменов

Министерство
развитию Республики Казахстан

п о

" С О Г Л А С О В А Н "
инвестициям и

Министерство
Республики Казахстан

" С О Г Л А С О В А Н "
энергетики

Приложение 1
к приказу Министра
национальной экономики
Республики Казахстан
от 10 декабря 2018 года
№ 97

Приложение 2
к Правилам ценообразования
на общественно значимых
рынках
Форма

Структура предельного тарифа на электрическую энергию

(наименование, бизнес идентификационный номер субъекта общественно значимого рынка) на оказание услуг по электроснабжению с вводом в действие с _____

Наименование	Объем (кВтч; МВт)	Цена за 1 кВт/ч, за 1 МВт в месяц	Стоимость (тенге)
Наименование станций			
Станция 1			
Станция 2			
Станция 3			
Итого средневзвешенная цена на покупки электрической энергии			
Наименование региональная электросетевая компания и энергопередающих организации			
Региональная электросетевая компания			
Энергопередающая организация 1			

Энергопередающая организация 2			
Итого средневзвешенная цена передачи электрической энергии			
Затраты на оплату услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности			
Разница между расчетным или договорным объемом услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки и фактическим объемом данной услуги за соответствующий период			
Затраты по балансирующему рынку			
Стоимость системных услуг акционерного общества "KEGOC" по передаче электрической энергии по национальной электрической сети			
Стоимость системных услуг акционерного общества "KEGOC" по технической диспетчеризации			
Стоимость системных услуг акционерного общества "KEGOC" по организации балансирования производства - потребления электрической энергии			
Стоимость услуг по регулированию электрической мощности			
Стоимость услуг оператора рынка централизованной торговли электрической энергии акционерного общества "КОРЭМ" (в случае наличия)			
Снабженческая надбавка, всего			
В том числе прибыль			
Всего отпускной тариф (без учета налога на добавленную стоимость)			

Приложение 2
к приказу Министра
национальной экономики
Республики Казахстан
от 10 декабря 2018 года
№ 97

Приложение 12
к Правилам ценообразования
на общественно значимых
рынках

Расчет предельной цены розничной реализации товарного газа субъектов общественно значимого рынка

1. Расчет предельной цены розничной реализации товарного газа субъектов осуществляется с учетом дифференциации цен розничной реализации товарного газа по группам потребителей путем дифференциации предельных цен оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке, утверждаемых в соответствии с подпунктом 7) статьи 6 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О газе и газоснабжении" (с учетом тарифа на транспортировку по магистральным газопроводам и хранение газа) отдельно для каждой области, города республиканского значения, столицы (далее – оптовых цен).

2. Формирование предельной цены розничной реализации товарного газа осуществляется в соответствии с Правилами.

3. В целях установления дифференцированной предельной цены розничной реализации товарного газа выделены следующие группы потребителей:

I группа потребителей – бытовые потребители (население), получающие розничную реализацию товарного газа с газораспределительной системы;

II группа потребителей – теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для населения (далее – ТЭК для населения);

III группа потребителей – теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для юридических лиц (далее – ТЭК для юридических лиц);

IV группа потребителей – теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, для производства электрической энергии;

V группа потребителей – прочие потребители, не входящие в первую и четвертую группы потребителей;

VI группа потребителей – бюджетные организации, содержащиеся за счет бюджетных средств.

4. Предельная цена розничной реализации товарного газа для каждой группы потребителей определяется в соответствии с Правилами и подразделяется в зависимости от приобретения потребителями товарного газа без учета транспортировки товарного газа по газораспределительным системам и с учетом транспортировки товарного газа по газораспределительным системам.

5. Для II и III групп потребителей заключается отдельный договор на транспортировку газа по газораспределительной системе.

6. Структура предельной цены розничной реализации товарного газа для первой группы потребителей для населения состоит из:

оптовой цены розничной реализации товарного газа с учетом ее дифференциации для первой группы потребителей;

затрат газораспределительной организации по реализации товарного газа;

тарифа на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам.

