

Приложение 2.31:

Електронен носител – компактдиск, с
неповерителен вариант на настоящото заявление

Бихме желали да отбележим, че в неповерителния вариант е заличена информация, представляваща лични данни, търговска и/или производствена тайна за дружеството. Личните данни са заличени на основание чл. 25, т. 2 от Общия регламент за защита на данните и чл.25ж., ал.1 от Закона за защита на личните данни.

Търговската и производствена тайна са заличени на основание чл.3. от Закона за защита на търговската тайна и чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията. Информацията е свързана със стопанската дейност и запазването ѝ в тайна е в интерес на дружеството, поради което тя следва да не бъде използвана или разгласявана неправомерно и без съгласието на управляващите от дружеството, което я предоставя.

В заявлението е обозначено със знак „X“ къде конкретно е поверителната информация

**Заявление по чл. 41, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на
електрическата енергия
Заявление по Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия**

ДО
ПРЕДСЕДАТЕЛЯ НА
КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО
И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

**ЗАЯВЛЕНИЕ
ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ
ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА И ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ
И/ИЛИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ**

От

“ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ” ЕАД,
(фирма на заявителя)

гр. Пловдив, ул. „Христо Г. Данов“ № 37
(седалище и адрес на управление)

4000, гр. Пловдив, общ. Пловдив, обл. Пловдив, район „Централен“, ул. „Христо Г. Данов“ № 37
(пълнен и точен адрес за кореспонденция)

ЕИК 115016602

телефон: 0 700 1 7898, факс: 032 99 00 10, e-mail: info@evn.bg

**в качеството си на титуляр на Лицензия за пренос на топлинна енергия № Л-010-05 от
17.10.2000г. и Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия № Л-506-03 от
31.10.2018г.,**

представявано от

Велко Куршумов
(имена съгласно документ за самоличност)

в качеството на **Изпълнителен член на Съвета на директорите**

и

Рихард Майсен

в качеството на **Председател на Съвета на директорите,**

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

1. Молим, на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, т. 8б, т. 17, чл. 30, ал. 1, т. 4, чл. 33а, чл. 34 и чл. 35 от
Закона за енергетиката, да утвърдите, считано от **01.07.2020г.** следните цени на „ЕВН БЪЛГАРИЯ
ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД:

1.1. Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода в размер на **107,55 лева/ MWh без ДДС;**

2.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ в размер на **106,55 лева/ MWh без ДДС;**

3.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ в размер на **106,55 лева/MWh без ДДС;**

4.1. Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин в размер на **150,46 лева/MWh без ДДС.**

2. Прилагаме следните документи:

2.1. Обосновка на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за нови цени на топлинна енергия, и електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторен период в сила от 01.07.2020г.;

2.2. Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019г.;

2.3. Обосновка на вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията;

2.4. Обосновка на предложеното от дружеството разпределение на оборотния капитал между електрическа и топлинна енергия;

2.5. Обосновка на заявеното от дружеството възстановяване на недовзет приход от топлинна енергия;

2.6. Обосновка на разходи за ремонт през новия ценови период 01.07.2020г. – 30.06.2021г.;

2.7. Обосновка на планираните приходи от услуги през новия ценови период 01.07.2019г. – 30.06.2020г.;

2.8. Обосновки на разходи:

2.8.1. за вода, електрическа енергия и консумативи за производството през новия ценови период 01.07.2020г. – 30.06.2021г.;

2.8.2. за консумативи за производство;

2.8.3. за електрическа енергия за собствени нужди на централата.

2.9. Обосновка на разпределение през новия ценови период 01.07.2020г. – 30.06.2021г. на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта;

2.10. Обосновка на прогнозните количества отпусната топлинна енергия към преноса и за собствено потребление спрямо 2019г.;

2.11. Обосновка за прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през 2020г. – 2021г.;

2.12. Обосновка за количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2019г.;

2.13. Отчетна информация от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за 2019г. и за ценовия период **01.07.2019г. – 30.06.2020г.**, във форма и съдържание съгласно **справки от № 1 до № 9** на приложение (модел) за лицензианти към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (т. I. 3 от Писмо, изх. № Е-14-00-З от 20.02.2020г. на КЕВР);

2.14. Приложение № 4:

2.14.1. обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за 2018г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата;

- 2.14.2.** обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за 2019г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата;
- 2.14.3.** обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за периода юли 2019г. – юни 2020г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата;
- 2.14.4.** отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите – общо и по тримесечия за 2018г.;
- 2.14.5.** отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите – общо и по тримесечия за 2019г.;
- 2.14.6.** отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите – общо и по тримесечия за 2018г.;
- 2.15. Приложение № 2** към ценовия модел за лицензиант:
 - 2.15.1.** Течни горива – мазут, газьол;
 - 2.15.2.** Средна цена на природния газ за отчетния период от 01.01.2019г. до 31.12.2019г. и от 01.01.2020г. до 30.06.2020г. (т. I. 6 от Писмо, изх. № Е-14-00-З от 20.02.2020г. на КЕВР);
- 2.16. Приложение № 5** към ценовия модел за лицензиант:
 - 2.16.1.** определяне на цена на природен газ по месеци за 2019г.;
 - 2.16.2.** за определяне на цена на природен газ по месеци за периода юли 2019г. – юни 2020г.;
- 2.17. Приложение № 6** към ценовия модел за лицензиант:
 - 2.17.1.** справка за продадените количества електрическа енергия към обществения доставчик и по свободно договорени цени за 2018г.;
 - 2.17.2.** справка за продадените количества електрическа енергия към обществения доставчик и по свободно договорени цени за 2019г.;
 - 2.17.3.** отчетна и прогнозна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за периода от 01.07.2019г. до 30.06.2020г. – общо и по тримесечия. (т. I. 5 и т. I. 7 от Писмо, изх. № Е-14-00-З от 20.02.2020г. на КЕВР);
- 2.18.** Доказателства за количествата закупени емисии парникови газове (CO₂) за 2019г. и за ценовия период от 01.07.2019г. – 30.06.2020г. и разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии парникови газове. Копия на верифицираните доклади на изпълнителната агенция по околна среда за 2019г. (т. I. 10 от Писмо, изх. № Е-14-00-З от 20.02.2020г. на КЕВР);
- 2.19.** Одитиран годишен финансов отчет за 2019г. на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД;
- 2.20.** Справки с отчетна информация за 2019г., съгласно Единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането; (т. I. 8 от Писмо, изх. № Е-14-00-З от 20.02.2020г. на КЕВР), както следва:
 - 2.20.1.** Таблица № 3-А/ЕССО 2019г., Общо условно постоянни разходи за дейността на дружеството;
 - 2.20.2.** Таблица № 3-Б/ЕССО 2019г., Производствени разходи за дейността;
 - 2.20.3.** Таблица № 3-В/ЕССО 2019г., Разходи за пренос и реализация на топлинна енергия;
 - 2.20.4.** Таблица 4-Б/ЕССО 2019г. Общо активи за производство на електрическа и топлинна енергия в експлоатация;
 - 2.20.5.** Таблица № 4-В/ЕССО 2019г. Общо активи за пренос и реализация на топлинна енергия в експлоатация;
 - 2.20.6.** Таблица 4-Г/ЕССО 2019г. Общо активи за производство на електрическа и топлинна енергия за бъдещо ползване;
 - 2.20.7.** Таблица № 4-Д / ЕССО 2019г. Общо активи за пренос и реализация на топлинна енергия за

бъдещо ползване;

2.20.8. Таблица № 5 / ЕССО 2019г. Капиталова структура и данъчни задължения;

2.20.9. Таблица №6 / ЕССО 2019г. Приходи, продажби на енергия и клиенти;

2.21. Отчетна информация от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за 2019г. и прогнозна информация за ценовия период **01.07.2020г. – 30.06.2021г.**, във форма и съдържание съгласно **справки от № 1 до № 9** на приложение (модел) за лицензианти към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (т. II. 1 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020г. на КЕВР);

2.22. Обобщена справка за прогнозно брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за периода юли 2020г. – юни 2021г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата;

2.23. Приложение № 3 към ценовия модел за лицензиант: отчет и анализ на изпълнените и планирани условно постоянни разходи, ремонти и инвестиции за прогноза в цени от 01.07.2019г., отчет 2019г., отчет за ценови период от 01.07.2019г. – 30.06.2020г. и прогноза в цени от 01.07.2020г.

2.24. Искане по чл. 35, ал. 3 от Закона за енергетиката, за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период: м. юли 2020г. – м. юни 2021г.;

2.25. Договори (т. II. 5 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020г. на КЕВР):

2.25.1. Договор за компенсиране с премии № ВЕКП-16 от 28.06.2018г., сключен между ЕВН ТР и фонд „Сигурност на електроенергийната система“;

2.25.2. Договор за участие на борсов пазар на електрическа енергия № 28 от 09.02.2018г.;

2.25.3. Договор за участие на централизиран пазар за покупко – продажба на електрическа енергия посредством двустранни договори № 86 от 12.07.2018г.;

2.25.4. XXX

2.25.5. XXX

2.26. Договори за доставка на горива с всички приложения към тях (т. II. 6 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 21.03.2019г. на КЕВР):

2.26.1. XXX;

2.26.2. XXX;

2.26.3. Борсов договор № 43 от 15.11.2017г. за покупко-продажба на стоки чрез посредничеството на членове на национална стокова борса;

2.26.4. Борсов договор № 44 от 15.11.2017г. за покупко-продажба на стоки чрез посредничеството на членове на национална стокова борса;

2.27. Формуляри за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации с прогнозни количества емисии парникови газове и безплатно разпределение квоти за ценовия период от 01.07.2020г. – 30.06.2021г. (т. II. 8 от писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.03.2020г. на КЕВР);

2.28. Действащи комплексни разрешителни за инсталациите, издадени от МОСВ (т. II. 9 от писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.03.2020г. на КЕВР);

2.29. Удостоверение, изх. № 2020031711172525/17.03.2020г. на Агенция по вписванията;

2.30. Копия от публикации за оповестяване, съгласно чл. 36а от ЗЕ и чл. 29 от НРЦТЕ – публикации във в. Марица, на интернет-страницата на дружеството и в ЕВН Офиси (т. II. 7 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.03.2020г. на КЕВР);

2.31. Електронен носител – компактдиск, с неверителен вариант на настоящото заявление;

2.32. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението (т. II. 10 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 21.03.2019г. на КЕВР);

Желая да получа Решението на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) по следния начин:

- ☐ на място в сградата на КЕВР, на адрес: гр. София, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10;
☒ чрез куриер/лицензиран пощенски оператор на посочения адрес за кореспонденция;
☐ по електронен път, на посочен електронен адрес, който позволява получаване на съобщение, съдържащо информация за изтегляне на съставения документ от информационна система за връчване:

(посочва се електронен адрес)

☐ факс:

(Моля, отбележете Вашето желание чрез натискане в едно от квадратчетата ☒)

Задължавам се да представя всички документи, които КЕВР ми поиска допълнително в съответствие с изискванията на действащата нормативна уредба.

