

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от «___» _____ 2017 г. № ____

МОСКВА

Об утверждении правил определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)

В соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

правила определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность);

технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, используемые для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

2. Министерству энергетики Российской Федерации с участием Федеральной антимонопольной службы, Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Министерства экономического развития Российской Федерации не чаще чем раз в три года проводить анализ необходимости корректировки технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), в связи с изменениями состояния финансовых и товарных рынков, в том числе из-за изменений технологий производства тепловой энергии и

макроэкономических условий, и направлять в Правительство Российской Федерации в установленном порядке результаты анализа и предложения по изменению указанных технико-экономических параметров и правил определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

3. Министерству энергетики Российской Федерации в течение десяти дней с даты завершения подготовки информации, указанной в пункте 2 настоящего постановления, размещать ее на своем официальном сайте информационной системы в сети "Интернет".

4. Министерству энергетики Российской Федерации с участием Федеральной антимонопольной службы, Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Министерства экономического развития Российской Федерации не позднее 1 января 2019 года по итогам анализа функционирования ценовых зон теплоснабжения предоставить в Правительство Российской Федерации предложения о наличии (отсутствии) целесообразности корректировки правил определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), в части:

а) учета особенностей проектирования тепловой сети в зависимости от этажности (плотности) жилищной застройки в системе теплоснабжения;

б) исключения капитальных затрат на строительство тепловых сетей из расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность);

в) изменения подхода по выбору вида топлива при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в случае, если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения преобладает вид топлива, по которому отсутствует дифференциация технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей.

5. Установить, что:

а) настоящее постановление применяется к отношениям, связанным с ценообразованием на тепловую энергию (мощность) на территориях, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения на 2017 год и последующие годы;

б) решения об установлении тарифов в сфере теплоснабжения (за исключением случаев, указанных в Федеральном законе «О теплоснабжении») прекращают свое действие с начала действия решения об установлении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утвержденного в установленном порядке.

6. Органам местного самоуправления направить в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, на территории которых находятся ценовые зоны теплоснабжения, по их запросу информацию о видах топлива, использование которых преобладает, их низшей теплоте сгорания, о приоритетном направлении развития топливного баланса в субъекте Российской Федерации при отсутствии указанной информации в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения, а также сведения о наименовании гарантирующей организации в сфере холодного водоснабжения с максимальным объемом отпуска воды и гарантирующей организации в сфере водоотведения с максимальным объемом принятых сточных вод в поселении, городском округе при отсутствии утвержденной в установленном порядке схемы водоснабжения и водоотведения.

7. Настоящее постановление вступает в силу с даты вступления в силу федерального закона, предусматривающего применение в сфере теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), рассчитываемого с использованием технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей.

Председатель Правительства
Российской Федерации

Д.МЕДВЕДЕВ

**Правила определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня
цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации
предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)**

I. Общие положения

1. Настоящие правила определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (далее – Правила), разработаны в соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» и устанавливают методологию расчета и последовательность действий по расчету и утверждению предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения, включая порядок применения технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, установленных Правительством Российской Федерации.

2. Понятия, используемые в настоящих Правилах, употребляются в значении, которое определено Федеральным законом «О теплоснабжении» и иными нормативными правовыми актами.

3. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям (далее - предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)) рассчитывается и устанавливается органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – орган регулирования) для каждой системы теплоснабжения поселения, городского округа, отнесенного к ценовой зоне теплоснабжения, с использованием:

1) технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), установленных Правительством Российской Федерации (далее –

технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей);

2) параметров и формул, определяемых в соответствии с настоящими Правилами.

4. Технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, дифференцированные по видам топлива, используются при определении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для системы теплоснабжения в зависимости от вида топлива, использование которого преобладает в указанной системе теплоснабжения. Вид топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, определяется в схеме теплоснабжения поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, как вид топлива с наибольшей долей в структуре топливного баланса указанной системы теплоснабжения.

5. В случае если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения представлены виды топлива с одинаковой долей использования, то вид топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, определяется исходя из приоритетного направления развития топливного баланса субъекта Российской Федерации в соответствии со схемой теплоснабжения.

В случае если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения видом топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, является вид топлива, по которому отсутствует дифференциация технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, для целей расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в качестве вида топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, принимается вид топлива с наибольшей долей использования в топливном балансе системы теплоснабжения, по которому имеется дифференциация технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей.

В случае если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения отсутствуют виды топлива, по которым имеется дифференциация технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, для целей расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) используются технико-

экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, утвержденные для типа котельной, использующей вид топлива мазут.

6. Техничко-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, дифференцированные по температурным зонам и сейсмическим районам (коэффициент температурной зоны и коэффициент сейсмического влияния), используются при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для системы теплоснабжения в зависимости от температурной зоны и сейсмического района, к которым относится поселение, городской округ, на территории которого находится указанная система теплоснабжения.

Соответствие поселения, городского округа температурной зоне определяется в соответствии с технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей.

Соответствие поселения, городского округа сейсмическому району определяется в соответствии с сейсмическим районированием технического регламента о безопасности зданий и сооружений в части свода правил строительства в сейсмических районах по шкале MSK-64 для средней степени сейсмической опасности.

7. Техничко-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, дифференцированные по территориям, относящимся и не относящимся к территориям распространения вечномёрзлых грунтов, используются при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для системы теплоснабжения в зависимости от отнесения поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, к территории распространения вечномёрзлых грунтов. Отнесение поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, к территории распространения вечномёрзлых грунтов, осуществляется по информации органа местного самоуправления муниципального района, полученной в установленном порядке, городского округа в области градостроительной деятельности, а в случае отсутствия соответствующей информации – в соответствии с данными официального сайта информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»

Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии.

При определении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для систем теплоснабжения, которые находятся в поселении, городском округе, территория которого отнесена к территории распространения вечномёрзлых грунтов, не применяется коэффициент температурной зоны для тепловых сетей.

8. Техничко-экономический параметр работы котельных и тепловых сетей, дифференцированный по расстоянию на транспортировку основных средств котельной (коэффициент влияния расстояния на транспортировку основных средств котельной), используется при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для системы теплоснабжения в зависимости от расстояния от границы системы теплоснабжения до границы ближайшего административного центра субъекта Российской Федерации с железнодорожным сообщением.

Расстояние от границы системы теплоснабжения до границы ближайшего административного центра субъекта Российской Федерации с железнодорожным сообщением измеряется по прямой линии в соответствии с математическим методом округления к ближайшему целому.

9. Техничко-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, дифференцированные по поселениям, городским округам и экономическим районам Российской Федерации, используются при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в зависимости от нахождения системы теплоснабжения, в отношении которой определяется предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), на территории соответствующего поселения, городского округа, экономического района Российской Федерации. В случае если по поселению, городскому округу, на территории которого находится система теплоснабжения, в отношении которой рассчитывается предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), отсутствует дифференциация значения коэффициента использования установленной тепловой мощности котельной в технико-экономических параметрах работы котельных и тепловых сетей, в целях расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в отношении указанной системы теплоснабжения используется значение коэффициента

использования установленной тепловой мощности котельной по ближайшему поселению, городскому округу, расположенному в аналогичной температурной зоне, по которому имеется дифференциация значения коэффициента использования установленной тепловой мощности котельной в технико-экономических параметрах работы котельных и тепловых сетей.

II. Правила определения и индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)

10. Расчет предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) на i -й расчетный период регулирования $Ц_i$ осуществляется по следующей формуле:

$$Ц_i = PT_i + KP_i + H_i + PP_i + PD_i + \Delta B_i \text{ (руб./Гкал)}, (1)$$

где:

PT_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктами 11–12 настоящих Правил;

KP_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая возврат капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктами 13–18 настоящих Правил;

H_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая компенсацию расходов на уплату налогов в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктами 19–22 настоящих Правил;

PP_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая компенсацию прочих расходов в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 23–28 настоящих

Правил;

PD_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая создание резерва по сомнительным долгам в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая по следующей формуле:

$$PD_i = (PT_i + KP_i + H_i + PP_i) \times k^{PD} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (2)$$

где:

k^{PD} – доля уровня резерва по сомнительным долгам, определяемая органом регулирования, но не ниже 0,02;

ΔB_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая учет отклонений фактических показателей от прогнозных показателей, используемых при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), определяемая на i -й расчетный период регулирования в соответствии с пунктами 29–31 настоящих Правил.

11. Расчет составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной, на i -й расчетный период регулирования (PT_i) осуществляется по формуле:

$$PT_i = b_{i,k} \times \frac{ЦТ_{i-2,k}^{ф,нат.}}{K} \times (1 + I_{i-1,k}^n) \times (1 + I_{i,k}^n) \times 10^{-3} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (3)$$

где:

$b_{i,k}$ – удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии котельной с использованием k -того вида топлива в i -м расчетном периоде регулирования, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, кг.у.т./Гкал;

$ЦТ_{i-2,k}^{ф,нат.}$ – фактическая цена на k -тый вид топлива, используемого при

производстве тепловой энергии котельной, с учетом затрат на его доставку, сложившаяся в системе теплоснабжения в (i-2)-м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 12 настоящих Правил, руб./т.н.т. (руб./тыс.куб.м);

K – коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо, рассчитываемый как отношение низшей теплоты сгорания k -того вида топлива, определяемой в соответствии со схемой теплоснабжения поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения (а в отношении газа, цены (тарифы) на который подлежат государственному регулированию, в соответствии с расчетной объемной теплотой сгорания, исходя из которой утверждены в соответствии с законодательством Российской Федерации оптовые цены на газ, используемые в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ), к низшей теплоте сгорания 1 кг условного топлива, равной 7 000 ккал/кг.у.т. В случае если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения отсутствуют виды топлива, по которым имеется дифференциация технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, в целях расчета коэффициента перевода натурального топлива в условное топливо применяется величина низшей теплоты сгорания вида топлива мазут, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей для такого случая;

$I_{i-1,k}^n, I_{i,k}^n$ – прогнозные индексы роста цены на k -тый вид топлива на (i-1)-й и i -й расчетные периоды регулирования соответственно, определенные в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на i -й расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

12. При определении фактической цены на k -тый вид топлива, используемого при производстве тепловой энергии котельной, с учетом затрат на его доставку, на (i-2)-й расчетный период регулирования ($ЦТ_{i-2,k}^{\phi, \text{нат.}}$) орган регулирования использует источники информации о ценах (тарифах) в следующем

порядке:

а) действующие на второе полугодие (i-2)-ого расчетного периода регулирования в системе теплоснабжения цены (тарифы) – если цены (тарифы) на соответствующие товары (услуги) подлежат государственному регулированию;

б) информация с официального сайта единой информационной системы в сфере закупок, региональных и муниципальных информационных систем в сфере закупок;

в) рыночные цены, сложившиеся на организованных торговых площадках, в том числе на биржах, функционирующих на территории Российской Федерации;

г) рыночные цены, информация о которых предоставляется независимыми специализированными информационно-аналитическими организациями, осуществляющими сбор информации о рыночных ценах, разработку и внедрение специализированных программных средств для исследования рыночных цен, подготовку периодических информационных и аналитических отчетов о рыночных ценах;

д) данные Федеральной службы государственной статистики.