7. Структура предельной цены розничной реализации товарного газа для первой и шестой группы потребителей, состоит из:

оптовой цены розничной реализации товарного газа с учетом ее дифференциации для первой группы потребителей;

затрат газораспределительной организации по реализации товарного газа;

тарифа на транспортировку товарного газа по газораспределительной системе (в случае приобретения промышленным потребителям и ТЭК товарного газа по газораспределительным системам)..

8. Дифференцирование оптовых цен товарного газа осуществляется, в случае изменения цен оптовой реализации газа, в соответствии с подпунктом 7 статьи 6 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О газе и газоснабжении".

9. Расчет дифференцированных оптовых закупочных цен для первой группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф I} = (\text{Цдоз I} \times k) - \text{H} - \text{T},$$

где:

Цдиф I – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для первой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдоз I – действующая предельная цена товарного газа для первой группы потребителей (тенге/1000 м3);

H – затраты на реализацию товарного газа газораспределительной организации, определяемые в соответствии с настоящими Правилами;

T – утвержденный в установленном законодательством порядке тариф на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам;

k – коэффициент изменения предельной цены реализации товарного газа для первой группы потребителей, определяемый на основании социально-экономических факторов ценообразования на внутреннем рынке Республики Казахстан.

10. Расчет дифференцированных оптовых цен товарного газа для второй группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф II} = (\text{Цдоз II} \times k1) - \text{H} - \text{T},$$

где:

Цдиф II – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для второй группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдоз II – действующая предельная цена товарного газа для второй группы потребителей (тенге/1000 м3);

H – затраты на реализацию товарного газа газораспределительной организации, определяемые в соответствии с настоящими Правилами;

T – утвержденный в установленном законодательством порядке тариф на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам;

k1 – коэффициент изменения предельной цены реализации товарного газа, определяемый на основании социально-экономических факторов ценообразования на внутреннем рынке Республики Казахстан.

11. Расчет дифференцированных оптовых закупочных цен для третьей группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф III} = (\text{Цдоз III} \times k2) - \text{H} - \text{T},$$

где:

Цдиф III – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для третьей группы потребителей (тенге/1000 м3);

ЦдозIII – действующая цена товарного газа для третьей группы потребителей (тенге /1000 м3);

Н – затраты на реализацию товарного газа газораспределительной организации определяемой в соответствии с Правилами;

Т – утвержденный в установленном законодательством порядке тариф на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам;

k2 – коэффициент изменения предельной цены реализации товарного газа, определяемый на основании социально-экономических факторов ценообразования на внутреннем рынке Республики Казахстан.

12. Расчет дифференцированных оптовых цен товарного газа для четвертой группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф IV} = (\text{Цдоз IV} \times k3) - \text{Н} - \text{Т},$$

где:

Цдиф IV – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для четвертой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдоз IV – действующая предельная цена товарного газа для четвертой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Н – затраты на реализацию товарного газа газораспределительной организации, определяемые в соответствии с настоящими Правилами;

Т – утвержденный в установленном законодательством порядке тариф на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам;

k3 – коэффициент изменения предельной цены реализации товарного газа, определяемый на основании социально-экономических факторов ценообразования на внутреннем рынке Республики Казахстан.

13. Расчет дифференцированных оптовых цен товарного газа для пятой группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф V} = (\text{Цдоз V} \times k4) - \text{Н} - \text{Т},$$

где:

Цдиф IV – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для пятой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдоз V – действующая предельная цена товарного газа для пятой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Н – затраты на реализацию товарного газа газораспределительной организации, определяемые в соответствии с настоящими Правилами;

Т – утвержденный в установленном законодательством порядке тариф на транспортировку товарного газа по газораспределительным системам.

k4 – коэффициент изменения предельной цены реализации товарного газа, определяемый на основании социально-экономических факторов ценообразования на внутреннем рынке Республики Казахстан.