Дата:

Подпис:
Велко Куршумов
Изпълнителен член на Съвета на директорите

Подпис:
Рихард Майсен
Председател на Съвета на директорите



Д Е К Л А Р А Ц И Я *

Долуподписаният
(трите имена по документ за самоличност)

в качеството ми на
(длъжност)

ДЕКЛАРИРАМ, че предоставената информация е вярна и точна.
Известно ми е, че за неверни данни и обстоятелства нося отговорност по чл. 311 от Наказателния кодекс.
Задължавам се да уведомя КЕВР в 7-дневен срок от настъпването на промяна в декларираните данни и обстоятелства.

Дата:

Подпис:

*Декларацията се попълва в случай, че заявлението и приложените документи към него се подават по електронен път чрез Единния портал за предоставяне на информация и услуги от КЕВР

П Ъ Л Н О М О Щ Н О

За представител, който да представлява „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД в отношенията с КЕВР,

упълномощаваме

XXXXX XXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

(имена съгласно документ за самоличност)

ЕГН/ЛНЧ XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX,

*роден/а на В
(дд.мм.гггг) (град, държава)

(*попълва се за пълномощници, които нямат присвоен ЕГН или ЛНЧ)

документ за самоличност № XXXXXXXXXXX, издаден на XXXXXXXXXXXXXXXX от МВР - XXXXXXXXXXX,
(дд.мм.гггг) (орган по издаване)

Дата: _____

Подпис: _____ X
Велко Куршумов
Изпълнителен член на Съвета на директорите

Подпис: _____ X
Рихард Майсен
Председател на Съвета на директорите



Приложение 2.1:

Обосновка на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД
за нови цени на топлинна енергия и електрическа
енергия от комбинирано производство за
регулаторен период в сила от 01.07.2020г.

ОБОСНОВКА
НА „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД
ЗА НОВИ ЦЕНИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ КОМБИНИРАНО
ПРОИЗВОДСТВО ЗА РЕГУЛАТОРЕН ПЕРИОД В СИЛА ОТ 01.07.2020г.

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,
УВАЖАЕМИ ЧЛЕНОВЕ НА КОМИСИЯТА,

В съответствие с чл. 26 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и чл. 24 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД приложено представя обосновка към заявление за утвърждаване на цени на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и на електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторен период, в сила от 01.07.2020 г.

I. Изходна ситуация и нормативни основания при подаване на заявление за определяне на цените за третия регулаторен период от 01.07.2020 г.:

- ▶ Регулиране чрез метод "Норма на възвръщаемост";
 - ▶ Регулаторен период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.;
 - ▶ Обща норма на възвръщаемост на капитала преди данъци – XXXX %, при норма на възвръщаемост на собствения капитал от XXXXX % на база Решение Ц-18 от 01.07.2019 на Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР);
 - ▶ Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ, като резултат призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на база цената на придобиването им; стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т. ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др; амортизация, определена за регулаторни цели за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод; необходимия оборотен капитал и прогнозния размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период, в случаите на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2.;
 - ▶ Планирани продажби на топлинна енергия в размер на XXXXXX MWh. Планираме увеличение от XXXXXX% % спрямо отчета за 2019 г., на база нормални средногодишни външни температури за региона на Пловдив през следващия ценови период;
 - ▶ Размер на технологичните разходи XXXXXX MWh или 30% от производството на топлинна енергия – (планиран спад от XXXXXX процентни пункта спрямо базисната 2019 г. поради извършени инвестиции в топлофикационната мрежа и очаквано повишено количество на продажбите);
 - ▶ Планирани продажби на електрическа енергия XXXXXXXX MWh (намаление от XXXXXXXX % спрямо 2019 г., като прогнозата е за XXXXXX MWh да са комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство, а XXXXXXXXXX MWh да са комбинирана електрическа енергия;
- В указанията относно извършване на изчисленията за прогнозния период 01.06.2020г.-31.07.2021г. предоставени от КЕВР с писмо относно Регулаторен преглед на цени и/или електрическа енергия на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 20.02.2020 е поставено условие за прогнозните ценови параметри на природния газ, а именно действащата цена към момента на подаване на заявлението. На 2 март 2020 г. между „Булгаргаз“ ЕАД и ООО „Газпром экспорт“ е подписано Допълнение № 13 към Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г. за доставка на природен газ (Договор № 02-12-13 от 15.11.2012 г.), според което считано от 05 август 2019 г., цената на природния газ се изчислява всеки месец и се образува по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна компонента и хъбова индексация. В следствие на променените обстоятелства на 17.03.2020г. КЕВР публикува доклад с извършен анализ, въз основа, на който, цената за месец април 2020 г., по която общественият доставчик следва да продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 26,21 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС). Поради голямата разлика, между действащата към момента цена на природния газ и изчислената

от КЕВР цена, дружеството счита за коректно да извършва необходимите за заявлението калкулации с цена на природния газ в размер на 26.21 лв./MWh (без ДДС и акциз);

- ▶ Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и е съобразена производствена програма на дружеството;
- ▶ Калкулирани са разходи от XXXXXXXX хил.лв. за акциз на природния газ, съгласно указанията и стойността посочена в модела за калкулация на цените;
- ▶ Цена на произведената от високоефективно комбинирано производство ел. енергия – преференциална цена;
- ▶ Цена на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП съгласно подхода приет с Решение Ц-18 на КЕВР от 01.07.2019 г.;
- ▶ Оборотен капитал – поради факта, че с коефициент от XXXXXXXX дни оборотния капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2020г.–30.06.2021г. е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи;
- ▶ Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ се планират на база на отчетните количества небаланси от 2019 г., остойностени с планови цени за новия регулаторен период;
- ▶ Калкулация и признаване на разходи от XXXXXXXXXX за балансиране по договор за продажба на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД;

II. Ценообразуващи елементи и образуване на цени, в сила от 01.07.2020г.

1. Разход за природен газ в размер на **XXXXX хил.лева**, при цена от 26.21 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Доклад на КЕВР от 17.03.2020 и цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа - 2,38 лв./MWh;
2. Условно - постоянни разходи в размер на **XXXXX хил. лв.**, дадени подробно в таблицата по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Отчет за базовата 2019 г.	Прогноза в цени XI-ти РП 01.07.2020 г.	Разлика XI РП – 2019 г.
1	2	3	7	8	9 = 8- 7
I	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

3. Увеличение на разходите за амортизация отразяващи инвестициите извършени от Дружеството и полезния живот на съществуващите активи. Разходите за ремонт се планира намалееят спрямо отчетните разходи от 2019 година.

1	Разходи за амортизации	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

4. Планира се увеличение на разходи свързани с персонала през 2020 г., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения.

3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
4	Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват с 6.9 % до 8 145 хил. лв., като основните групи от разходи, включени в този компонент, са изброени в таблицата. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2019г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 3.1% за периода януари - декември 2019г. спрямо периода януари - декември 2018 г. В разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, също така са включени разходи за щети от недовзет приход от топлинна енергия в размер на 289,4 хил. лв.

5	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	в това число за:				
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.2.	Работно облекло	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.5.	Застраховки	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.6.	Данъци и такси	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.10.	Наеми	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.11.	Проверка на уреди	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.15.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.16.	Охрана на труда	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.17.	Служебни карти и пътувания	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.18.	Командировки	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.19.	Услуги граждански договори	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.20.	Разходи за публикации	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.21.	Изпитания на съоръженията	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.22.	Разходи за лицензионни такси	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.23.	Такса събрано инкасо	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.24.	Обезщетения по КТ	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.25.	Разходи за обучения	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.26.	Разходи за реклама	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Вътрешногрупови услуги		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.27.	Мениджърски и консултантски	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.28.	Счетоводство и др. фин. Дейности	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.29.	- IT и телекомуникация	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.30.	Човешки ресурси	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.31.	Правни и корпоративни въпроси	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.32.	Покупки и склад	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.33.	Други административни услуги	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.34.	Фактуриране	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.35.	Клиентско обслужване	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.36.	Технически услуги	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.37.	Представителни разходи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.38.	Обслужване на банкови сметки	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.39.	Други разходи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.40.	Щети от недовзет приход от топлинна енергия	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
5.41.	Разходи - Координатор на балансираща група	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

6. Променливите разходи намаляват с XXXXX % до XXXXX хил.лева, дадени подробно в таблиците по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Отчет за базовата 2016 г.	Прогноза в цени VIII-ти РП 01.07.2017 г.	Разлика VIII РП – 2016 г.
1	2	3	7	8	9 = 8- 7
II	ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

7. Намаление на разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно доклад на КЕВР от 17.03.2020. Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Не се прогнозира разходи за външни услуги в променливите разходи. Разхода за акциз на природния газ възлизат на 1 158 хил. лв.