При определении фактической цены на топливо с использованием источников информации, указанных в подпунктах б) – г) настоящего пункта, орган регулирования определяет средневзвешенную по объему цену на топливо в системе теплоснабжения, в случае отсутствия указанных сведений по системе теплоснабжения - средневзвешенную по объему цену в поселении (при отсутствии данных по поселению - в муниципальном районе, в состав которого входит соответствующее поселение), городском округе, на территории которого расположена система теплоснабжения.

В случае если на территории системы теплоснабжения осуществляют деятельность несколько поставщиков газа (газоснабжающих организаций), газораспределительных организаций, цены (тарифы) для которых подлежат государственному регулированию, при определении фактической цены на газ принимаются значения цен (тарифов) для организаций с наибольшим объемом поставляемого, транспортируемого газа.

При определении в соответствии с пунктом 11 настоящих Правил $ЦТ_{i-2,k}^{ф,нат.}$ в отношении газа, цены (тарифы) на который подлежат государственному регулированию, используются утвержденные в соответствии с законодательством Российской Федерации оптовые цены на газ, используемые в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ, а также учитываются затраты на доставку газа, включающие расходы на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям, снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа, рассчитываемые исходя из утвержденных тарифов и размеров платы для группы конечных потребителей газа, соответствующей диапазону объема потребления газа при производстве тепловой энергии котельной, установленному технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, а также специальные надбавки к тарифам на услуги по транспортировке газа газораспределительными организациями, предназначенные для финансирования программ газификации.

13. Расчет составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей возврат капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей, на i -й расчетный период регулирования (KP_i) осуществляется по формуле:

$$KP_i = \frac{(KZ_{i,k}^{кот} + KZ_i^{сети} + ТП_{i,k} + Z_{i,k})}{Q^{по}} \times \frac{НД_i}{1 - (1 + НД_i)^{-СВК}} \text{ (руб./Гкал), (4)}$$

где:

$KZ_{i,k}^{кот}$ – величина капитальных затрат на строительство котельной с использованием k -того вида топлива в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 14 настоящих Правил, тыс. руб.;

$KZ_i^{сети}$ – величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 15

настоящих Правил, тыс. руб.;

$ПП_{i,k}$ – величина затрат на подключение (технологическое присоединение) котельной с использованием k-того вида топлива к электрическим сетям, к централизованной системе водоснабжения и водоотведения (а также к газораспределительным сетям для котельной с использованием вида топлива газ) в i-м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 16 настоящих Правил, тыс. руб.;

$З_{i,k}$ – стоимость земельного участка для размещения котельной в i-м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 17 настоящих Правил, тыс. руб.;

$Q^{по}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый по формуле:

$$Q^{по} = p \times GP \times КИУМ \times 10^{-3} \text{ (тыс. Гкал), (5)}$$

где:

p – установленная тепловая мощность котельной, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, Гкал/ч;

GP – продолжительность годовой работы оборудования котельной с учетом коэффициента готовности, учитывающего продолжительность годовой работы оборудования, определяемая по формуле:

$$GP = 8760 \times K_g \text{ (ч), (6)}$$

где:

8760 – число часов в году, ч;

K_g – коэффициент готовности, учитывающий продолжительность годовой работы оборудования котельной, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$KИУМ$ – коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$НД_i$ – норма доходности инвестированного капитала в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящих Правил;

$СВК$ – срок возврата инвестированного капитала, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, годы.

14. Величина капитальных затрат на строительство котельной с использованием k -того вида топлива на i -й расчетный период регулирования ($KZ_{i,k}^{ком}$) рассчитывается по формуле:

$$KZ_{i,k}^{ком} = KZ_{б,k}^{ком(б)} \times K_k^{ком,т} \times K_k^{ком,с} \times K^{мп} \times ИЦП_i \text{ (тыс. руб.)}, (7)$$

где:

$KZ_{б,k}^{ком(б)}$ – базовая величина капитальных затрат на строительство котельной с использованием k -того вида топлива в базовом году, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.;

$K_k^{ком,т}$ – коэффициент температурной зоны для котельной с использованием k -того вида топлива, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$K_k^{ком,с}$ – коэффициент сейсмического влияния для котельной с использованием k -того вида топлива, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$K^{мп}$ – коэффициент влияния расстояния на транспортировку основных средств котельной, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$б$ – базовый год, которым является 2015 год;

$ИЦП_i$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции на i -й расчетный период регулирования, определяемый по формуле:

$$ИЦП_i = (1 + ИЦП_{\delta+1}^n) \times (1 + ИЦП_{\delta+2}^n) \times \dots \times (1 + ИЦП_i^n), \quad (8)$$

где:

$ИЦП_{\delta+1}^n$, $ИЦП_{\delta+2}^n$, ..., $ИЦП_i^n$ – индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) на $(\delta+1)$ -й, $(\delta+2)$ -й, ..., i -й расчетные периоды регулирования, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на i -й расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

15. Величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей на i -й расчетный период регулирования ($КЗ_i^{сети}$) рассчитывается по формуле:

$$КЗ_i^{сети} = КЗ_{\delta,к}^{сети(\delta)} \times К^{сети,т} \times К^{сети,с} \times ИЦП_i \quad (\text{тыс. руб.}), \quad (9)$$

где:

$КЗ_{\delta}^{сети(\delta)}$ – базовая величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей в базовом году, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, с учетом особенностей, указанных в разделе III настоящих Правил, тыс. руб.;

$К^{сети,т}$ – коэффициент температурной зоны для тепловых сетей, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$К^{сети,с}$ – коэффициент сейсмического влияния для тепловых сетей, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

δ – базовый год, которым является 2015 год;

$ИЦП_i$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции на i -й расчетный период регулирования, определяемый в соответствии с пунктом 14 настоящих Правил.

16. Величина затрат на подключение (технологическое присоединение) котельной с использованием k -того вида топлива к электрическим сетям, к централизованной системе водоснабжения и водоотведения, а также к газораспределительным сетям для котельной с использованием вида топлива газ на i -й расчетный период регулирования ($ТП_{i,k}$) рассчитывается по формуле:

$$ТП_{i,k} = (ТП_{б,k}^{эс} + ТП_{б}^{эс} + ТП_{б}^{эо} + ТП_{б}^{эс}) \times ИЦП_i \quad (\text{тыс. руб.}), \quad (10)$$

где:

$ТП_{б,k}^{эс}$ – затраты на технологическое присоединение (подключение) котельной с использованием k -того вида топлива к электрическим сетям в базовом году, определяемые в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере электроэнергетики исходя из платы за технологическое присоединение и (или) стандартизированных тарифных ставок, действующих на дату окончания базового года и установленных органами регулирования в отношении территориальной сетевой организации, функционирующей на территории поселения, городского округа, в котором расположена система теплоснабжения, созданной в результате реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации, а также параметров технологического присоединения (подключения) энергопринимающих устройств котельной с использованием k -того вида топлива к электрическим сетям, установленных технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.;

$ТП_{б}^{эс}$, $ТП_{б}^{эо}$ – затраты на подключение (технологическое присоединение) котельной к централизованной системе водоснабжения и водоотведения соответственно в базовом году, определяемые в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере водоснабжения и водоотведения исходя из тарифов на подключение, действующих на дату окончания базового года и установленных органом регулирования в отношении гарантирующей организации в сфере холодного водоснабжения с максимальным объемом отпуска воды и

гарантирующей организации в сфере водоотведения с максимальным объемом принятых сточных вод в поселении, городском округе, на территории которого находится система теплоснабжения, на основании схемы водоснабжения и водоотведения, а также параметров подключения (технологического присоединения) котельной к централизованной системе водоснабжения и водоотведения, установленных технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.

При отсутствии утвержденных в соответствии с законодательством Российской Федерации тарифов на подключение к централизованной системе водоснабжения и водоотведения на базовый год применяются базовые ставки на подключение к системе водоснабжения и водоотведения, установленные технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей.

$ТП_6^{sc}$ – базовая величина затрат на технологическое присоединение к газораспределительным сетям, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, с учетом особенностей, указанных в разделе III настоящих Правил, тыс. руб.;

$б$ – базовый год, которым является 2015 год;

$ИЦП_i$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции на i -й расчетный период регулирования, определяемый в соответствии с пунктом 14 настоящих Правил.

17. Стоимость земельного участка для строительства котельной на i -й расчетный период регулирования ($З_{к,i}$) рассчитывается по формуле:

$$З_{к,i} = S_k \times P_{к,б} \times ИЦП_i \text{ (тыс. руб.)}, (11)$$

где:

S_k – площадь земельного участка для строительства котельной с использованием k -того вида топлива, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, кв. м.;

$P_{к,б}$ – удельная базовая стоимость земельного участка, определенная органом регулирования в соответствии с настоящим пунктом, тыс. руб./кв. м;

$ИЦП_i$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции на i -й расчетный период регулирования, определяемый в соответствии с пунктом 14 настоящих Правил.

Орган регулирования определяет удельную базовую стоимость земельного участка на основе удельной рыночной стоимости земельных участков с использованием данных официального сайта Российской Федерации для размещения информации о проведении торгов (<http://www.torgi.gov.ru>) об удельной рыночной стоимости земельных участков в сделках, заключенных в 2014 и 2015 годах в форме договора купли-продажи и договора аренды земельных участков, которые соответствуют следующим критериям:

имеют вид разрешенного использования, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

располагаются в границах территории соответствующей системы теплоснабжения или в границе поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, в случае отсутствия информации о сделках с земельными участками, находящимися в границах системы теплоснабжения;

имеют площадь, которая не превышает общую площадь жилого квартала, на территории которого возможно строительство котельной, установленную технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей.

По указанным данным орган регулирования рассчитывает удельную рыночную стоимость земельного участка как средневзвешенную по площади земельных участков величину. При этом в целях расчета удельной рыночной стоимости земельного участка для строительства котельной для земельных участков, являвшихся предметом заключенных сделок по договорам аренды, рыночная стоимость одного земельного участка принимается равной сумме выплат по арендной плате победителя торгов за период, равный сроку возврата

инвестированного капитала, установленному технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей.