14. Расчет дифференцированных оптовых цен товарного газа для шестой группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф VI} = (\text{Vобщ-год} \times \text{Цоз} - (\text{VI-год} \times \text{Цдиф I}) - (\text{VII-год} \times \text{Цдиф II}) - (\text{VIII-год} \times \text{Цдиф III}) - (\text{IV-год} \times \text{Цдиф IV}) - (\text{VV-год} \times \text{Цдиф V})) / \text{VVI},$$

где:

Цдиф VI – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для шестой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Vобщ-год – общий планируемый объем реализации товарного газа на год (1000 м3);

Цоз – утвержденная уполномоченным органом в области газоснабжения оптовая цена товарного газа (тенге/1000 м3);

Цдиф I – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для первой группы потребителей (тенге/м3);

Цдиф II – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для второй группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдиф III – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для третьей группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдиф IV – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для четвертой группы потребителей (тенге/1000 м3);

Цдиф V – расчетная дифференцированная оптовая цена товарного газа для пятой группы потребителей (тенге/1000 м3);

VI-год планируемый объем реализации товарного газа на год для первой группы потребителей (1000 м3);

VII-год – планируемый объем реализации товарного газа на год для второй группы потребителей (1000 м3);

VIII-год – планируемый объем реализации товарного газа на год для третьей группы потребителей (1000 м3);

IV-год – планируемый объем реализации товарного газа на год для четвертой группы потребителей (1000 м3);

VV-год – планируемый объем реализации товарного газа на год для пятой группы потребителей (1000 м3);

VVI-год – планируемый объем реализации товарного газа на год для шестой группы потребителей (1000 м3).

Приложение 3
к приказу Министра
национальной экономики
Республики Казахстан
от 10 декабря 2018 года
№ 97

Приложение 13
к Правилам ценообразования

Расчет предельной цены на розничную реализацию электрической энергии (электроснабжение) субъектов общественно значимого рынка

1. Расчет предельной цены розничной реализации электрической энергии субъектов общественно значимого рынка осуществляется с учетом дифференциации цен розничной реализации электрической энергии по группам потребителей.

Дифференциация энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами осуществляется в соответствии с Правилами дифференциации энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами, утвержденными приказом Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 20 февраля 2009 года № 57-ОД (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 5602).

2. Формирование предельной цены розничной реализации электрической энергии энергоснабжающими организациями осуществляется в соответствии с Правилами.

3. В целях установления дифференцированной предельной цены розничной реализации электрической энергии энергоснабжающими организациями выделены следующие группы потребителей:

1 группа потребителей – бытовые потребители, использующие электрическую энергию для собственных бытовых нужд, не связанных с производством (продажей) товаров, работ и предоставлением услуг;

2 группа потребителей – потребители, использующие электрическую энергию не для бытовых нужд;

3 группа потребителей – юридические лица, финансируемые из государственного бюджета.

Расчет дифференцированных предельных цен розничной реализации электрической энергии по группам потребителей

4. Расчет дифференцированных предельных цен на электроэнергию для первой группы потребителей осуществляется с учетом коэффициента изменения предельной цены на электрическую энергию для первой группы потребителей, определяемого ведомством уполномоченного органа и/или территориальным подразделением ведомства уполномоченного органа на основании прогнозного индекса социально-экономического развития Республики Казахстан и определяется по формуле :

$$\text{Цдиф1} = \text{Здейств.} * k, \text{ тенге/кВтч (без НДС),}$$

где:

$Z_{действ.}$ – действующая цена для первой группы, тенге/кВтч (без НДС);

k – коэффициент изменения предельной цены на электрическую энергию для первой группы потребителей, определяемый ведомством уполномоченного органа или территориальным подразделением ведомства уполномоченного органа на основании прогнозного индекса социально-экономического развития Республики Казахстан.

ЦдифI дифференцируется в зависимости от объемов ее потребления. При этом, потребитель вправе производить оплату по ЦдифI , либо в зависимости от объемов ее потребления.