	в това число за:				
1	Разходи за материали	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Разходи за външни услуги	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	Акциз на природния газ ОБЩО в т.ч.:	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

8. В изпълнение на ангажиментите си към „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 до 2020 г.“ („НПИ“) и съгласно изискванията на НАРЕДБА за организацията и контрола на изпълнение, механизма за предоставяне и начина на разходване на средствата за изпълнение на Националния план за инвестиции на Република България, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е депозирала в Министерство на енергетиката искане за предоставяне на безплатни квоти за емисии на парникови газове разпределени на Дружеството за 2019г. съгласно Раздел С.3. „Баланс“ от НПИ.

Националният план за инвестиции е приет на заседание на Министерския съвет на 28.09.2011 г. и утвърден с Решение С(2012) 4560 от 06.07.2012 г. и Решение С(2013) 8455 final от 04.12.2013 г., на Европейската комисия за разпределяне на безплатни квоти на емисии на парникови газове в съответствие с член 10в от Директива 2003/87/ЕО в замяна на инвестиции за модернизация на производство на електрическа енергия и в енергийна инфраструктура. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено и в **Националните мерки за изпълнение** за преходното безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове, в съответствие с Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, в които са определени разпределените количества безплатни квоти за CO₂ емисии на инсталациите, генерирани само от топлопроизводство, за целият 3-ти период на ЕСТЕ – 2013г. – 2020г.

Представяме актуален статус на квотите/емисиите за 2019 г.:

	Общо	север	юг
Остатък от минали периоди	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Закупено през 2019	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Средна ед. цена на закупени емисии на парникови газове (лв. / тон CO ₂)	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
безплатни Q EUAs за 2019	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Дерогация за 2019 (все още не е получена по сметката на ЕВН към 23.03.2020)	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Емитирано през 2019	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
остатък от 2019 към 30.04.2020	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

За периода 2020г.-2021г., Дружеството включва очаквани разходи за емисии от парникови газове (CO2) съгласно писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-3 / 20.02.2020г.:

5	Разходи за емисии парникови газове (CO2)	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
---	--	----------	--------	--------	--------

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, се определят като от емисиите на парникови газове (CO2) за производството се приспадат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите съгласно писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-3 / 20.02.2020г. (25 евро/тон).

	стойност	Общо	Север	Юг
Остатък от 2019 към 30.04.2020		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Разрешени Q EUAs за 2020 (заредени на 20.02.2020)		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Разрешени Q EUAs за 2020 (все още не са заредени в регистъра към 23.03.2020)*		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Очаквано салдо след 30.04.2019		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Очаквани емисии за 2020		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Очаквано салдо към 01.01.2021		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Разрешени Q EUAs за 2021 (все още не е известно безплатното разпределение 2021-2025)		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Емитирани Q EUAs до 30.06.2021		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Очаквано салдо към 30.06.2021		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
За закупуване до 30.06.2020		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Цена (BGN/t)		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Разходи за закупуване (BGN)		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

*На база резултатите от направените изчисления за равнището на активност, бе установено, че инсталацията ОЦ „Пловдив-Юг“ попада в категорията „Частично спиране на експлоатацията“ по смисъла на чл. 23 на Решение № 278/2011/ЕС. В тази връзка е входиран в МОСВ попълнен Формуляр за нови участници и промени в капацитета и равнището на активност на инсталациите, където безплатно разпределените квоти за 2020 г. са преизчислени. Към 23.03.2020 г. все още не е получено потвърждение от ЕК за новото безплатно разпределение и не са преведени по сметката в регистъра безплатните квоти на ОЦ Юг за 2020 г. В таблицата е попълнено очакваното количество квоти след преизчислението.

- Разходите предизвикани за балансиране по правила за търговия с ЕЕ се оценяват на XXXXX хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на XXXXX% от планираните продажби на електроенергия остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2019 г..

6	Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
---	--	----------	--------	--------	--------

10. Калкулация и признаване на разходи от XXXXX хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ предвиден за консумация по XXXX% от неговата стойност. Към заявлението за цените прилагаме валидния подписан договор с Булгаргаз ЕАД, съдържащ клаузите за небаланс.

7	Разходи за балансиране - Природен Газ	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
---	---------------------------------------	----------	--------	--------	--------

11. Разходите за достъп и пренос през електропреносната мрежа са калкулирани на както планираните количества продадена електрическа енергия са остойностени по текущата цена от 2,12 лева/MWh. Дружеството счита, че тези разходи са пряко свързани с изпълнението на лицензионната дейност и следва да бъдат включени в ценообразуването, като част от необходимите годишни приходи.

8	Достъп и пренос през електропреносната мрежа	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
---	--	----------	--------	--------	--------

Бележка: Съгласно указанията на КЕВР, поради добавените редове за „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ“, „Разходи за балансиране - Природен Газ“ и „Достъп и пренос през електропреносната мрежа“ в Справка 1 „Разходи“ към променливите разходи от модела за ценообразуване, се наложи да бъде променена формулата в клетка „F 109“ в Справка 4 „ТИП-ПРОИЗ“ от модела за ценообразуване. Формулата е така променена, че „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ“ (клетка „G 98“ в справка 1 „Разходи“) и „Достъп и пренос през електропреносната мрежа“ (клетка „G 100“ в справка 1 „Разходи“) да бъдат ценообразуващ елемент само в цената на ел. енергия, защото според нас тези разходи се отнасят пряко към производството и продажба на ел. енергия. „Разходи за балансиране - Природен Газ“ (клетка „G 99“ в справка 1 „Разходи“) пък следва да се разпределят между производството на двата продукта ел. енергия и топлинна енергия чрез коефициент.

Поради промяната в закона за енергетика през 2015 г. (промяна на периода за отчитане на ефективността от годишна на месечна база), дружеството ще произвежда и продава през новия регулаторен период освен високоефективна комбинирана електрическа енергия на преференциална цена, съответно и невисокоефективна комбинирана електрическа енергия на пазарни цени. Във връзка с това се наложи да бъде променена формулата в клетка „F 110“ в Справка 4 „ТИП-ПРОИЗ“ от модела за ценообразуване. Запазена е логиката на ценообразуване на модела на КЕВР, преференциалната цената да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Продажната цена е определена от КЕВР с Решение Ц18 от 01.07.2019 г. съгласно писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-3 / 20.02.2020г (90,49 лв./MWh). Тази цена е вписана в клетки F119 в Справка 4 „ТИП-ПРОИЗ“ като цена за комбинирана електрическа енергия съгласно глава трета, раздел I т.Б чл. 19 от Указания-НВ и F120 в Справка 4 „ТИП-ПРОИЗ“ като цена за некомбинирана електрическа енергия съгласно глава трета, раздел I т.Б чл. 20 от Указания-НВ.

12. Възвръщаемост в размер на XXXXX хил.лв., при норма на възвръщаемост на собствения капитал от XXXXX% преди данъци, равна на определената от КЕВР за предходния ценови период, съгласно писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-3 / 20.02.2020г.

Норма на възвръщаемост на привлечения капитал преди данъци от XXXXX% и данък печалба от 10%;

13. Количества на продажбите:

1. топлинна енергия XXXXX MWh;

2. електрическа енергия:

ТЕЦ – Пловдив – Север е централа за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, с обособени 2 инсталации съгласно изискванията на Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия:

Инсталация 1: КПГЦ отговаря на инсталация по чл. 2, т. 5 от Наредба № РД-16-267 – представляваща комбиниран парогазов цикъл и включваща: газова турбина с електрически генератор с номинална мощност 30 MWe, котел-утилизатор с допълнителна горивна система към него за производство на прегрята пара и парна турбина (ТГ-4) с противоналягане с бойлер-кондензатор и електрически генератор с номинална мощност 19,6 MWe.

Инсталация 2: ТГ-2 отговаря на инсталация по чл. 2, т. 2 от Наредба № РД-16-267 – представляваща парна турбина с противоналягане с бойлер-кондензатор с един регулируем пароотбор и електрически генератор с номинална мощност 30 MWe;

Произвежданата електрическа енергия и от двете инсталации е изцяло по комбиниран способ. Общата инсталирана електрическа мощност на съоръженията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е **80 MW**.

Съгласно Наредба № РД-16-267 и издаваните сертификати от КЕВР до настоящия момент, инсталациите произвеждат електроенергия:

– високоефективна комбинирана електрическа енергия XXXXXXXX MWh

– Комбинирана електроенергия без постигнати показатели за БЕКП XXXXXXXX MWh

14. Необходими приходи – XXXXXX хил.лв.;

III. Предложение за тарифна структура на цени в сила от 01.07.2020 г.:

При подготовката на заявлението за цени за нов регулаторен период „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД представя справки от №1 до №9 съгласно Указанията на ДКЕВР приети с протоколно Решение № 95 от 25.05.2015 г. по т. 8 на КЕВР и приложения изискани с писмо от КЕВР с изх. № Е-14-00-3 / 20.02.2020г.

След анализ на така получената прогнозна еднокомпонентна цена на топлинна енергия и преференциална цената на произведената електрическа енергия, предлагаме на КЕВР да утвърди следните цени:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	Лева / МВтч без ДДС
Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:	107,55
За доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл.151, ал.1 от ЗЕ отстъпката е 1 лев / МВтч без ДДС, като цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода е:	106,55
Преференциална цена на електрическата енергия произведена по комбиниран начин:	150,46

Разпоредбата на чл.31 от ЗЕ ни насочва, че при изпълнение на процедурите по ценово регулиране цените на енергийните предприятия трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за

дейността им и да осигуряват обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Предвид икономическата ситуация в страната и основните цели пред дружеството за запазване на клиентите и сигурността на топлоснабдяването чрез оптимизиране на разходите, дружеството ще работи за развитие на клиентско-ориентирана тарифна структура при еднокомпонентна цена на топлинната енергия.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020 г.