В случае невозможности определения удельной рыночной стоимости земельного участка в связи с отсутствием на официальном сайте Российской Федерации для размещения информации о проведении торгов сведений о рыночной стоимости земельных участков, соответствующих установленным настоящим пунктом критериям, определение удельной базовой стоимости земельного участка осуществляется органом регулирования на основе удельной кадастровой стоимости земельного участка, определяемой на основе результатов государственной кадастровой оценки земель населенных пунктов субъекта Российской Федерации, действующих на дату окончания базового года. Удельная кадастровая стоимость земельного участка принимается равной среднему удельному показателю кадастровой стоимости земельных участков, отнесенных к земельным участкам, предназначенным для размещения производственных и административных зданий, строений, сооружений промышленности, коммунального хозяйства, материально-технического, продовольственного снабжения, сбыта и заготовок, если отнесение земельных участков под размещение котельных к иному виду разрешенного использования земель не предусмотрено соответствующим нормативным правовым актом субъекта Российской Федерации, для кадастрового квартала, в границах которого располагается система теплоснабжения.

В случае если средний удельный показатель кадастровой стоимости земельных участков по указанному виду разрешенного использования не утвержден для кадастрового квартала, в границах которого располагается система теплоснабжения, для расчета кадастровой стоимости земельного участка в целях определения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) применяется средний удельный показатель кадастровой стоимости земель по соответствующему виду разрешенного использования земель, утвержденный для соответствующего поселения (а в случае его отсутствия – соответствующий показатель для муниципального района, в состав которого входит соответствующее поселение), городского округа. Определение номера кадастрового квартала, на территории

которого находится система теплоснабжения, в целях применения среднего удельного показателя кадастровой стоимости земель осуществляется органом регулирования с использованием данных публичной кадастровой карты Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», либо по информации, полученной в установленном порядке, от филиала федеральной кадастровой палаты федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по субъекту Российской Федерации.

В случае расположения системы теплоснабжения на территории нескольких кадастровых кварталов соответствующего поселения, городского округа удельная стоимость земельного участка принимается равной среднему удельному показателю кадастровой стоимости земель по соответствующему виду разрешенного использования, утвержденному для поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения (а в случае отсутствия указанного показателя по соответствующему поселению, городскому округу – равной такому показателю для муниципального района, в состав которого входит поселение).

При отсутствии данных о среднем удельном показателе кадастровой стоимости земель по соответствующему муниципальному району в качестве удельной кадастровой стоимости земельного участка для расчета стоимости земельного участка применяется средний уровень кадастровой стоимости земель по муниципальному району, в состав которого входит соответствующее поселение, городскому округу, на территории которого находится система теплоснабжения, по соответствующему виду разрешенного использования земель.

18. Норма доходности инвестированного капитала определяется по формуле:

$$НД_i = \frac{(1 + НД_0) \times (1 + КС_{i-2})}{(1 + КС_0)} - 1, (12)$$

где:

$НД_0$ – базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала.

Значение базового уровня нормы доходности инвестированного капитала принимается в соответствии с технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$KC_{\bar{o}}$ – базовый уровень ключевой ставки Банка России, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

KC_{i-2} – средневзвешенная по дням (i-2)-го расчетного периода регулирования ключевая ставка Банка России;

\bar{o} – базовый год, которым является 2015 год.

19. Расчет составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов, на i-й расчетный период регулирования (H_i) осуществляется по формуле:

$$H_i = \frac{H_i^n + H_i^{um} + H_i^3}{Q^{по}} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (13)$$

где:

H_i^n – величина расходов на уплату налога на прибыль от деятельности, связанной с производством и поставкой тепловой энергии (мощности), в i-том расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 20 настоящих Правил, тыс. руб.;

H_i^{um} – величина расходов на уплату налога на имущество в i-том расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 21 настоящих Правил, тыс. руб.;

H_i^3 – величина расходов на уплату земельного налога в i-том расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 22 настоящих Правил, тыс. руб.;

$Q^{по}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый в соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, тыс. Гкал.

20. Величина расходов на уплату налога на прибыль, от деятельности,

связанной с производством и поставкой тепловой энергии (мощности), на i -й расчетный период регулирования (H_i^n) рассчитывается по формуле:

$$H_i^n = (KP_i \times Q^{по} - \frac{KЗ_{i,k}}{ПА}) \times \frac{t_i^n}{1-t_i^n} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (14)$$

где:

KP_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая возврат капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей в i -м расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, руб./Гкал;

$Q^{по}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый в соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, тыс. Гкал;

$ПА$ – период амортизации котельной и тепловых сетей, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, годы;

t_i^n – ставка налога на прибыль от деятельности, связанной с производством и поставкой тепловой энергии (мощности), установленная в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах на i -тый расчетный период регулирования;

$KЗ_{i,k}$ – величина капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей, определяемая по формуле:

$$KЗ_{i,k} = KЗ_{i,k}^{кот} + KЗ_i^{сети} + ПП_{i,k}, \text{ (тыс. руб.)}, \quad (15)$$

где:

$KЗ_{i,k}^{кот}$ – величина капитальных затрат на строительство котельной с использованием k -того вида топлива на i -й расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 14 настоящих Правил, тыс. руб.;

$KЗ_i^{сети}$ – величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей на i -й

расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 15 настоящих Правил, тыс. руб.;

$ТП_{i,k}$ – величина затрат на подключение (технологическое присоединение) котельной с использованием k-того вида топлива к электрическим сетям, к централизованной системе водоснабжения и водоотведения, а также к газораспределительным сетям для котельной с использованием вида топлива газ на i-й расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 16 настоящих Правил, тыс. руб.

21. Величина расходов на уплату налога на имущество на i-й расчетный период регулирования ($H_i^{ум}$) рассчитывается по формуле:

$$H_i^{ум} = t_i^{ум} \times \frac{КЗ_{i,k} + КЗ_{i,k} \times \left(1 - \frac{СВК}{ПА}\right)}{2} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (16)$$

где:

$t_i^{ум}$ – ставка налога на имущество, установленная в соответствующем субъекте Российской Федерации (без учета специальных льгот по налогу на имущество организаций) в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах на i-й расчетный период регулирования;

$КЗ_{i,k}$ – величина капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей, определяемая в соответствии с пунктом 20 настоящих Правил, тыс. руб.;

$СВК$ – срок возврата инвестированного капитала, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, используемыми для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), годы;

$ПА$ – период амортизации котельной и тепловых сетей, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, годы.

22. Величина расходов на уплату земельного налога на i-й расчетный период регулирования ($H_i^з$) рассчитывается по формуле:

$$H_i^3 = KC_i^3 \times t_i^3 \text{ (тыс. руб.)}, (17)$$

где:

KC_i^3 – кадастровая стоимость земельного участка, определяемая в соответствии с пунктом 17 настоящих Правил исходя из удельной кадастровой стоимости земельного участка, тыс. руб.;

t_i^3 – ставка земельного налога, установленная в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах и нормативными правовыми актами представительных органов муниципального образования, на территории которого находится система теплоснабжения, на i -й расчетный период регулирования.

23. Расчет составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию прочих расходов при производстве тепловой энергии котельной, на i -й расчетный период регулирования (PP_i) осуществляется по формуле:

$$PP_i = \frac{PP_i^{проч} + PP_i^{иные}}{Q_{ПО}} \text{ (руб./Гкал)}, (18)$$

где:

$PP_i^{проч}$ – прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной на i -й расчетный период регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 24 настоящих Правил, тыс. руб.;

$PP_i^{иные}$ – иные прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной на i -й расчетный период регулирования, в том числе затраты на сырье и материалы, расходы на плату за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в пределах установленных нормативов и (или) лимитов, а также расходы на утилизацию и размещение золы и шлака для котельной с использованием вида топлива уголь, страхование оборудования, страхование ответственности и прочие

затраты, определяемые в соответствии с пунктом 28 настоящих Правил, тыс. руб.;

$Q^{по}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый в соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, тыс. Гкал.

24. Прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной на i -й расчетный период регулирования ($PP_i^{проч}$) рассчитываются по формуле:

$$PP_i^{проч} = (TO_{\sigma,k} + PЭ_{\sigma,k} + PB_{\sigma} + PP_{\sigma,k}) \times ИЦП_i \text{ (тыс. руб.)}, (19)$$

где:

$TO_{\sigma,k}$ – расходы на техническое обслуживание и ремонт основных средств котельной с использованием k -того вида топлива и тепловых сетей в базовом году, определяемые в соответствии с пунктом 25 настоящих Правил, тыс. руб.;

$PЭ_{\sigma,k}$ – расходы на электрическую энергию на собственные нужды котельной с использованием k -того вида топлива в базовом году, определяемые в соответствии с пунктом 26 настоящих Правил, тыс. руб.;

PB_{σ} – расходы на водоподготовку и водоотведение котельной в базовом году, определяемые в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере водоснабжения и водоотведения исходя из тарифов на питьевую воду (питьевое водоснабжение) и тарифов на водоотведение, установленных органом регулирования на второе полугодие базового года для гарантирующей организации в сфере холодного водоснабжения с максимальным объемом отпуска воды и гарантирующей организации в сфере водоотведения с максимальным объемом принятых сточных вод в поселении, городском округе, на территории которого находится система теплоснабжения, на основании схемы водоснабжения и водоотведения или открытой информации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», а также технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.;

$PP_{\sigma,k}$ – расходы на оплату труда персонала котельной с использованием k -того

вида топлива в базовом году, определяемые в соответствии с пунктом 27 настоящих Правил, тыс. руб.;

\bar{b} – базовый год, которым является 2015 год;

$ИЦП_i$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции на i -й расчетный период регулирования, определяемый в соответствии с пунктом 14 настоящих Правил.

25. Расходы на техническое обслуживание и ремонт основных средств котельной с использованием k -го вида топлива и тепловых сетей в базовом году ($ТО_{\bar{b},k}$) определяются по формуле:

$$ТО_{\bar{b},k} = КЗО_{\bar{b},k}^{кот(\bar{b})} \times K_k^{кот,ТО} + КЗО_{\bar{b}}^{сети(\bar{b})} \times K^{сети,ТО} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (20)$$

где:

$КЗО_{\bar{b},k}^{кот(\bar{b})}$ – базовая величина капитальных затрат на основные средства котельной с использованием k -того вида топлива в базовом году, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.;

$КЗО_{\bar{b}}^{сети(\bar{b})}$ – базовая величина капитальных затрат на основные средства тепловых сетей в базовом году, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.;

$K_k^{кот,ТО}$ – коэффициент расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств котельной с использованием k -го вида топлива, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$K^{сети,ТО}$ – коэффициент расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств тепловых сетей, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

\bar{b} – базовый год, которым является 2015 год.