5. Расчет предельной цены на электроэнергию для второй группы потребителей (в случае отсутствия третьей группы потребителей), осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф2} = ((Z_i * V_{\text{общ.год}}) - (\text{Цдиф1} * V_1)) / V_2, \text{ тенге/кВт.ч (без НДС)},$$

где:

Z_i – предельная цена, без дифференциации по группам потребителей;

$V_{\text{общ.год}}$ – планируемый годовой объем реализации электроэнергии энергоснабжающей организацией, кВтч.;

V_1 – планируемый объем электрической энергии первой группы потребителей, кВтч.;

V_2 – планируемый объем электрической энергии второй группой потребителей, кВтч.;

6. Расчет предельной цены на электроэнергию для третьей группы потребителей при отсутствии второй группы потребителей, осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф3} = ((Z_i * V_{\text{общ.год}}) - (\text{Цдиф1} * V_1)) / V_3 \text{ тенге/кВт.ч (без НДС)},$$

где:

V_3 – планируемый объем электрической энергии третьей группы потребителей, кВтч.;

7. Расчет предельной цены на электроэнергию для второй и третьей групп потребителей, в случае наличия второй и третьей групп потребителей, осуществляется по формулам:

$$\text{Цдиф3} = ((Z_i * V_{\text{общ.год}}) - (\text{Цдиф1} * V_1) - (\text{Цдиф2} * V_2)) / V_3, \text{ тенге/кВт.ч. (без НДС)}.$$

Контрольный пример расчета предельных цен розничной реализации электрической энергии субъектов общественно значимого рынка по группам потребителей

Пример:

Исходные данные:

$$Z_i = 16,50 \text{ тенге/кВтч (без НДС)}$$

$$Z_{действ} = 14,00 \text{ тенге/кВтч (без НДС)}$$

$$K = 1,07$$

$$V_{\text{общ.год}} = 2\,377 \text{ млн.кВтч, в том числе:}$$

$$V_1 = 750,8 \text{ млн.кВтч.}$$

$$VIII = 1\,627 \text{ млн.кВтч.}$$

Дополнительные данные для расчета предельной цены на электроэнергию для второй и третьей группы потребителей (в случае их наличия):

$$VII = 800,0 \text{ млн.кВтч.}$$

$$VIII = 827,0 \text{ млн.кВтч.}$$

$$\text{Цдиф III} = 15,28 \text{ тенге/кВтч (без НДС).}$$

1. Расчет предельной цены на электроэнергию для первой группы потребителей осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф I} = Z_{\text{действ.}} * k, \text{ тенге/кВтч. (без НДС)}$$

$$\text{Цдиф I} = 14,0 * 1,07 = 14,98$$

2. Расчет предельной цены на электроэнергию для третьей группы потребителей при отсутствии второй группы потребителей, осуществляется по формуле:

$$\text{Цдиф III} = ((Z_i * V_{\text{общ.год}}) - (\text{Цдиф I} * V_i)) / VIII \text{ тенге/кВт.ч. (без НДС)}$$

$$\text{Цдиф III} = ((16,50 * 2\,377,8) - (14,98 * 750,8)) / 1\,627 = 17,20 \text{ тенге/кВт.ч. (без НДС).}$$

3. Расчет предельной цены на электроэнергию для второй и третьей групп потребителей (в случае наличия обеих групп потребителей), осуществляется по формулам:

$$\text{Цдиф 2} = Z_i, \text{ тенге/кВтч}$$

$$\text{Цдиф 2} = 16,50 \text{ тенге/кВтч (без НДС).}$$

$$\text{Цдиф 3} = ((Z_i * V_{\text{общ.год}}) - (\text{Цдиф 1} * V_1) - (\text{Цдиф 2} * V_2)) / V_3$$

$$\text{Цдиф 3} = ((16,50 * 2\,377,8) - (14,98 * 750,8) - (16,50 * 800)) / 827 = 17,88 \text{ тенге/кВтч (без НДС).}$$

Примечание:

Дифференциация энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами осуществляется в соответствии с Правилами дифференциации энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами, утвержденными приказом Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 20 февраля 2009 года № 57-ОД (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 5602).