Рихард Майсен
Председател на
Съвета на директорите

Приложение 2.2:

Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019г.

Обосновка

на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019г.

Стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ и включва следните елементи

$RBA = A - \Phi - AM + OK + I$,

където:

RBA е регулаторна база на активите;

A – призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на **придобиването им**;

Φ – стойност на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т. ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

AM – амортизация, определена за регулаторни цели за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

OK – необходим оборотен капитал;

I – прогнозен размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период, в случаите на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2.

Като следствие от гореизложеното балансовата стойност на активите следва да се изчисли, като резултат от A – призната стойност на активите и AM – амортизация,

В допълнение, съгласно глава 2, раздел II, чл. 26 от „Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ призната стойност на активите (A), е признатата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейностите. За регулаторния период, признатата стойност на активите **не включва** преценка на дълготрайни (нетекущи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност.

За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ

Активите в ценово заявление за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 са базирани на одобрените с Ценово решение Ц-18/01.07.2019, като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.

Отчетна или намерена стойност	Баланс без ефекти от обезценки	Регулирана дейност Включена в ценово заявление	Нерегулирана дейност и некапитализирани
Баланс към 1 Януари 2018	XXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX
Придобити	XXXXXX		
Отписани	XXXXXX		
Провизия	-		
Трансфери	-		
Рекласификация	-		
Баланс към 31 декември 2018 (Решение Ц-18/01.07.2019)	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX
Баланс към 1 Януари 2019	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX
Придобити	XXXXXX		
Отписани	XXXXXX		
Провизия	XXXXXX		

Трансфери	XXXXXX		
Рекласификация	XXXXXX		
Баланс към 31 декември 2019 (Текущо ценово заявление)	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Амортизации и загуби от обезценка			
Баланс към 1 Януари 2018	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Амортизация за годината	XXXXXX		
Загуби от обезценка	XXXXXX		
Отписани	XXXXXX		
Рекласификация	XXXXXX		
Баланс към 31 декември 2018 (Решение Ц-18/01.07.2019)	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Баланс към 1 Януари 2019	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Амортизация за годината	XXXXXX		
Загуби от обезценка	XXXXXX		
Отписани	XXXXXX)		
Рекласификация	XXXXXX		
Баланс към 31 декември 2019 (Текущо ценово заявление)	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Балансова стойност			
Към 1 Януари 2018	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Към 31 декември 2018	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Към 1 Януари 2019	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
Към 31 декември 2019	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

Основни позиции са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ Север, ОЦ Юг) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се представя в таблица 4 „РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА И ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ“ от Справка 2 – „РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ДРУЖЕСТВО“, като стойността им се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с коефициента „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за ел. и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

Активите на производствена централа ОЦ „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към регулаторната база на активи, свързани с преноса на топлинна енергия.

Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2019 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода Януари-Декември 2019г. съотношението на

отработените часове за дейности свързани с производство са XXXXXXXX., а тези свързани с пренос XXXXXXXX. На тази база XXXXXXXX% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а XXXXXXXX% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената стойност за производството след това се разпределя между производство на топлинна енергия и производство на електрическа енергия с коефициент „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за ел. и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил: /.....

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020г.



Рихард Майсен
Председател на
Съвета на директорите

Приложение 2.3:

Обосновка на вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Обосновка

на вътрешно-груповите разходи пряко свързани с дейността по лицензията

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (Дружеството) е планирало за текущата 2020 година да използва проектно-консултантски услуги, административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват от една страна (i) проектно ориентирани услуги, и от друга страна текущи (ii) административни и (iii) технически услуги и (iv) услуги по договор за командироване на персонал подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на Дружеството.

Проектно-консултантски услуги

Под „проектно ориентирани услуги“ се разбира работа по конкретно одобрен проект от инвестиционната и ремонтна програма за 2020 година на Дружеството ни, или проект с одобрена проектна структура, бюджет и план за действие от Управителния съвет на Дружеството или IT проекти, с които да се осъществи консултация относно безпроблемното функциониране на конкретен софтуерен продукт.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите, необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка.

Счетоводство и други финансово административни услуги

Стойността на всички планирани услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството.

Планираните финансови административни услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на счетоводството и други финансови услуги, включват изброените по-долу дейности:

- услуги по оперативно счетоводство- администриране на счетоводни документи; изготвяне на финансови отчети; обновяване на счетоводна политика и инструкции; осчетоводяване на документите- кредитори, дебитори; осчетоводяване на ДА и ММП; осчетоводяване на материални запаси; контрол и анализ на счетоводните записи; актуализиране на структурата на ЕРП с-ма; поддръжка на база данни; контакт с финансови институции; участие и работа с проверяващите екипи;
- услуги по данъчни въпроси- съставяне и анализ справки за данъци; съставяне и анализ годишни данъци; осчетоводяване и анализ отсрочени данъци; изчисляване и анализ разходи по ЗКПО; съставяне и подаване декларации по ЗКПО, ДДС, ЗАДС, ЗМДТ; съставяне на платежни док-ти за данъци; изчисляване на ДДС в др.случаи;
- услуги по контролинг- разработване на бюджети и прогнози; калкулация и анализ на икономическа ефективност; изготвяне на месечни отчети и анализи; отговорност и поддръжка на MIS; калкулация

и анализ на разходите; калкулация на груповите услуги; изготвяне на правила за алокация; поддържане на данни в SAP Контролинг; кал-я на цените на услугите за 3-ти лица;

- услуги по администриране на финансовите средства (трежъри)- мониторинг на ликвидността; контакти с банките; ежедневни операции по банковите сметки; ежедневна отчетност баланса по сметки; администриране на банкови депозити; администриране на банкови кредити; администриране получени гаранции; обслужване на предоставени гаранции;

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXXX%, изчислена върху разходите.

Правни и корпоративни въпроси

Планираните правни и корпоративни услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД, чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост, предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на услугите по правни и корпоративни въпроси включват изброените по-долу дейности:

- подготовка на юридически становища
- участие в и съдействие при преговори
- правно съдействие за подготовка на документи
- подготовка на проекти по съдебни дела
- съдействие изготвяне на официални док-ти
- съдействие по регистрирани производства
- съдействие на дружество-ЗОП
- съдействие на дружество-застраховки
- съдействие на дружество-процеси и правила със задължителен характер
- съдействие на дружество-концепции
- съдействие на дружество-проекти
- съдействие-КСО
- съдействие чрез медиация
- съдействие регулаторна рамка
- административно-техническо съдействие
- деловодна и архивна дейност
- съдействие при писмени и устни преводи

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в чиято стойност се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXX, изчислена върху разходите.

Покупки и склад

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на материалното снабдяване и складиране включват изброените по-долу дейности:

- съдействие при изготвяне на възложения по смисъла на ЗОП. Изготвяне на необходима документация при подготовка и провеждане на обществени поръчки
- наблюдение и анализ на пазарните условия с цел да се осигури възможност на Дружеството-заявител да получи информация, съответстваща на идентифицираната необходимост от доставка на стока или услуга и достатъчна за избор на конкретен доставчик
- подбор на подходящи обществени поръчки за прилагането на конкретен ред за провеждане и възлагане на обществени поръчки; съдействие за тяхното оповестяване
- водене на преговори за сключване договори за доставка на стоки и услуги
- координация и администрация на дейности свързани с функционирането на складове за материали
- поддръжка на база данни за доставчици и материали
- услуги по инфраструктура
 - портиерна служба и охрана;
 - закупуване, инвентаризация и поддръжка на офис
 - управление на инфраструктурни съоръжения- водене, поддръжка, преустройство и пускане в експлоатация на всички съоръжения
 - управление на сгради и строителни съоръжения
 - техническата поддръжка на офис оборудване

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXX, изчислена върху разходите.

ИТ и телекомуникация

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на информационните технологии и телекомуникации изброените по-долу дейности:

- съдействие за осигуряване на правилно, непрекъснато и сигурно функциониране на информационни процеси, както и администрация и координация на дейности, свързани с тяхното функциониране в дружеството
- изготвяне на справки от бизнес системите и формуляри за масов печат
- business intelligence и консултиране
- съблюдаване и прилагане на политиката на дружеството за сигурност
- документиране на процесите за промени, инциденти, hot line, статистика и анализи
- съдействие в осъществяването на дейности за реализация на проекти и работни задачи, свързани с изработването на концепции в различни проектни фази – в предпроектната подготовка, в реализацията на конкретен проект и в последващо имплементиране на завършени (реализирани) с проекта продукти, процеси и др.
- разработване и администрация на интерфейси за обмен на информация между различни бизнес системи и доставчици
- разработване на приложения спрямо задания на дружеството
- професионално консултиране на дружеството при работа с външни доставчици на ИТК услуги
- администриране и координация на дейности, свързани с изграждането, функционирането и поддръжката на мрежовата инфраструктура (LAN, WAN)
- администрация и поддръжка при осигуряването на сървърни услуги

- helpdesk услуга – цялостно съдействие в поддръжката на периферията за всяко работно място (PC's и Notebooks, GSM, фиксирана телефонна услуга и факс, принтери, Blackberry, HNU устройства и др.)
- съдействие в извършването на дейности, свързани с изпълнението на лицензионни задължения по отношение на ИТК средата за дружеството, както и в изработването и прилагането на концепции, свързани с развитието на ИКТ средата;

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXX, изчислена върху разходите.

Човешки ресурси

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на човешките ресурси включват изброените по-долу дейности:

- оперативно планиране на персонала
- подбор на персонал
- организация и провеждане на обучения на сътрудници
- подготовка на всички документи, свързани с администрирането на персонала и трудовите отношения
- изготвяне на документи за разплащане на възнаграждения, заплати и пенсии на персонала
- изготвяне и водене на статистика за персонала
- идентификация на нуждите, изготвяне на планове и програми за обучение
- преговори с организации, представляващи и защитаващи интересите на работници и служители

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXX, изчислена върху разходите.