26. Расходы на электрическую энергию на собственные нужды котельной с использованием k -того вида топлива в базовом году ($РЭ_{\bar{b},k}$) рассчитываются по

формуле:

$$PЭ_{\sigma,k} = ЦЭ_{\sigma} \times Э_k \times ГР \times КИУМ \times 10^{-3} \text{ (тыс. руб.)}, (21)$$

где:

$ЦЭ_{\sigma}$ – цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), поставляемая покупателям на розничном рынке, функционирующем в поселении, городском округе, на территории которого находится система теплоснабжения, определяемая как среднеарифметическая величина из значений цен (тарифов), определяемых гарантирующим поставщиком (устанавливаемым органом регулирования – для технологически изолированных территориальных энергетических систем) в базовом году в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике для категории потребителей, установленной технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, руб./кВтч;

$Э_k$ – максимальная мощность энергопринимающих устройств котельной с использованием k -того вида топлива, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, кВт;

$ГР$ – продолжительность годовой работы оборудования котельной с учетом коэффициента готовности, определяемая в соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, ч;

$КИУМ$ – коэффициент использования установленной мощности котельной, определяемый в соответствии с технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, используемыми для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

27. Расходы на оплату труда персонала котельной с использованием k -того вида топлива в базовом году ($РП_{\sigma,k}$) рассчитываются по формуле:

$$РП_{\sigma,k} = \sum_{j=1}^m (K_{um.ед.,k}^j \times 3П_{\sigma,j}^{\sigma_{az}} \times k_{MO} \times 12) + P_{\sigma,k}^{CB} \text{ (тыс. руб.)}, (22)$$

где:

m – количество должностей (специальностей, профессий) персонала котельной, производящей тепловую энергию с использованием k -того вида топлива, установленное технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$K_{шт.ед.,k}^j$ – количество штатных единиц персонала котельной, производящей тепловую энергию с использованием k -того вида топлива, по j -той должности, установленное технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$ЗП_{баз,k}^j$ – базовый уровень ежемесячной оплаты труда сотрудника котельной, производящей тепловую энергию с использованием k -того вида топлива, включающей все предусмотренные нормами законодательства Российской Федерации стимулирующие начисления и надбавки, компенсационные начисления, связанные с режимом работы или условиями труда работников, j -той должности с учетом загрузки сотрудника, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, тыс. руб.;

$k_{МО}$ – коэффициент корректировки базового уровня ежемесячной оплаты платы сотрудника котельной, производящей тепловую энергию с использованием k -того вида топлива, j -той должности, определяемый по формуле:

$$k_{МО} = \frac{ЗП_{МО}^{cp}}{ЗП_{МСК}^{cp}}, \quad (23)$$

где:

$ЗП_{МО}^{cp}$ – величина среднемесячной заработной платы работников организаций по отрасли «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды»¹ по муниципальному району, в состав которого входит соответствующее поселение, городскому округу, на территории которого находится система теплоснабжения,

¹ Подлежит уточнению с 1 января 2017 года в связи с принятием Общероссийского классификатора видов экономической деятельности (ОКВЭД2) ОК 029-2014 (КДЕС Ред. 2) (утв. Приказом Росстандарта от 31.01.2014 N 14-ст) (отрасль будет называться «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха»).

определяемая по данным официального сайта Федеральной службы государственной статистики, в базовом году, руб.;

$ZП_{МСК}^{cp}$ – величина среднемесячной заработной платы работников организаций по отрасли «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» по г. Москва в базовом году, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, руб.;

$P_{б,k}^{CB}$ – расходы на уплату страховых взносов по персоналу котельной в налоговый орган, определяемые в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации о страховых взносах исходя из расходов на оплату труда персонала котельной, определенных в соответствии с настоящим пунктом, тыс. руб.

28. Иные прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной на i -й расчетный период регулирования ($ПР_i^{иные}$), в том числе затраты на сырье и материалы, расходы на плату за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, а также расходы на утилизацию и размещение золы и шлака для котельной с использованием вида топлива уголь, страхование оборудования, страхование ответственности и прочие затраты, определяются по формуле:

$$ПР_i^{иные} = 0,05 \times (ПР_i^{проч(n)} + H_i \times Q^{ПО}) + 3B_i^{уголь} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (24)$$

где:

$ПР_i^{проч(n)}$ – прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной в i -м расчетном периоде регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 24 настоящих Правил, без учета расходов на электрическую энергию на собственные нужды котельной в базовом году, тыс. руб.;

H_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая компенсацию расходов на уплату налогов на i -й расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 19 настоящих Правил, руб./Гкал;

$Q^{ПО}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый в

соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, тыс. Гкал;

$ZB_i^{уголь}$ – величина расходов на i -й расчетный период регулирования на утилизацию и размещение золы и шлака и на платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при производстве тепловой энергии для котельной с использованием вида топлива уголь, рассчитываемая по формуле:

$$ZB_i^{уголь} = (0,07 + Y^{уголь}) \times PT_i \times Q^{ПО} \text{ (тыс. руб.)}, \quad (25)$$

где:

$Y^{уголь}$ – коэффициент расходов на плату за выбросы в атмосферный воздух котельной с использованием вида топлива уголь, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

PT_i – составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной на i -й расчетный период регулирования, руб./Гкал;

$Q^{ПО}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый в соответствии с пунктом 13 настоящих Правил, тыс. Гкал.

29. Расчет составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей учет отклонений фактических показателей от прогнозных показателей, используемых при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), на i -й расчетный период регулирования ΔB_i осуществляется по формуле:

$$\Delta B_i = \Delta PT_{i-2} + \Delta H_{i-2} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (26)$$

где:

ΔPT_{i-2} – размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей учет отклонений фактических показателей от

прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной в (i-2)-м расчетном периоде регулирования, определяемой в i-м расчетном периоде регулирования в соответствии с пунктом 30 настоящих Правил, руб./Гкал;

ΔH_{i-2} – размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей учет отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов в (i-2)-м расчетном периоде регулирования, определяемой в i-м расчетном периоде регулирования в соответствии с пунктом 31 настоящих Правил, руб./Гкал;

Составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных показателей, используемых при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), учитывается при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), начиная с 3-го расчетного периода регулирования.

30. Размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей учет отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной, в (i-2)-м расчетном периоде регулирования рассчитывается по формуле:

$$\Delta PT_{i-2} = PT_{i-2}^{\phi} - PT_{i-2} \text{ (руб./Гкал), (27)}$$

где:

PT_{i-2}^{ϕ} – размер фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной в (i-2)-м расчетном периоде регулирования, определяемый по формуле:

$$PT_{i-2}^{\phi} = b_{i-2,k} \times \frac{ЦТ_{i-2,k}^{\phi, \text{нат.}}}{K} \times 10^{-3} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (28)$$

где:

$b_{i-2,k}$ – удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии котельной с использованием k -того вида топлива в $(i-2)$ -м расчетном периоде регулирования, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, кг.у.т./Гкал;

$ЦТ_{i-2,k}^{\phi, \text{нат.}}$ – фактическая цена на k -тый вид топлива, используемого при производстве тепловой энергии котельной, с учетом затрат на его доставку, сложившаяся в системе теплоснабжения в $(i-2)$ -м расчетном периоде регулирования, определяемая с использованием источников данных, указанных в пункте 12 настоящих Правил, руб./ т.н.т. (руб./тыс.куб.м);

K – коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо, рассчитываемый как отношение низшей теплоты сгорания k -того вида топлива, определяемой в соответствии со схемой теплоснабжения поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, к низшей теплоте сгорания 1 кг условного топлива, равной 7 000 ккал/кг.у.т. В случае если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения отсутствуют виды топлива, по которым имеется дифференциация технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, в целях расчета коэффициента перевода натурального топлива в условное топливо применяется величина низшей теплоты сгорания вида топлива мазут, установленная технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей для такого случая;

PT_{i-2} – размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии котельной, учтенный в предельной цене на тепловую энергию (мощность) на $(i-2)$ -й расчетный период регулирования, руб./Гкал.

31. Размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию

(мощность), обеспечивающей учет отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены, обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов, в (i-2)-м расчетном периоде регулирования рассчитывается по формуле:

$$\Delta H_{i-2} = H_{i-2}^{\phi} - H_{i-2} \text{ (руб./Гкал)}, (29)$$

где:

H_{i-2}^{ϕ} – размер фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов в (i-2)-м расчетном периоде регулирования, определяемый в соответствии с пунктом 19 настоящих Правил, руб./Гкал;

H_{i-2} – размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов, учтенный в предельной цене на тепловую энергию (мощность) на (i-2)-й расчетный период регулирования, руб./Гкал.

Размер фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов H_{i-2}^{ϕ} в (i-2)-м расчетном периоде регулирования, рассчитывается с использованием формул (13)-(17) настоящих Правил с применением фактических ставок налогов, установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах и нормативными правовыми актами представительных органов поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения на (i-2)-й расчетный период регулирования.

III. Порядок определения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)

32. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается

органом регулирования до начала очередного расчетного периода регулирования, но не позднее 20 декабря года, предшествующего очередному расчетному периоду регулирования.

33. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) вводится в действие с начала очередного года на срок 12 месяцев, за исключением случаев, установленных Правительством Российской Федерации.

34. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается с календарной разбивкой по полугодиям исходя из непревышения величины предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в первом полугодии очередного расчетного периода регулирования над величиной предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) во втором полугодии предшествующего расчетного периода регулирования по состоянию на 31 декабря. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) утверждается органом регулирования на первое полугодие очередного расчетного периода регулирования равным предельному уровню цены на второе полугодие предшествующего расчетного периода регулирования (за исключением первого полугодия первого расчетного периода регулирования). Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), утверждаемый органом регулирования на второе полугодие очередного расчетного периода регулирования, определяется в соответствии с разделом I и II настоящих Правил, в том числе с учетом прогнозных индексов роста цены на газ со второго полугодия очередного расчетного периода регулирования при утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в отношении системы теплоснабжения, в которой преобладает вид топлива газ.

Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) на первое полугодие первого расчетного периода регулирования определяется в соответствии с разделом I и II настоящих Правил с учетом прогнозных индексов на расчетный период регулирования, при этом в отношении системы теплоснабжения, в которой преобладает вид топлива газ – с учетом прогнозных индексов роста цены на газ в первом полугодии очередного расчетного периода регулирования.