Фактуриране

Планираните услуги по дейност фактуриране се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно който ЕВН Център за услуги ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя услуги, чийто обхват и съдържание относно дейността фактуриране включват съдействие при/в:

- управление на база данни и фактуриране,
- въвеждане и промяна на база данни
- фактуриране и проверка на качеството
- коригиране на всички фактури
- управление на дейностите по процесите
- създаване на продукционни планове
- поддръжка и актуализация на формулярите
- въвеждане, обработка и изпращане на фактури, електронни фактури, SMS и e-mail

- координиране и поддръжка на HELPDESK
- управление на длъжници:
- банкови плащания, Директен дебит
- поддържане на контакт с външни контрагенти
- осчетоводяване на касиерски вноски
- корекция на плащания;
- управление на процесите за събиране
- управление на процеса по разсрочване
- събиране на вземания
- администрация на съдебни вземания
- анализ и контрол по процесите, свързани с осчетоводяване на плащания по граждански и изпълнителни дела, при спазване на установени правила
- контролиране и планиране на подготовката на документи за събиране на задълженията
- изготвяне на отговори при запитвания

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в чиято стойност се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXX, изчислена върху разходите.

Клиентско обслужване

Планираните услуги по дейност фактуриране се основават на сключен договор за административни услуги между „EVN Център за услуги“ ЕООД и „EVN България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., и сключен договор за услуги между „EVN Център за услуги“ ЕООД и „EVN България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно които „EVN Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги, чийто обхват и съдържание относно дейността фактуриране включват съдействие при/в:

- обслужване на клиенти по телефон, писмено (e-mail) и при личен контакт (клиентски запитвания и общи консултации)
- координация на сигнали при аварии
- управление на жалби – администриране, координиране и управление
- кампаниен мениджмънт
- извършване на отчети и анализи на клиентските контакти
- услуги по подобрене на обслужването
- координиране на външен контрол
- планиране Енергийна ефективност
- организиране специализирани изложения
- връзки с клиентски организации

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в чиято стойност се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на XXXXX, изчислена върху разходите.

Технически услуги

Посочената сума за технически услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството. Планираните технически услуги се основават на сключен договор между „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „EVN България

Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г. и сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011г., съгласно които „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги, чийто обхват и съдържание относно дейността фактуриране включват съдействие при/в:

Услугите, предоставяни от „Електроразпределение Юг“ ЕАД се класифицират в следните видове дейности:

- безопасност на труда
 - провеждане на периодични изпити по безопасност на труда
 - провеждане на обучения за работа под напрежение и други, свързани с безопасността на труда
 - съвместна работа със Служба трудова медицина във връзка с лични предпазни средства, проверка на критериите за безопасност на труда
 - заключващи системи - организация, одобрение и контрол
- услуги по управление на измервателните данни
 - управление на измервателните данни
 - осъществяване на стандартизация, снабдяване, контрол и следене качеството на измервателните уреди
 - изготвяне на директиви за изм.уреди
 - планиране, пускане в експлоатация уреди
 - управление данните от измервателни уреди
 - справки за измервателни уреди
- диспечерски услуги
 - съдействие при управление на топлопреносната мрежа
 - определяне на режимните условия при топлопреносната мрежа
 - указанията за експлоатация на топлопреносната мрежа
 - съгласуване с големи клиенти
 - непрекъснат контакт с ползватели на топлопреносната мрежа
 - контрол и управление на обекти в SCADA
 - ликвидиране на нарушенията в топлопреносната мрежа
 - изготвяне документи ДКВЕР и МИЕТ

Методиката за ценообразуване включва систематиката за калкулация по метода на „увеличената стойност“, за прилагането на която се калкулира и съответно фактурира договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на XXXXX (XX процента) от реалната стойност на услугата. В стойността на услугата (цената на услугата) се включват всички директни и индиректни разходи, необходими за извършването на конкретната услуга. Всички услуги описани в приложения по-горе се калкулират на база на отработени часове за всяка конкретна услуга.

Услуги по договор за командироване на персонал

Планираните услуги, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал, се основават на сключен договор за командироване на персонал в ЕВН България Топлофикация ЕАД и ЕВН АГ, Австрия от 01.01.2005г., съгласно които ЕВН АГ Австрия предоставя на Дружеството ни персонал, който приема инструкциите на Дружеството ни за периода на командироване и ние упражняваме контрол върху извършената му работа на база определено работно място, чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

Час от предоставения персонал от страна на EVN АГ Австрия действа в качеството си на управител, който изпълнява властнически функции в рамките на нашето българско дружество и съответно възлага и контролира цялата дейност.

От данъчна гледна точка, „EVN България Топлофикация“ ЕАД се счита за работодател на полагащите труд австрийски физически лица, съгласно § 1, т. 27 от ДР на ЗДДФЛ, а правоотношенията между страните се квалифицират като трудови по смисъла на § 1, т. 26, б. „з“ от ДР на ЗДДФЛ. Респективно облагането се извършва по общия ред на ЗДДФЛ.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода „разходи плюс“, в чиято стойност се включват всички действителни разходи на персонала по време на периода на назначаването и се добавя надценка в размер на 3%.

„EVN България Топлофикация“ ЕАД

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите



Рихард Майсен
Председател на Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020г.

Приложение 2.4:

Обосновка на предложеното от дружеството разпределение на оборотния капитал между електрическа и топлинна енергия

**Обосновка на предложеното от дружеството разпределение на оборотния капитал между
електрическа и топлинна енергия**

Оборотният капитал е калкулиран чрез коефициент, изчислен на базата на т.нар. „Нетен цикъл на оборотния капитал“, който възлиза на 71,19 дни.

	Вземания от клиенти и доставчици	Материални запаси	Задължения към доставчици и клиенти	Нетни приходи от продажби
2018	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
2019	14 579	XXXXX	XXXXX	XXXXX
	СВК 2019	СМЗ 2019	СЗД 2019	НПП 2019
	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
	Нетен цикъл на оборотния капитал			
	XXXXX дни			

Данните за „Вземания от клиенти и доставчици“, „Материални запаси“, „Задължения към доставчици и клиенти“ и „Нетни приходи от продажби“ за 2018 и 2019 са взети от одитирания годишен финансов отчет за 2019 година.

Поради факта, че с коефициент от XXXXX дни оборотния капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2020–30.06.2021 е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи.

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между регулаторната база на активите за производство и регулаторната база на активите за пренос на топлинна енергия на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2019г., съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода януари-декември 2019г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство са XXXXX ч., а тези, свързани с пренос XXXXX ч. На тази база XXXXX % от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а XXXXX % се разпределят за пренос на топлинна енергия.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база коефициент „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за електрическата и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил:

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД



Рихард Майсен
Председател на СД

гр. Пловдив
м. март 2020г.

Приложение 2.5:

Обосновка на заявеното от дружеството възстановяване на недовзет приход от топлинна енергия

Обосновка
на заявеното от дружеството възстановяване на недовзет приход от топлинна енергия

В следствие на влязло в сила Решение № 3428 от 22.05.2018 г. на Административен съд - София град по адм. дело № 8898 от 2017 г., оставено в сила с Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 7903 от 2018 г., с което се отменя Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 2 и преписката се връща на Комисията за енергийно и водно регулиране за ново произнасяне при спазване на дадените указания по тълкуване и прилагане на закона

От страна на Комисията за енергийно и водно регулиране е извършен анализ на обстоятелствата, като в резултат на анализа са извършени следните корекции

1. Възстановени са разходите за балансираща енергия.
2. Средната претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството е призната според калкулацията извършена в представената справка Приложение № 3 (от ценови модел справки от № 1 до № 9)
3. разходите за заплати са възстановени в размера, указан от съда

В резултат на направените корекции с оглед спазване указанията на съда, цените на електрическата и на топлинната енергия на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, за периода от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. са изменени с решение Ц-32/30.09.2019 както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,72 лв./MWh спрямо 151,02 лв./MWh в решение Ц-18/01.07.2017
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,31 лв./MWh спрямо 82,91 лв./MWh в решение Ц-18/01.07.2017

За периода 01.07.2017-30.06.2019 ЕВН България Топлофикация ЕАД е реализирало 206,7 GWh топлинна енергия, при което е понесло щети от недовзет приход от топлинна енергия в размер на 289,4 хил. лв.

Топлинна енергия	MWh	XXXXXX
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия Ц-18/01.07.2017	лв./MWh	XXXXX
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия Ц-32/30.09.2019	лв./MWh	XXXXX
Ефект от топлинна енергия	хил.лв.	XXXXXX

Стойността на понесената от Дружеството щета е включена в част Пренос от Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ в справка Приложение № 1 (от ценови модел справки от № 1 до № 9) за ценовия период 01.07.2020-30.06.2021

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил:.....

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020 г.



Рихард Майсен
Председател на
Съвета на директорите

Приложение 2.6:

Обосновка на разходи за ремонт през новия
ценови период 01.07.2020г. – 30.06.2021г.

Обосновка
на разходи за ремонти през новия ценови период 01.07.2020-30.06.2021

Разходите за ремонти са планирани спрямо нужди от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за правилното им и безопасно функциониране. Разходи за ремонти са планирани по обекти.

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Отчет за базовата 2019 г.	Прогноза в цени IX-ти РП 01.07.2020 г.	Разлика IX РП – 2021 г.
1	2	3	7	8	9 = 8- 7
1	Разходи за ремонт	хил. лв.	XXXXX	XXXXX	XXXXX

Основните обекти в ремонтната програма са:

Инспекция на Парна турбина SST-300 на стойност XXXXX хил. лева

Разходи за материали от страна на "Сименс" АД на стойност XXXXX хил. лева

Ремонт път склад на стойност XXXXX хил. лева

Ремонт на абонатни станции на стойност XXXXX хил. лева

Асфалтиране площадка ТЕЦ „Север“ на стойност XXXXX хил. лв

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите



Рихард Майсен
Председател на Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020г.