35. Решение об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию

(мощность) принимается органом регулирования по итогам заседания правления (коллегии) органа регулирования и включает:

- а) величину предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность);
- б) дату введения в действие предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

Протокол заседания правления (коллегии) органа регулирования (далее - протокол) является неотъемлемой частью решения органа регулирования об установлении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) и включает в том числе:

а) величину предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (в руб./Гкал);

б) технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, которые использовались при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с указанием вида топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения (по составляющим предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающих компенсацию расходов при производстве тепловой энергии);

в) объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, использованный при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (тыс. Гкал);

г) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо при производстве тепловой энергии, (в руб./Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

фактической цене на вид топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения, с учетом затрат на его доставку, с указанием использованных источников информации (в руб./т.н.т. (руб./тыс. куб.м));

низшей теплоте сгорания вида топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения (в ккал/куб. м или ккал/кг.н.т.);

значениях прогнозных индексов роста цены на топливо;

наименовании организации с наибольшим объемом поставляемого,

транспортируемого газа (при утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в отношении системы теплоснабжения, в которой преобладает вид топлива газ);

д) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей возврат капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей (в руб./Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

величине капитальных затрат на строительство котельной в базовом году (в тыс. руб.);

температурной зоне и сейсмическом районе, к которым относится поселение, городской округ, на территории которого находится указанная система теплоснабжения;

расстоянии от границы системы теплоснабжения до границы ближайшего административного центра субъекта Российской Федерации с железнодорожным сообщением (км);

отнесении поселения, городского округа, на территории которого находится система теплоснабжения, к территории распространения вечномёрзлых грунтов;

величине капитальных затрат на строительство тепловых сетей в базовом году (в тыс. руб.);

величине затрат на технологическое присоединение (подключение) к электрическим сетям в базовом году с указанием использованных источников данных (в тыс. руб.);

величине затрат на подключение (технологическое присоединение) котельной к централизованной системе водоснабжения и водоотведения с указанием использованных источников данных (в тыс. руб.);

величине затрат на технологическое присоединение к газораспределительным сетям с указанием использованных источников данных (в тыс. руб.);

стоимости земельного участка для строительства котельной (в тыс. руб.), а также удельной стоимости земельного участка с соответствующим видом разрешенного использования (в тыс. руб./ кв. м), с указанием источников данных,

использованных при расчете удельной рыночной стоимости земельного участка или кадастровой стоимости земельного участка;

норме доходности инвестированного капитала, а также значении ключевой ставки Банка России;

значениях прогнозных индексов цен производителей промышленной продукции.

е) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов (в руб./Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

величине расходов на уплату налога на прибыль от деятельности, связанной с производством и поставкой тепловой энергии (мощности) (в тыс. руб.) и величине ставки налога на прибыль от указанной деятельности;

величине расходов на уплату налога на имущество (в тыс. руб.) и величине ставки налога на имущество;

величине расходов на уплату земельного налога (в тыс. руб.), величине ставки земельного налога и величине кадастровой стоимости земельного участка (в тыс. руб.);

ж) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию прочих расходов при производстве тепловой энергии (в руб./Гкал), а также сведения о параметрах, использованных при расчете указанной составляющей, в том числе о:

величине расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств котельной и тепловых сетей в базовом году (в тыс. руб.);

величине расходов на электрическую энергию на собственные нужды котельной в базовом году (в тыс. руб.), включая сведения о наименовании гарантирующего поставщика и среднеарифметической величине из значений цен (тарифов), определяемых гарантирующим поставщиком (устанавливаемых органом регулирования – для технологически изолированных территориальных энергетических систем) в базовом году (в руб./кВтч);

величине расходов на водоподготовку и водоотведение котельной в базовом году (в тыс. руб.), включая сведения о наименовании гарантирующей организации в сфере холодного водоснабжения, гарантирующей организации в сфере водоотведения и величине установленных для указанных организаций тарифов в сфере холодного водоснабжения и водоотведения на второе полугодие базового года (в руб./куб. м);

величине расходов на оплату труда персонала котельной в базовом году, включая величину расходов на уплату страховых взносов по персоналу котельной (в тыс. руб.);

величине иных прочих расходов при производстве тепловой энергии котельной, включая величину расходов на утилизацию и размещение золы и шлака и на платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух и сведения об экономическом районе, в котором расположена система теплоснабжения, для котельной с использованием вида топлива уголь (в тыс. руб.).

з) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов по сомнительным долгам (в руб./Гкал), включая принятое значение доли уровня резерва по сомнительным долгам;

и) величину составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию отклонений фактических индексов от прогнозных, используемых при расчете предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) (в руб./Гкал), включая:

размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо (в руб./Гкал), а также используемую при расчете размера фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на топливо, фактическую цену на вид топлива, использование которого преобладает в системе теплоснабжения (в

руб./т.н.т. (руб./ тыс.куб.м));

размер составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных показателей при расчете составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов, а также фактические ставки налогов (в руб./Гкал), используемые при расчете размера фактической составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающей компенсацию расходов на уплату налогов.

36. В целях проведения общественного обсуждения орган регулирования не позднее 15 октября года, предшествующего очередному расчетному периоду регулирования, на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», в случае отсутствия такого сайта - на официальном сайте субъекта Российской Федерации, а также в источнике официального опубликования нормативных правовых актов органов государственной власти субъекта Российской Федерации осуществляет публикацию проекта решения об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с информацией, указанной в пункте 35 настоящих Правил, за исключением случая, когда предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) устанавливается в соответствии с пунктами 42, 44 и 45 настоящих Правил.

37. В рамках общественного обсуждения проекта решения об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) теплоснабжающие организации, потребители тепловой энергии, находящиеся в данной системе теплоснабжения, в течение 30 календарных дней с даты опубликования указанного проекта решения вправе направить в орган регулирования свои предложения к проекту решения об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с обоснованием таких предложений, в том числе с указанием целей, задач и проблем, на решение которых направлены такие предложения, а также иную информацию, которая, по мнению лиц, направляющих указанные предложения, может являться обоснованием таких предложений. Орган регулирования

рассматривает поступившие предложения к проекту решения об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) и не позднее 1 декабря года, предшествующего очередному расчетному периоду регулирования, размещает способами, указанными в пункте 36 настоящих Правил, сводку поступивших предложений с указанием по каждому из них мотивированной позиции, содержащей информацию об учете в решении об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) такого предложения.

38. Орган регулирования не позднее 20 декабря года, предшествующего очередному расчетному периоду регулирования, публикует способами, указанными в пункте 37 настоящих Правил, и направляет в федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов, высший орган государственной власти субъекта Российской Федерации, функционирующий на территории ценовой зоны теплоснабжения, орган местного самоуправления и единой теплоснабжающей организации решение об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), протокол заседания правления (коллегии) органа регулирования с информацией, указанной в пункте 35 настоящих Правил.

39. Разногласия по вопросам установления предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), возникающие между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, органами местного самоуправления поселений, городских округов, теплоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии, рассматриваются при обращении этих органов или организаций в федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в порядке, утвержденном Правительством Российской Федерации и предусматривающем рассмотрение указанных споров правлением (коллегиальным органом) федерального органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

40. Орган регулирования принимает решения о пересмотре предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) во исполнение вступившего в законную силу

решения суда, решения федерального органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов, принятого по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, в целях приведения решений об установлении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в соответствие с законодательством Российской Федерации в месячный срок со дня вступления в силу решения суда или принятия одного из указанных решений (выдачи предписания), если иной срок не установлен соответствующим решением (предписанием).

41. Решение об установлении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) не имеет обратной силы.

Особенности определения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)

42. В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с разделом II настоящих Правил, ниже или выше тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на дату окончания переходного периода, установленного Федеральным законом «О теплоснабжении», то предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) определяется в соответствии с пунктами 44-49 настоящих правил.

При этом орган регулирования ежегодно рассчитывает предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в соответствии с разделом II настоящих Правил и в порядке, установленном в пунктах 32-41 настоящих Правил, устанавливает и публикует его в качестве индикативного уровня (далее – индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)), с учетом особенностей, установленных в пункте 43 настоящих Правил для утверждения и опубликования индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) впервые.

43. В случаях, указанных в пункте 42 настоящих Правил, в целях проведения общественного обсуждения орган регулирования публикует проект решения об

утверждении индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность). Теплоснабжающие организации, потребители тепловой энергии, находящиеся в данной системе теплоснабжения, в течение 30 календарных дней с даты опубликования указанного проекта решения вправе направить в орган регулирования свои предложения к проекту решения об утверждении индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с обоснованием таких предложений, в том числе с указанием целей, задач и проблем, на решение которых направлены такие предложения, а также иную информацию, которая, по мнению лиц, направляющих указанные предложения, может являться обоснованием таких предложений к проекту решения об утверждении индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность). Орган регулирования, в течение 15 дней с даты окончания срока, установленного в настоящем пункте для направления предложений, рассматривает поступившие предложения, утверждает индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) и публикует его способами, указанными в пункте 37 настоящих Правил, вместе со сводкой поступивших предложений с указанием по каждому из них мотивированной позиции, содержащей информацию об учете в решении об утверждении индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) такого предложения.

44. В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с разделом II настоящих Правил, ниже тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на дату окончания переходного периода, установленного Федеральным законом «О теплоснабжении», то предельный уровень цены утверждается равным такому тарифу. Такое решение действует до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), станет равным тарифу на тепловую энергию (мощность), действующему на дату окончания переходного периода, установленного Федеральным законом «О теплоснабжении».

45. В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с разделом II настоящих Правил, выше

тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на дату окончания переходного периода, установленного Федеральным законом «О теплоснабжении», то предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) устанавливается органом регулирования на основании графика поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с разделом II настоящих Правил (далее - график поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)), но не ниже тарифа, действовавшего на дату окончания переходного периода, установленного Федеральным законом «О теплоснабжении», в соответствии с пунктами 46-49 настоящих Правил.

46. Орган регулирования в течение 5 дней с даты утверждения индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) направляет высшему должностному лицу субъекта Российской Федерации:

а) величину установленного индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) на первый расчетный период регулирования, а также прогноз индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) на следующие расчетные периоды регулирования, но не более 5 лет (10 лет – в случаях, установленных Правительством Российской Федерации), рассчитанного с учетом прогнозных индексов роста цены на топливо, прогнозных индексов потребительских цен (в среднем за год к предыдущему году), определенных в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на следующие расчетные периоды регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант);

б) величину тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на дату окончания переходного периода, установленного Федеральным законом «О теплоснабжении».

47. График поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации в течение 20 дней после получения данных, предоставленных органом регулирования в соответствии с пунктом 46 настоящих

Правил, в виде ежегодного равномерного увеличения доли от предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), определяемого в соответствии с разделом II настоящих Правил, в течение срока действия графика, начиная с первого года его действия.

График поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) однократно утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на срок не более 5 лет (10 лет – в случаях, установленных Правительством Российской Федерации) и в последующем изменению не подлежит.

48. Ежегодно в сроки, указанные в пункте 32 настоящих Правил, а для первого расчетного периода регулирования не позднее 10 дней до вступления в силу указанного в настоящем пункте решения, орган регулирования устанавливает предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) на очередной расчетный период регулирования посредством умножения доли, указанной в графике поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), на индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), устанавливаемый на соответствующий расчетный период регулирования.

49. Порядок установления предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), предусмотренный в пунктах 46-48 настоящих Правил, применяется до окончания расчетного периода регулирования, когда предельный уровень цены, установленный в соответствии с пунктом 48 настоящих Правил, станет равным индикативному предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность), устанавливаемому на указанный период.

50. Орган регулирования вправе увеличить величину капитальных затрат на строительство тепловых сетей в базовом году и базовую величину затрат на технологическое присоединение к газораспределительным сетям, определяемые в соответствии с пунктами 15 и 16 настоящих Правил соответственно, на основании полученного в период проведения общественного обсуждения проекта решения об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) впервые, а

в случаях, указанных в пункте 42 настоящих Правил, проекта решения об установлении индикативного предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) предложения теплоснабжающей организации, функционирующей в соответствующей системе теплоснабжения, к указанному проекту решения.

К предложению теплоснабжающей организации прикладываются документы, обосновывающие увеличение капитальных затрат на строительство тепловых сетей в базовом году и (или) базовую величину затрат на технологическое присоединение к газораспределительным сетям, указанные в подпункте 1 или подпункте 2 настоящего пункта:

1) документы, подтверждающие реализацию аналогичных проектов строительства тепловых сетей (проектов подключения к газораспределительным сетям) в данной системе теплоснабжения за 15 лет, предшествующих первому расчетному периоду регулирования, и обосновывающие увеличения указанных затрат. При этом под аналогичным проектом понимается фактически завершённый проект строительства тепловых сетей (проект подключения к газораспределительным сетям), технические параметры которых соответствуют технико-экономическим параметрам работы котельных и тепловых сетей;

2) документы, подтверждающие в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности сметную стоимость проекта строительства тепловых сетей (проекта подключения к газораспределительным сетям) в данной системе теплоснабжения в базовом году, определенную с применением сметных нормативов исходя из принципа минимизации стоимости строительства, соблюдение которого должно быть подтверждено письменными заключениями подведомственными Министерству строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации организациями.

Технические параметры указанных в настоящем пункте проектов строительства тепловых сетей (проектов подключения к газораспределительным сетям) должны соответствовать установленным технико-экономическим параметрам работы котельных и тепловых сетей с учетом возможных отклонений, обусловленных

градостроительными особенностями проектирования и строительства тепловых (газораспределительных) сетей в поселении, городском округе, на территории которого находится система теплоснабжения.

**Технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей,
используемые для расчета предельного уровня цены
на тепловую энергию (мощность)**

Таблица 1

Технико-экономические параметры работы котельных

№п/ п	Параметр	Единица измерения	Тип котельной по виду используемого топлива		
			Природный газ	Уголь	Мазут
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10	10	10
2.	Тип площадки строительства	—	Новый осваиваемый земельный участок, застраиваемый жилищным строительством со следующими видами разрешенного использования: «Коммунальное обслуживание», «Общественное использование объектов капитального строительства», «Обслуживание жилой застройки», «Жилая застройка»		
3.	Площадь земельного участка под строительство	кв. м	500	4200	1300
4.	Общая жилая площадь жилого квартала, на территории которого находится котельная	кв. м	68850		
5.	Средняя этажность жилищной застройки	этажей	18		
6.	Тип оборудования по видам используемого топлива	—	Блочно- модульная котельная	Стационарная котельная	Блочно- модульная котельная
7.	Коэффициент готовности, учитывающий продолжительность годовой работы оборудования котельной	—	0,97	0,97	0,97
8.	Удельный расход топлива при производстве тепловой энергии котельной	кг.у.т./Гкал	156,1	176,4	167,1
9.	Низшая теплота сгорания вида топлива мазут, дифференциация технико- экономических параметров	ккал/кг	-	-	10000

№п/ п	Параметр	Единица измерения	Тип котельной по виду используемого топлива		
			Природный газ	Уголь	Мазут
	работы котельных и тепловых сетей по которому применяется для целей расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) в случае, если в структуре топливного баланса системы теплоснабжения отсутствуют виды топлива природный газ, уголь и мазут				
10.	Диапазон объема потребления газа при производстве тепловой энергии котельной	млн. куб. м/год	3,2–5,4	–	–
11.	Ценовая категория потребителя розничного рынка электрической энергии	–	Первая ценовая категория Для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем – категория, для которой применяется одноставочная цена (тариф) на электрическую энергию без дифференциации по зонам суток		
12.	Расход воды на водоподготовку	куб. м/ год	1239,175	1239,175	1239,175
13.	Расход воды на собственные нужды котельной	куб. м/ год	73	73	73
14.	Объем водоотведения	куб. м/ год	73	73	73
15.	Базовая величина капитальных затрат на строительство котельной	тыс. руб.	44 614	122 700	62 250
16.	Базовая величина капитальных затрат на основные средства котельной	тыс. руб.	26 610	73 447	43 010
17.	Коэффициент расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств котельной	–	0,015	0,02	0,015

Технико-экономические параметры работы тепловых сетей

№п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
1.	Температурный график	°С	110/70
2.	Теплоноситель	–	горячая вода
3.	Расчетное давление в сети	МПа (кгс/кв. см)	0,6 (6,0)
4.	Схема проектируемых тепловых сетей	–	Двухтрубная Независимая закрытая, строительство индивидуальных тепловых пунктов не включается
4.1.	Схема проектируемых тепловых сетей для территорий распространения вечномерзлых грунтов	–	Четырехтрубная Независимая закрытая, строительство индивидуальных тепловых пунктов не включается
5.	Способ прокладки тепловой сети, тип изоляции	–	Подземный бесканальный, Пенополиуретан в полиэтиленовой оболочке
5.1.	Способ прокладки тепловой сети, тип изоляции для территорий распространения вечномерзлых грунтов	–	Наземная прокладка на опорах, ППУ в ОЦ (пенополиуретан в оцинкованной оболочке)
6.	Параметры тепловой сети:	–	–
6.1.	Длина тепловой сети	м	850
6.2.	Средневзвешенный диаметр трубопроводов	мм	185
7.	Базовая величина капитальных затрат на строительство тепловой сети:	–	–
7.1.	Базовая величина капитальных затрат на строительство тепловой сети для территорий, не относящихся к территориям распространения вечномерзлых грунтов	тыс. руб.	22790
7.2.	Базовая величина капитальных затрат на строительство тепловой сети для территорий распространения вечномерзлых грунтов	тыс. руб.	72630

8.	Базовая величина капитальных затрат на основные средства тепловых сетей:	–	–
8.1.	Базовая величина капитальных затрат на основные средства тепловых сетей для территорий, не относящихся к территориям распространения вечномёрзлых грунтов	тыс. руб.	6 200
8.2.	Базовая величина капитальных затрат на основные средства тепловых сетей для территорий распространения вечномёрзлых грунтов	тыс. руб.	27 450
9.	Коэффициент расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств тепловых сетей	–	0,015

Таблица 3

Параметры технологического присоединения (подключения) энергопринимающих устройств котельной к электрическим сетям

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Тип котельной по виду используемого топлива		
			Природный газ	Уголь	Мазут
1.	Общая максимальная мощность энергопринимающих устройств котельной	кВт	110	180	110
2.	Уровень напряжения электрической сети	кВ	10 (6)	10 (6)	10 (6)
3	Категория надежности электроснабжения	–	первая	первая	первая
4.	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю (котельной)	Да/нет	да	да	да
5.	Разработка сетевой организацией проектной документации по строительству «последней мили»	Да/нет	да	да	да
6.	Выполнение сетевой	–	да	да	да

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Тип котельной по виду используемого топлива		
	организацией мероприятий, связанных со строительством «последней мили»				
6.1.	строительство воздушных линий:	Да/нет	нет	нет	нет
6.2.	строительство кабельных линий:	Да/нет	да	да	да
6.2.1	протяженность линий	км	0,3 x 2=0,6	0,3 x 2=0,6	0,3 x 2=0,6
6.2.2	сечение жилы	кв. мм	25	25	25
6.2.3	материал жилы	–	алюминий	алюминий	алюминий
6.2.4	количество жил в линии	шт	3	3	3
6.2.5	способ прокладки	–	в траншее	в траншее	в траншее
6.2.6	Вид изоляции кабеля	–	Кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластика или сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой или защитным шлангом из поливинилхлоридного пластика или кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с защитным шлангом из полиэтилена (общепромышленное исполнение) или с металлической, свинцовой и др. оболочкой		
6.3.	строительство пунктов секционирования, в том числе:	Да/нет	да	да	да
6.3.1	количество	шт	2	2	2
6.4.	строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП) по уровням напряжения	Да/нет	нет		
6.5.	строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) по уровням напряжения	Да/нет	нет		
6.6.	строительство распределительных пунктов (РП, СП) по уровням напряжения	Да/нет	нет		
6.7.	строительство центров питания, подстанций по уровням напряжения (ПС)	Да/нет	нет		
7.	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем ТУ	Да/нет	да		
8.	Участие сетевой организации в осмотре должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых устройств Заявителя	Да/нет	да		
9.	Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети	Да/нет	да		

Параметры подключения (технологического присоединения)
котельной к централизованной системе водоснабжения и водоотведения

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Для котельной по всем видам используемого топлива
1.	Объем бака аварийного запаса воды	куб. м	55
2.	Размер поперечного сечения трубопровода сетей централизованного водоснабжения и водоотведения	кв. см	до 300
3.	Величина подключаемой (технологически присоединяемой) нагрузки	куб. м/ч	до 10
4.	Диаметр трубопровода сетей централизованного водоснабжения	мм	25
5.	Диаметр трубопровода сетей водоотведения	мм	100
6.	Условия прокладки сетей централизованного водоснабжения и водоотведения	—	
6.1.	тип прокладки сетей централизованного водоснабжения и водоотведения, в том числе:	—	подземная
6.1.1	глубина залегания	—	ниже глубины промерзания
7.	Степень стесненности условий при прокладке сетей централизованного водоснабжения и водоотведения	—	городская застройка, новое строительство
7.1.	тип грунта	—	по местным условиям
8.	Величина подключаемой (технологически присоединяемой) нагрузки к централизованной системе водоснабжения	куб. м в сутки	3,7
9.	Величина подключаемой (технологически присоединяемой) нагрузки к централизованной системе водоотведения	куб. м в сутки	0,2
10.	Протяженность сетей от котельной до места подключения к централизованной системе водоснабжения и водоотведения	м	300
11.	Базовая ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку водопроводной сети	руб./куб. м/сут.	139 348
12.	Базовая ставка тарифа за расстояние от точки подключения	руб./м	8200