Приложение 2.7:

Обосновка на планираните приходи от услуги през новия ценови период 01.07.2019г. – 30.06.2020г.

Обосновка
на планираните приходи от услуги през новия ценови период 01.07.2020г. - 30.06.2021г.

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите.

Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 3.1% за периода януари - декември 2019 г. спрямо периода януари - декември 2018 г.

Приходи от услуги в лв.	Отчет	План
Дялово разпределение	XXXXX	XXXXX
Ново присъединяване	XXXXX	XXXXX
Други услуги	XXXXX	XXXXX
	XXXXXXX	XXXXXXX

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил:

Велко Куршумов

Изпълнителен член на

Съвета на директорите

гр. Пловдив

м. март 2020г.



Рихард Майсен

Председател на

Съвета на директорите

Приложение 2.8:

Обосновки на разходи:

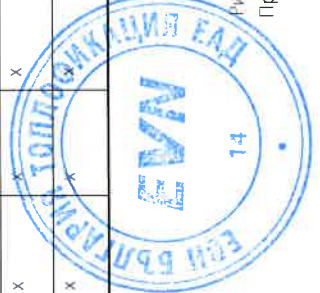
- 2.8.1 за вода, електрическа енергия и консумативи за производството през новия ценови период 01.07.2020г. – 30.06.2021г.;
- 2.8.2 за консумативи за производство;
- 2.8.3 за електрическа енергия за собствени нужди на централата.

Обосновка

на разходи за вода, електрическа енергия и консумативи през новия ценови период 01.07.2020г. -30.06.2021г.

Разходите за вода за производството са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи на проинзорираните количества топлинна и електрическа енергии за съответния период. Разходите за вода са планирани по месеци и по видове консуматори, като в общите разходи са включени, както разходите за вода, така също и разходите за канализация, отвеждане и за пречистване на потребените количества.

месец	Дим	Дименси я	07 2020	08 2020	09 2020	10 2020	11,2020	12 2020	01 2021	02 2021	03 2021	04 2021	05 2021	06 2021	Общо Количества	Общо разход
IQC производс тво	Количество	куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	пречистване	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
IQC питейна вода	Количество	куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	пречистване	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
OQC производс тво	Количество	куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	пречистване	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
OQC питейна вода	Количество	куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	пречистване	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
IQC инкасатор и	Количество	куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	цена	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	пречистване	лв/куб.м	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x



“ЕВН България Топлофикация” ЕАД

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД

Обосновка
на разходи за консумативи през новия ценови период 01.07.2020г. -30.06.2021г.

Разходите за консумативи за производството са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходи за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи.

МЕСЕЦ	Консуматив	Ед. мярка	Количество	Стойност (лв.)	Ед. Цена (лв.)
7	Амонячна вода	kg	XXXXX	XXXXX	XXXXX
7	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
7	Натриева основа 33%	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX
7	Таблетирана сол	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
юли.20			XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	0,1N калиев перманганат	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	Glycerol	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	Натриева основа 33%	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	Силикати RT чувствителен тест	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	Сярна киселина, puriss. p.a.,	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	Таблетирана сол	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
8	ТОС(общ органичен въглерод)	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
авг.20			XXXXX	XXXXX	XXXXX
9	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
9	Натриева основа 33%	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX
9	Натриева основа 96%	kg	XXXXX	XXXXX	XXXXX
9	Таблетирана сол	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
септ.20			XXXXX	XXXXX	XXXXX
10	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
10	Натриева основа 33%	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX

10	Таблетирана сол	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
окт.20			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
11	Амонячна вода	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
11	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
11	Натриева основа 33%	l	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
11	Таблетирана сол	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
ноември.20			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
12	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
12	Натриева основа 33%	l	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
дек.20			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	Амонячна вода	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	картридж филтър	брой	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	Натриева основа 33%	l	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	Натриева основа 96%	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	СЯРНА КИСЕЛИНА-ТЕХНИЧЕСКА	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	Таблетирана сол	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
ян.21			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Амонячна вода	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Натриева основа 33%	l	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Натриева основа 96%	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	СЯРНА КИСЕЛИНА-ТЕХНИЧЕСКА	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
февр.21			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	10% солна киселина	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	Натриева основа 33%	l	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	Натриева основа 96%	kg	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	Силикати RT чувствителен тест	брой	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX

3	СЯРНА КИСЕЛИНА-ТЕХНИЧЕСКА	kg	XXXXX	XXXXX	XXXXX
3	Таблетирана сол	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
3	ХПК тест набор	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
март.21			XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	10% солна киселина	kg	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Амонячна вода техническа	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Буферен разтвор (Динатриев тетраборат)	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Буферен разтвор (калиев дихидрогенфосфат)	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Буферен разтвор (калиев хидроген фталат)	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Натриева основа 33%	l	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	СЯРНА КИСЕЛИНА-ТЕХНИЧЕСКА	kg	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Таблетирана сол	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
4	Тест набор за силикати(силициева киселина)	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
апр.21			XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	NITRIC ACID MIN. 65 %, PE БУТИЛКА	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	SODIUM, TETRABORATE-10-HYDRATE	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	TIN(II) CHLORIDE-2-HYDRATE R.	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Мед тест набор с реагенти за правоъг.кюв	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	T	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Натриева основа 33%	L	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Специален реактив за разлагане на водни	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Таблетирана сол	T	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Тест набор за хлор	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Тест набор с реагенти	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5	Таблетирана сол (бр.)	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
май.21			XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	D-(+)-GLUCOSE Anhydrous cell	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	INDIGOCARMINE, FOR	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX

6	METHYL ORANGE, A.C.S	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	Phenolphthalein	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	POTASSIUM CHROMATE R. G.,	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	Silver nitrate puriss. p.a., >=99.5% (AT	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	бутилка с тапа	Брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	Ериохром черно Т, ЧЗА	брой	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	НАТРИЕВ ХЛОРИД-РАЗСОЛ-РАЗТВОР	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	Натриева основа 33%	L	XXXXX	XXXXX	XXXXX
6	Таблетирана сол	t	XXXXX	XXXXX	XXXXX
юни.21			XXXXX	XXXXX	XXXXX
ОБЩО:			XXXXX	XXXXX	XXXXX

“ЕВН България Топлофикация” ЕАД

Изготвил:

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите



Рихард Майсен
Председател на
Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. 2020 г.

Обосновка

на разходи за електрическа енергия през новия ценови период 01.07.2020г.-30.06.2021г.

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.

Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение. Консуматор на електрическа енергия високо напрежение е новата когенерационна централа. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията на площадките на ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

Ценови период		7.2020	8.2020	9.2020	10.2020	11.2020	12.2020	1.2021	2.2021	3.2021	4.2021	5.2021	6.2021	ценови период
ВН	Количество, kWh	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Разход, лв.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
СН	Количество, kWh	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Разход, лв.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
НН	Количество, kWh	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Разход, лв.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите



Рихард Майсен
Председател на Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020г.

Приложение 2.9:

Обосновка на разпределение през новия ценови период 01.07.2020г. – 30.06.2021г. на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта

Обосновка
на разпределение през новия ценови период 01.07.2020 – 30.06.2021 на разходите за
амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата
продукта

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ. Симулацията е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2019г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ като разлика от призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им и натрупаната амортизация, за целта на изчисляването в съответствие с чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и глава втора, раздел II от Указания-НВ не са взети на предвид счетоводните ефекти от осчетоводените загуби от обезценки през 2016 и 2017 година, както и приходите от последващи оценки на нетекущи материални активи, осчетоводени през 2019 година.

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. За всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план. Дружеството не приема подхода, предприет с т. 1.1. от общия подход в ценово решение Ц-18/01.07.2019, а именно амортизационните квоти за активите в преноса на топлинна енергия да бъдат 35 години, тъй като счита, че този период не отразява действителната продължителност на полезния живот и период на амортизация на съответните активи.

Разходите за амортизацията се разпределят, спрямо съответните активи от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

Амортизацията на активите от производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ се разпределя съответно според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия, или служат за комбинирано производство и на двата продукта.

Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ „Юг“ се отнасят директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия.

Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2019 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода януари-декември 2019г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство, са XXXXX ч., а тези, свързани с пренос, - XXXXXXч. На тази база XXXXX% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а XXXXXX% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил:

Велко Куршумов
Изпълнителен член на
Съвета на директорите

гр. Пловдив
м. март 2020г.



Рихард Майсен
Председател на
Съвета на директорите

Приложение 2.10:

Обосновка на прогнозните количества отпусната топлинна енергия към преноса и за собствено потребление спрямо 2019г

ОБОСНОВКА

на прогнозните количества отпусната топлинна енергия към преноса и за собствено потребление спрямо 2019г.

При подготовката на заявлението за цени за периода юли 2020г. – юни 2021г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД попълни справките от №1 до №9 съгласно Указанията на КЕВР с писмо изх.№ Е-14-00-3/20.02.2020г.

1. Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период

Планирането на топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на XXXXXX MWh.

В следващата таблица е представено по месеци сравнение на отпусната към преноса топлинна енергия през 2019г., прогноза за периода 2020г. – 2021г., отчетени температури на външния въздух за 5-годишен период и прогнозните външни температури за ценовия период.