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Для котельной по всем видам используемого топлива
	(технологического присоединения) котельной до точки подключения водопроводных сетей к централизованной системе водоснабжения		
13.	Базовая ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку канализационной сети	руб./куб. м/сут.	119 543
14.	Базовая ставка тарифа за расстояние от точки подключения (технологического присоединения) котельной до точки подключения канализационных сетей к централизованной системе водоотведения	руб./м	8611

Таблица 5

Параметры подключения котельной к газораспределительным сетям

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Для котельной с видом используемого топлива газ
1.	Тип газопровода	–	Оцинкованный, однострунный
2.	Тип прокладки газопровода (подземная или надземная (наземная))	–	наземная
3.	Диаметр газопровода	мм	100
4.	Масса газопровода	т /м	0,125
5.	Протяженность газопровода	м	1000
6.	Максимальный часовой расход газа	куб.м. в час	1500
7.	Газорегуляторный пункты шкафные	шт.	1
7.1	Тип газорегуляторного пункта	–	2 нитки редуцирования
8.	Пункт учета расхода газа	шт.	1
9.	Базовая величина затрат на технологическое присоединение к газораспределительным сетям	тыс. руб.	2 035

Коэффициент использования установленной тепловой мощности

№ п/п	Поселение, городской округ	Температурная зона	Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной в зависимости от вида используемого топлива		
			Природный газ	Уголь	Мазут
1	Якутск	7	0,408	0,396	0,382
2	Белогорск	6	0,383	0,371	0,357
3	Благовещенск		0,380	0,368	0,354
4	Магадан		0,459	0,445	0,429
5	Улан-Удэ	5	0,390	0,378	0,365
6	Братск		0,354	0,343	0,331
7	Иркутск		0,382	0,370	0,356
8	Кемерово	5	0,344	0,334	0,322
9	Киселевск		0,339	0,328	0,316
10	Воркута		0,433	0,420	0,405
11	Ачинск		0,358	0,346	0,334
12	Канск		0,347	0,337	0,325
13	Красноярск		0,351	0,340	0,327
14	Минусинск		0,332	0,322	0,310
15	Новосибирск		0,349	0,338	0,326
16	Омск		0,343	0,332	0,320
17	Томск		0,350	0,340	0,327
18	Кызыл		0,356	0,346	0,333
19	Сургут		0,374	0,362	0,349
20	Тобольск		0,349	0,339	0,326
21	Тюмень		0,352	0,341	0,328
22	Уренгой		0,420	0,407	0,392
23	Ханты-Мансийск		0,369	0,358	0,345
24	Биробиджан		0,396	0,384	0,370
25	Комсомольск-на-Амуре		0,386	0,374	0,360
26	Хабаровск		0,380	0,368	0,355
27	Чита		0,391	0,379	0,365
28	Барнаул	4	0,340	0,329	0,317
29	Бийск		0,340	0,329	0,317
30	Рубцовск		0,331	0,321	0,309
31	Архангельск		0,372	0,360	0,347
32	Котлас		0,375	0,363	0,350
33	Белорецк		0,363	0,352	0,339
34	Уфа		0,339	0,328	0,316
35	Петропавловск-Камчатский		0,453	0,438	0,422
36	Киров		0,359	0,348	0,335

№ п/п	Поселение, городской округ	Температурная зона	Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной в зависимости от вида используемого топлива		
			Природный газ	Уголь	Мазут
37	Сыктывкар	4	0,357	0,346	0,334
38	Ухта		0,368	0,357	0,344
39	Курган		0,339	0,329	0,317
40	Йошкар-Ола		0,336	0,326	0,314
41	Саранск		0,333	0,323	0,311
42	Мурманск		0,395	0,383	0,369
43	Арзамас		0,341	0,331	0,318
44	Выкса		0,332	0,322	0,310
45	Нижний Новгород		0,340	0,330	0,318
46	Оренбург		0,328	0,318	0,306
47	Пенза		0,338	0,327	0,315
48	Пермь		0,342	0,331	0,319
49	Владивосток		0,367	0,355	0,342
50	Самара		0,333	0,322	0,311
51	Южно-Сахалинск		0,416	0,402	0,387
52	Екатеринбург		0,353	0,342	0,330
53	Каменск-Уральский		0,351	0,340	0,327
54	Бугульма	0,351	0,340	0,328	
55	Елабуга	0,337	0,327	0,315	
56	Казань	0,339	0,328	0,316	
57	Глазов	0,353	0,342	0,330	
58	Ижевск	0,347	0,336	0,324	
59	Сарапул	0,342	0,332	0,319	
60	Ульяновск	0,349	0,338	0,325	
61	Абакан	0,349	0,339	0,326	
62	Челябинск	0,348	0,337	0,325	
63	Чебоксары	0,344	0,333	0,321	
64	Белгород	3	0,333	0,323	0,311
65	Брянск		0,337	0,326	0,314
66	Владимир		0,341	0,330	0,318
67	Муром		0,334	0,324	0,312
68	Волгоград		0,326	0,316	0,304
69	Камышин		0,330	0,320	0,308
70	Вологда		0,348	0,338	0,325
71	Воронеж		0,331	0,321	0,309
72	Иваново		0,339	0,328	0,316
73	Кинешма		0,347	0,336	0,324
74	Калуга		0,338	0,327	0,315
75	Петрозаводск		0,363	0,351	0,338
76	Кострома		0,347	0,336	0,323

№ п/п	Поселение, городской округ	Температурная зона	Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной в зависимости от вида используемого топлива			
			Природный газ	Уголь	Мазут	
77	Курск		0,334	0,323	0,311	
78	Липецк		0,334	0,323	0,311	
79	Санкт-Петербург		0,346	0,335	0,322	
80	Тихвин		0,338	0,327	0,315	
81	Дмитров		0,340	0,330	0,317	
82	Москва		0,339	0,328	0,316	
83	Боровичи		0,335	0,325	0,313	
84	Новгород		0,344	0,333	0,321	
85	Орел		0,334	0,323	0,311	
86	Рязань		0,342	0,331	0,319	
87	Балашов		0,325	0,315	0,303	
88	Саратов		0,331	0,321	0,309	
89	Вязьма		3	0,345	0,334	0,322
90	Смоленск			0,341	0,330	0,318
91	Тамбов			0,329	0,319	0,307
92	Ржев			0,337	0,327	0,315
93	Тверь	0,335		0,325	0,313	
94	Тула	0,336		0,325	0,313	
95	Ярославль	0,346		0,336	0,323	
96	Астрахань	2	0,305	0,295	0,284	
97	Элиста		0,299	0,290	0,279	
98	Великие Луки		0,322	0,312	0,300	
99	Псков		0,326	0,316	0,304	
100	Ростов-на-Дону		0,316	0,305	0,294	
101	Таганрог		0,321	0,311	0,299	
102	Майкоп	1	0,273	0,264	0,254	
103	Дербент		0,325	0,316	0,306	
104	Махачкала		0,312	0,301	0,290	
105	Нальчик		0,319	0,309	0,297	
106	Калининград		0,328	0,318	0,305	
107	Черкесск		0,320	0,310	0,298	
108	Краснодар		0,289	0,280	0,269	
109	Сочи		0,295	0,287	0,277	
110	Тихорецк		0,307	0,297	0,285	
111	Владикавказ		0,367	0,355	0,341	
112	Кисловодск		0,353	0,341	0,328	
113	Невинномысск		0,324	0,314	0,302	
114	Пятигорск		0,316	0,306	0,294	
115	Ставрополь		0,320	0,310	0,298	
116	Грозный		0,313	0,303	0,291	

Коэффициент температурной зоны

Тип котельной, тепловых сетей	Коэффициент для температурных зон							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Для котельной с использованием вида топлива природный газ, мазут	0,995	0,997	1,000	1,038	1,071	1,109	1,148	1,187
Для котельной с использованием вида топлива уголь	0,960	0,980	1,000	1,070	1,130	1,200	1,270	1,340
Для тепловых сетей	0,989	0,992	1,000	1,056	1,063	1,084	1,088	1,091

Коэффициент сейсмического влияния

Тип котельной, тепловых сетей	Коэффициент сейсмического влияния			
	6 баллов	7 баллов	8 баллов	9 и более баллов
Для котельной с использованием вида топлива природный газ, мазут	1	1,005	1,007	1,01
Для котельной с использованием вида топлива уголь	1	1,01	1,015	1,02
Для тепловых сетей	1	1	1,03	1,03

Температурные зоны

№ пп.	Наименование территории	Температурные зоны
1	Республика Адыгея	I
2	Республика Алтай	IV
3	Республика Башкортостан	IV
4	Республика Бурятия:	
	а) территория севернее линии Нижнеангарск – Шипишка (включительно)	VI
	б) остальная территория республики	V
5	Республика Дагестан	I
6	Республика Ингушетия	I
7	Кабардино-Балкарская Республика	I
8	Республика Калмыкия	II
9	Карачаево-Черкесская Республика	I
10	Республика Карелия:	
	а) территория севернее 64-й параллели	IV
	б) остальная территория республики	III
11	Республика Коми:	
	а) территория севернее Северного Полярного круга	V
	б) территория восточнее линии Ермица – Ижма – Сосногорск – Помоздино – Усть-Нам (включительно)	V
	в) остальная территория республики	IV
12	Республика Марий Эл	IV
13	Республика Мордовия	IV
14	Республика Саха (Якутия):	
	а) Новосибирские острова	VI
	б) Анабарский и Булунский районы севернее линии Кожевниково (исключая Кожевниково) - Усть-Оленек – Побережье и острова Оленекского залива и острова Дунай (включительно)	VI
	в) территория севернее линии пересечения границ Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа с Анабарским и Оленекским районами; Булунский район севернее линии Таймылыр – Тит – Ары – Бухта Сытыган – Тала (включительно); Усть-Янский район – протока Правая (исключительно) – побережье Янского залива – Селяхская губа – Чокурдах (включительно); Аллаиховский район – пересечение границ Аллаиховского, Нижнеколымского, Среднеколымского районов и далее вдоль южной границы Нижнеколымского района за исключением территории, указанной в п. 14«б»	VI
	г) Анабарский, Булунский районы, за исключением территории указанной в пп. 14«б» и п. 14«в»; Усть-Янский район, за исключением территории, указанной в п. 14«в», Аллаиховский район, за исключением территории, указанной в п. 14«в», Жиганский, Абыйский, Оленекский, Среднеколымский, Верхнеколымский районы	VII
	д) Верхоянский, Момский, Оймяконский, Томпонский районы	VIII
	е) Алексеевский, Амгинский, Верхневилуйский, Вилюйский, Горный, Кобяйский, Ленинский, Мегино-Кангаласский, Мирнинский, Намский, Орджоникидзевский, Сунтарский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Чурапчинский районы и г. Якутск	VII
	ж) Алданский, Ленский и Олекминский районы	VI
15	Республика Северная Осетия – Алания	I
16	Республика Татарстан	IV
17	Республика Тыва	V
18	Удмуртская Республика	IV
19	Республика Хакасия	V
20	Чеченская Республика	I
21	Чувашская Республика	IV
22	Алтайский край	IV