Показатели Ценови период	Марка	2020г.						2021г.						Година
		7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	
Производство на изход центри	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Реализация	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Очаквани температури на външния въздух за периода 2020-2021	°C	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Отчет 2019 г.														
Производство на изход центри	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Реализация	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Средно месечни температури на външния въздух, съгласно информация от НИМХ - филиал Пловдив														
2020	°C							3.5	6.4					
2019	°C	23.5	24.7	20.0	14.4	10.8	4.4	2.6	4.7	10.6	12.6	18.4	23.4	14.2
2018	°C	24.5	25.3	20.8	13.9	7.3	3.2	4.0	4.3	7.6	17.1	19.8	22.4	14.2
2017	°C	25.5	26	21.1	14.5	8.8	5.7	-2.7	4	10.8	13.2	17.9	24.1	14.1
2016	°C	26.1	24.9	20.7	13.1	7.6	3.1	1.2	8.7	10.1	16.3	17.2	23.7	14.4
2015	°C	26.2	25.2	21.3	13.3	12.4	6.5	3.9	4.1	7.1	13.1	19.8	21.5	14.5
2014	°C	23.9	24.9	18.9	13.4	8.4	5.6	4.3	6.7	10.7	13.3	17.6	21.7	14.1

Въз основа на представеното сравнение е видно, че прогнозата за новия ценови период е направена при външни температури, характерни за района на гр. Пловдив.

За гр. Пловдив се запазва тенденцията:

- ✓ новопостроените и новоприсъединени сгради да се изпълняват според съвременните норми за енергийна ефективност.
- ✓ очаква се делът на централизирано топлоснабдените топлоизолирани сгради да нараства.

Тези тенденции се очаква да понижат потреблението на топлинна енергия за отопление в сравнение с минали периоди при равни други условия.

Въз основа на направения анализ, в следствие от предприеманите мерки и кампании за връщане на доверието към услугата централизирано топлоснабдяване, предлагането на услугата охлаждане през летния период и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на

топлина енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап има основание да се очаква нарастване на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

2. Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период.

През 2019г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е XXXXX MWh.

За ценовия период топлинната енергия за собствени нужди е планирана в размер на XXXXX MWh.

Спрямо 2019г. планираните собствени нужди са по-малко с XXXXX MWh въз основа на предвиденото натоварване основно на инсталация „Когенерация“ и от м. ноември 2020г. на новите водогрейни котли на площадката на ОЦ „Юг“. Не се предвижда ТЕЦ „Север“ да бъде използван, вследствие на което потреблението на пара за собствени нужди значително се редуцира.

Като базова мощност за производство ще се използва инсталация „Когенерация“.

От началото на новия отоплителен сезон се планира върховият топлинен товар да се покрива само с новите водогрейни котли в ОЦ „Юг“.

За ценовия период е планирано инсталация „Когенерация“ да бъде в престой за XXXX денонощия през месец април, след края на отоплителния сезон. Предвижда се в този период топлинният товар за гр. Пловдив да се осигурява само от ОЦ „Юг“.

Общата продължителност на работа на ОЦ „Юг“ се очаква да бъде XXXXX ч.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена въз основа на планираната работа по инсталации, целогодишното използване на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очакваните топлинни товари.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил:

Велко Куршумов

Изпълнителен член на Съвета на директорите



Рихард Майсен

Председател на Съвета на директорите

Март 2020 г.

Приложение 2.11:

Обосновка за прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през 2020г. – 2021г.

Обосновка за

прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през 2020/2021 година

1. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи за периода от 01.07.2020г. до 30.06.2021г.

За новия регулаторен ценови период, с начало от 01.07.2020г. дружеството прогнозира технологични разходи по преноса в размер на 30,00 %, с прогнозно разпределение по месеци както следва:

МЕСЕЦ	2019г.	2020/2021г.
	Технологични разходи	Технологични разходи
-	MWh	MWh
Януари	xxxxx	xxxxx
Февруари	xxxxx	xxxxx
Март	xxxxx	xxxxx
Април	xxxxx	xxxxx
Май	xxxxx	xxxxx
Юни	xxxxx	xxxxx
Юли	xxxxx	xxxxx
Август	xxxxx	xxxxx
Септември	xxxxx	xxxxx
Октомври	xxxxx	xxxxx
Ноември	xxxxx	xxxxx
Декември	xxxxx	xxxxx
Общо	xxxxx	xxxxx

1.1. Прогнозна стойност на технологичните разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях

МЕСЕЦ	2019г.	2020/2021г.
	мрежа	мрежа
-	MWh	MWh
Януари	xxxxx	xxxxx
Февруари	xxxxx	xxxxx
Март	xxxxx	xxxxx
Април	xxxxx	xxxxx
Май	xxxxx	xxxxx
Юни	xxxxx	xxxxx
Юли	xxxxx	xxxxx
Август	xxxxx	xxxxx
Септември	xxxxx	xxxxx
Октомври	xxxxx	xxxxx
Ноември	xxxxx	xxxxx
Декември	xxxxx	xxxxx
общо	xxxxx	xxxxx

Според представените в горната таблица стойности се очаква намаляване на технологичните разходи от топлоотдаване поради:

- рехабилитационни дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа:
 - подмяна на стари и амортизирани тръбопроводи;
 - рехабилитация на изолацията на въздушно положени трасета и арматури в камери;
- структурна оптимизация на топлопреносната мрежа;
- очаквано намаление на консумацията на топлинна енергия поради:

- ☞ Ново присъединените и новопостроените сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност;
- ☞ Съществуващите, присъединени вече, сгради се санират, което намалява тяхната консумация на топлинна енергия;

1.2. Прогнозна стойност на технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции (АС)

МЕСЕЦ	2019г.	2020/2021г.
	АС	АС
-	MWh	MWh
Януари	xxxxx	xxxxx
Февруари	xxxxx	xxxxx
Март	xxxxx	xxxxx
Април	xxxxx	xxxxx
Май	xxxxx	xxxxx
Юни	xxxxx	xxxxx
Юли	xxxxx	xxxxx
Август	xxxxx	xxxxx
Септември	xxxxx	xxxxx
Октомври	xxxxx	xxxxx
Ноември	xxxxx	xxxxx
Декември	xxxxx	xxxxx
общо	xxxxx	xxxxx

Очаква се запазване нивото на технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции поради изчерпване мерките за рехабилитация на абонатни станции, собственост на дружеството.

1.3. Технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа

МЕСЕЦ	2019г.	2020/2021г.
	подписка	подписка
-	MWh	MWh
Януари	xxxxx	xxxxx
Февруари	xxxxx	xxxxx
Март	xxxxx	xxxxx
Април	xxxxx	xxxxx
Май	xxxxx	xxxxx
Юни	xxxxx	xxxxx
Юли	xxxxx	xxxxx
Август	xxxxx	xxxxx
Септември	xxxxx	xxxxx
Октомври	xxxxx	xxxxx
Ноември	xxxxx	xxxxx
Декември	xxxxx	xxxxx
общо	xxxxx	xxxxx

Очаква се технологичните разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа и АС да намалее поради причините изтъкнати в т.1.1.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Изготвил: „Производствено планиране“

Велко Куршумов

Изпълнителен член на Съвета на директорите

Рихард Майсен

Председател на Съвета на директорите

Март 2020 г.



Приложение 2.12:

Обосновка за количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2019г.

За количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2019г.

ПОКАЗАТЕЛ		МЯРКА	2019г.	07.2020-06.2021г.
Производство на електрическа енергия	Е бр	MWh	xxxxxx	xxxxxx
Електрическа енергия за собствени нужди на централата, за производство на:	Е сн	MWh	xxxxxx	xxxxxx
електрическа енергия	Е сн (ел)	MWh	xxxxxx	xxxxxx
топлинна енергия	Е сн(т)	MWh	xxxxxx	xxxxxx
Електрическа енергия за собствени нужди	Е сн	%	xxxxxx	xxxxxx

За ценовия период е планирано инсталация „Когенерация“ да бъде в престой за XXXXX денонощия за извършване на планови ремонтни дейности.

Рихард Майсен
Председател на Съвета на директорите

Приложение 2.13:

Отчетна информация от „ЕВН България
Топлофикация“ ЕАД за 2019г. и за ценовия
период **01.07.2019г. – 30.06.2020г.**, във форма
и съдържание съгласно **справки от № 1 до № 9**
на приложение (модел) за лицензианти към
Указания за образуване на цените на топлинната
енергия и на електрическата енергия от
комбинирано производство при регулиране чрез
метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (т.
I. 3 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020г. на
КЕВР)

МОДЕЛ
за образуване цени на електрическа и/или топлинна енергия

- 1 Определяне на количеството реализирана топлинна енергия.
- 2 Определяне на технологичните разходи на ТЕ при преноса на ТЕ.
- 3 Определяне на количеството топлинна енергия на изход централа, собствените нужди от ТЕ за производство на електрическа и/или топлинна
- 4 Избор на съоръжения за производство на необходимата топлинна енергия и съответната електрическа енергия, както и собствените нужди на ЕЕ за производството на електрическата и/или топлинна енергия.
- 5 Определяне на необходимите количества горива (при съответната калоричност) за избраните съоръжения при съответната им ефективност.
- 6 Проверка на прогнозната общата ефективност и икономия на гориво спряма разделно производство на електрическа и топлинна енергия..
- 7 Разпределение на реализираната електрическа енергия по видове и потребители.
- 8 Определяне на ДМА за производство на електрическата и/или топлинна енергия и разделянето им за инсталации за комбинирано производство и за инсталации за разделно производство, така и за пренос.
- 9 Формиране на ДМА за електрическата и/или топлинна енергия (производство и пренос).
- 10 Пресмятане на НВ.
- 11 Определяне на Променливите разходи за производство на електрическата и/или топлинна енергия (за инсталации за комбинирано производство и за инсталации за разделно производство).
- 12 Определяне на УПР за производство на електрическата и/или топлинна енергия и разделянето им за инсталации за комбинирано производство и за инсталации за разделно производство.
- 13 Определяне на УПР за пренос на топлинна енергия.
- 14 Пресмятане цената на електрическата енергия и определяне на преференциална цена (определяне на добавката).
- 15 Пресмятане цената на топлинната енергия от производството.
- 16 Пресмятане цената за пренос на топлинната енергия по топлопреносната мрежа.
- 17 Пресмятане цената на топлинната енергия за реализация.
- 18 След попълването, сменете името на файла, което да съдържа името на Вашето дружество и поредността на ценовия Ви период и го запишете.