23	Забайкальский край	
	а) территория севернее линии Шипишка – Тунгокочен – Букачача – Сретенск – Шелопугино – Приаргунск (включительно)	VI
	б) территория бывшего Агинского Бурятского автономного округа	V
	в) остальная территория края	V
24	Камчатский край:	
	а) территория северо-западнее линии Парень – Слаутное (исключая Слаутное)	V
	б) территория юго-восточнее линии Парень – Слаутное (включительно) и севернее линии Рекинники – Тиличики (включительно)	V
	в) территория южнее линии Рекинники – Тиличики, за исключением территории, указанной в п. 41«г»	IV
	г) территория, ограниченная линией Ивашка – Хайлюля – Нижнекамчатск – Елизово – 52-я параллель (включительно) – Апача – Анавгай (исключая Апача – Анавгай) – Ивашка	IV
	д) территория северо-западнее линии Парень – Слаутное (исключая Слаутное)	V
	е) территория юго-восточнее линии Парень – Слаутное (включительно) и севернее линии Рекинники – Тиличики (включительно)	V
	ж) территория южнее линии Рекинники – Тиличики, за исключением территории, указанной в п. 24«з»	IV
	з) территория, ограниченная линией Ивашка – Хайлюля – граница округа – Шишель – Ивашка	IV
25	Краснодарский край	I
26	Красноярский край:	
	а) территория Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа севернее линии Сидоровск – Потапово – Норильск, Кожевниково (включительно) и ближайшие острова (архипелаг Северная Земля и др.)	VI
	б) остальная территория Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа	VI
	в) Эвенкийский автономный округ и территория края севернее линии Верхнеимбатское – р. Таз (включительно)	VI
	г) территория южнее Копьево – Новоселово – Агинское (включительно)	V
	д) остальная территория края	V
27	Пермский край	IV
28	Приморский край:	
	а) территория, расположенная севернее линии Трудовое – Сучан (включительно) – Преображение (исключительно), кроме территории, указанной в п. 28«б»	V
	б) побережье Японского моря от Преображение до Адими (включительно)	V
	в) территория, расположенная южнее линии Трудовое – Сучан – Преображение, за исключением территории, указанной в п. 28«г»	IV
	г) побережье Японского моря от Преображение до Хасан (включительно)	IV
29	Ставропольский край	I
30	Хабаровский край:	
	а) территория севернее линии Облучье - Комсомольск-на-Амуре (исключая Комсомольск-на-Амуре), далее по реке Амур, за исключением побережья Татарского пролива	VI
	б) побережье от залива Счастья до Нижн. Пронге (исключая Нижн. Пронге)	VI
	в) остальная территория края, за исключением побережья Татарского пролива	V
	г) побережье Татарского пролива от Нижн. Пронге (включительно) до Адими (исключая Адими)	V
31	Амурская область	VI
32	Архангельская область:	
	а) территория южнее линии Кушкушара (исключая Кушкушара) - пересечение Северного полярного круга с границей Республики Коми	IV
	б) территория севернее линии Кушкушара (включительно) – пересечение Северного полярного круга с границей Республики Коми – Ермица – Черная (исключая Черную) и о. Колгуев	IV
	в) территория восточнее линии Ермица – Черная (включительно) и о. Вайгач	V
	г) острова Новая Земля	V
	д) острова Земля Франца-Иосифа	V
33	Астраханская область	II

34	Белгородская область	III
35	Брянская область	III
36	Владимирская область	III
37	Волгоградская область	III
38	Вологодская область:	
	а) территория западнее линии оз. Воже – Устье – Вологда – Вохтога (включительно)	III
	б) остальная территория области	IV
39	Воронежская область	III
40	Ивановская область	III
41	Иркутская область:	
	а) территория севернее 62-й параллели	VI
	б) территория северо-восточнее линии Токма – Улькан (р. Лена) – Нижнеангарск (включительно), за исключением территории указанной в п. 41«а»	VI
	в) остальная территория области	V
42	Калининградская область	I
43	Калужская область	III
44	Камчатская область:	
	а) территория северо-западнее линии Парень – Слаутное (исключая Слаутное)	V
	б) территория юго-восточнее линии Парень – Слаутное (включительно) и севернее линии Рекинники - Тиличики (включительно)	V
	в) территория южнее линии Рекинники – Тиличики, за исключением территории, указанной в п. 44«г»	IV
	г) территория, ограниченная линией Ивашка – Хайлюля – Нижнекамчатск – Елизово - 52-я параллель (включительно) – Апача – Анавгай (исключая Апача – Анавгай) – Ивашка	IV
45	Кемеровская область	V
46	Кировская область	IV
47	Костромская область:	
	а) вся территория, за исключением г. Костромы	IV
	б) г. Кострома	III
48	Курганская область	IV
49	Курская область	III
50	Ленинградская область и г. Санкт-Петербург	III
51	Липецкая область	III
52	Магаданская область:	
	а) территория южнее линии Мяунджа – Таскан – Сеймчан – Буксунда (включительно) – Гарманда (исключительно), за исключением территории юго-восточнее линии Гижига – Гарманда – Тахтаюмск – Ямск и южное побережье Тауйской губы (включительно)	VI
	б) территория юго-восточнее линии Гижига – Гарманда – Тахтаюмск – побережье Тауйской губы (включительно)	VI
	в) территория Чукотского автономного округа восточнее линии Марково – Усть-Белая – м. Шмидта и о. Врангеля (включительно)	V
	г) остальная территория области, за исключением территории юго-восточнее линии Парень – Гарманда (исключительно)	VI
	д) территория юго-восточнее линии Парень – Гарманда (включительно)	VI
53	Московская область и г. Москва	III
54	Мурманская область:	
	а) территория плато Расвумчорр (район апатит-нефелинового рудника "Центральный")	VI
	б) территория северо-восточнее линии Заполярный – Североморск - Каневка (включительно) и юго-восточнее линии Каневка - Кузомень (включительно)	IV
	в) остальная территория области	IV
55	Нижегородская область	IV
56	Новгородская область	III
57	Новосибирская область	V
58	Омская область	V
59	Оренбургская область	IV

60	Орловская область	III
61	Пензенская область	IV
62	Псковская область	II
63	Ростовская область	II
64	Рязанская область	III
65	Самарская область	IV
66	Саратовская область	III
67	Сахалинская область:	
	а) территория севернее линии Шахтерск – Поронайск (включительно), за исключением территории побережья Татарского пролива и Охотского моря	V
	б) территория побережья Татарского пролива и Охотского моря севернее линии Шахтерск – Поронайск (исключительно)	V
	в) территория южнее линии Шахтерск - Поронайск и севернее линии Холмск – Южно-Сахалинск (включительно), за исключением побережья Татарского пролива	IV
	г) территория побережья Татарского пролива между Шахтерск и Холмск	IV
	д) остальная территория острова, за исключением побережья между Холмск – Невельск	III
	е) территория побережья Татарского пролива между Холмск – Невельск (исключительно)	III
	ж) Курильские острова	II
68	Свердловская область	IV
69	Смоленская область	III
70	Тамбовская область	III
71	Тверская область	III
72	Томская область	V
73	Тульская область	III
74	Тюменская область	V
75	Ульяновская область	IV
76	Челябинская область	IV
77	Ярославская область	III
78	Еврейская автономная область	V
79	Ненецкий автономный округ:	
	а) территория южнее линии Кушкшара (исключая Кушкшара) – пересечение Северного Полярного круга с границей Республика Коми	IV
	б) территория севернее линии Кушкшара (включительно) - пересечение Северного Полярного круга с границей Коми – Ермица – Черная (исключая Черную) и о. Колгуев	IV
	в) территория восточнее линии Ермица – Черная (включительно) и о. Вайгач	V
80	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	V
81	Чукотский автономный округ:	
	а) территория восточнее линии Марково – Усть-Белая – м. Шмидта	V
	б) остальная территория округа	VI
82	Ямало-Ненецкий автономный округ	V

Таблица 10

Коэффициент влияния расстояния на транспортировку основных средств котельной

Расстояние, км	До 200	от 200 до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	От 1500 до 2000
Коэффициент влияния расстояния на транспортировку основных средств котельной	1,00	1,01	1,03	1,05	1,07

Таблица 11

Инвестиционные параметры

Наименование	Значение
Базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала	18,81 %
Базовый уровень ключевой ставки Банка России	12,64 %
Срок возврата инвестированного капитала	10 лет
Период амортизации котельной и тепловых сетей	15 лет

Штатная численность и базовый уровень оплаты труда персонала котельной

№ п/п	Должность (специальность, профессия)	Количество штатных единиц персонала котельной, производящей тепловую энергию с использованием топлива:			Базовый уровень ежемесячн ой оплаты труда персонала котельной, тыс. руб.	Кoeffи- циент загрузки, %	Базовый уровень ежемесячной оплаты труда персонала котельной с учетом коэффициента загрузки, тыс. руб.
		Природ- ный газ	Уголь	Мазут			
1	Начальник котельной	1	1	1	70	100	70
2	Старший оператор	5	5	5	40	50	20
3	Слесарь	1	1	1	40	100	40
4	Инженер- электрик	1	1	1	40	33	13
5	Инженер-химик	1	1	1	40	33	13
6	Инженер КИП	1	1	1	40	33	13
7	Машинист (кочегар) котельной	–	5	–	40	50	20
8	Итого	10	15	10	–	–	–

Таблица 13

Среднемесячная заработная плата работников организаций по отрасли «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» по г. Москва для расчета коэффициента корректировки базового уровня ежемесячной оплаты труда персонала котельной

Наименование	Значение
Величина среднемесячной заработной платы работников организаций по отрасли «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» по г. Москва, руб.	86941 ²

Таблица 14

Коэффициент расходов на плату за выбросы в атмосферный воздух котельной с использованием вида топлива уголь

Экономические районы Российской Федерации	Коэффициент расходов на плату за выбросы в атмосферный воздух котельной с использованием вида топлива уголь
Северный	0,0085
Северо-Западный	0,0114
Центральный	0,0149
Волго-Вятский	0,0083
Центрально-Черноземный	0,0119
Поволжский	0,0154
Северо-Кавказский	0,0146
Уральский	0,0149
Западно-Сибирский	0,0090
Восточно-Сибирский	0,0094
Дальневосточный	0,0058
Калининградская область	0,0121

² Указаны данные за 2015 год. в соответствии с официальными данными, опубликованными Федеральной службой государственной статистики.