СПРАВКА № 1
РАЗХОДИ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

Приложение № 1

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	ПРОИЗ	ПРЕНОС	ОБЩО	ПРОИЗ	ПРЕНОС	ОБЩО
1	2	3	4	5	6 = 4 + 5	7	8	9 = 7 + 8
I	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#REF!	#VALUE!
II	ВЪЗВРЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#REF!	#VALUE!
III	ПРИЗНАТИ ГОДИШНИ РАЗХОДИ ЗА ДЕЙНОСТТА ПО ЛИЦЕНЗИЯТА	хил. лв	#VALUE!	XXXXX	#VALUE!	#VALUE!	XXXXX	#VALUE!
IV	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
V	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ БЕЗ Ам	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
1	Разходи за амортизации	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	XXXXX
1.1	отнесени към електрическата енергия	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
1.2	отнесени към топлинната енергия	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
	в това число за Ам на ВК&ППК	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
1.3	обща за двата продукта	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
2	Разходи за ремонт	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
2.1	отнесени към електрическата енергия	хил. лв						
2.2	отнесени към топлинната енергия	хил. лв		XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX
	в това число за ремонт на ВК&ППК	хил. лв						
2.3	обща за двата продукта	хил. лв	XXXXX			935		935
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
4	Изчислени съгласно чл. 3 по изисването на законодателство	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
4.1	осигурителни вноски	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
4.2	социални разходи	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.1	Горива за автотранспорт	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.2	Работно облекло	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.3	Канцеларски материали	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.4	Материали за текущо поддържане	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.5	Застраховки	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.6	Данъци и такси	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.7	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.8	Абонаментно поддържане	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.9	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.10	Наемни	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.11	Проверка на уреди	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.12	Съдебни разходи	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.13	Експерти и одиторски разходи	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.14	Вода, отопление и осветление	хил. лв						
5.15	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.16	Охрана на труда	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.17	Служебни карти и пътувания	хил. лв						
5.18	Командировки	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.19	Услуги граждански договори	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.20	Разходи за публикации	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.21	Изпитания на съоръженията	хил. лв						
5.22	Разходи за лицензионни такси	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.23	Такса събрано инкасо	хил. лв			XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.24	Обезщетения по КТ	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.25	Разходи за обучения	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.26	Разходи за реклама	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5.27	Мениджърски и консултантски	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.28	Счетоводство и др. фин. Дейности	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5.29	IT и телекомуникации	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.30	Човешки ресурси	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5.31	Правни и корпоративни въпроси	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.32	Покупки и склад	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5.33	Други административни услуги	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
5.34	Фактуриране	хил. лв		XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX
5.35	Клиентско обслужване	хил. лв		XXXXX			556	556
5.36	Технически услуги	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	
5.37	Представителни разходи	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5.38	Обслужване на банкови сметки	хил. лв		XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX
5.39	Други разходи	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
5.40		хил. лв						
5.41	Разходи - Координатор на балансираща група	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
5.42		хил. лв						
8	Разходи, свързани с нерегулирана дейност	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
9	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв		100	100		104	104
10	Приходи от топлоносител	хил. лв						
V	ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	#VALUE!	XXXXX	#VALUE!	#VALUE!	XXXXX	#VALUE!
1	Разходи за материали, в т.ч.	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
1.1	Разходи за гориво за комбирино производство на енергия, в т.ч. за:	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
1.1.1	природен газ	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX		XXXXX
1.1.2	мазут	хил. лв						
1.1.3	газъл	хил. лв						
1.1.4	въглища	хил. лв						
1.1.5	друг вид гориво (ВЕИ)	хил. лв						
1.2	Разходи за гориво за производство на топлинна енергия (ВК&ППК), в т.ч. за:	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
1.2.1	природен газ	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX		
1.2.2	мазут	хил. лв						
1.2.3	газъл	хил. лв						
1.2.4	въглища	хил. лв						
1.2.5	друг вид гориво (ВЕИ)	хил. лв						
1.3	Разходи за вода	хил. лв	XXXXX	XXXXX		XXXXX	XXXXX	XXXXX
1.4	Разходи за закупена енергия	хил. лв	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	
1.5	Консумативи (химикали, реагенти)	хил. лв	XXXXX			XXXXX		
2	Разходи за външни услуги	хил. лв						
3	Акциз на природния газ ОБЩО в т.ч.	хил. лв	#VALUE!		#VALUE!	#VALUE!		#VALUE!
3.1	Акциз на пр. газ за комб. производство	хил. лв	#VALUE!		#VALUE!	#VALUE!		#VALUE!
3.2	Акциз на природен газ за ВК&ППК	хил. лв	XXXXX		XXXXX	XXXXX		
4	Акциз на въглища за производство на топлинна енергия ОБЩО, в т.ч.	хил. лв	#VALUE!		#VALUE!	#VALUE!		#VALUE!
4.1	Акциз на въглища за производство на топлинна енергия в инсталации за КП	хил. лв	#VALUE!			#VALUE!		#VALUE!
4.2	Акциз на въглища за производство на топлинна енергия във ВК&ППК	хил. лв						
5	Разходи за емисии парникови газове (CO2)	хил. лв	#VALUE!		#VALUE!	#VALUE!		#VALUE!

6	Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ	хил. лв.	XXXXX			XXXXX		
7	Разходи за балансиране - Природен Газ	хил. лв.	XXXXX		XXXXX	XXXXX		XXXXX
8	Достъп и пренос през електропреносната мрежа	хил. лв.	XXXXX		XXXXX	XXXXX		XXXXX

ЗАБЕЛЕЖКА

1. В УПР не се включват разходи, свързани с нерегулирана дейност.
 2. От УПР се изваждат приходите от продажване, услуги и топлинностел

Велко Куришумов
 Изпълнителен член на СД

Рихард Матсен
 Председател на СД

РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ДРУЖЕСТВО
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

Приложение № 2

№	ПОЗИЦИЯ	МЯРКА	ОТЧЕТ КЪМ 31.12.2018 г.		ОТЧЕТ КЪМ 31.12.2019 г.	
			АКТИВИ-А	Амортизация за периода на използване-АМ	АКТИВИ-А	Амортизация за периода на използване-АМ
I	ПРИЗНАТА СТОЙНОСТ НА ДЪЛГОТРАЙНИТЕ АКТИВИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С ДЕЙНОСТТА ПО ЛИЦЕНЗИЯТА, в т.ч.:	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1.	ДМА- участващи в регулирането	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Земи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Страни	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Машини, съоръжения и оборудване	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Транспортни средства	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Стопански инвентар	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Други дълготрайни материални активи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2.	ДНА- участващи в регулирането	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II	Финансирания за дълготрайни активи-Ф	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	
III	ОБОРОТЕН КАПИТАЛ-ОК	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	
IV	РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ- РБА	хил. лв		7 678		#REF!
				7 678		#REF!

#REF!

№	ПОЗИЦИЯ	МЯРКА	ПРОИЗВОДСТВО		ПРЕНОС	
			АКТИВИ-А	Амортизация за периода на използване-АМ	АКТИВИ-А	Амортизация за периода на използване-АМ
I	ПРИЗНАТА СТОЙНОСТ НА ДЪЛГОТРАЙНИТЕ АКТИВИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С ДЕЙНОСТТА ПО ЛИЦЕНЗИЯТА, в т.ч.:	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1.	ДМА- участващи в регулирането	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Земи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Страни	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Машини, съоръжения и оборудване	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Транспортни средства	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Стопански инвентар	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Други дълготрайни материални активи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2.	ДНА- участващи в регулирането	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II	Финансирания за дълготрайни активи-Ф	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	
III	ОБОРОТЕН КАПИТАЛ-ОК	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	
IV	РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ- РБА	хил. лв		#REF!		#REF!
				#REF!		#REF!

#REF!

№	ПОЗИЦИЯ	МЯРКА	КОМБИНИРАНО		РАЗДЕЛНО (ВК&ППК)	
			АКТИВИ-А	Амортизация за периода на използване-АМ	АКТИВИ-А	Амортизация за периода на използване-АМ
I	ПРИЗНАТА СТОЙНОСТ НА ДЪЛГОТРАЙНИТЕ АКТИВИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С ДЕЙНОСТТА ПО ЛИЦЕНЗИЯТА, в т.ч.:	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.	ДМА- участващи в регулирането	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Земи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Сгради	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Машини, съоръжения и оборудване	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Транспортни средства	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Стопански инвентар	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Други дълготрайни материални активи	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2. ДНА- участващи в регулирането		хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II	Финансирания за дълготрайни активи-Ф	хил. лв				
III	ОБОРОТЕН КАПИТАЛ-ОК	хил. лв		#REF!		#REF!
IV	РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ- РБА	хил. лв		#REF!		#REF!

#REF!

№	ПОЗИЦИЯ	МЯРКА	ОТЧЕТ КЪМ 31.12.2018 Г.		ОТЧЕТ КЪМ 31.12.2019 Г.	
			ПРОИЗ.	ПРЕНОС	ПРОИЗ.	ПРЕНОС
1	2	3	4	5	6	7
					8	9 = 7 + 8
	Дълготрайни материални активи-ДМА	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX
	Дълготрайни нематериални активи-ДНА	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX
	Финансирания за дълготрайни активи-Ф	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX
	Амортизация за периода на използване-АМ	хил.лв.	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX
	Оборотен капитал-ОК	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX
	РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ- РБА *	хил. лв	XXXXXX		XXXXXX	#VALUE!
	Дълготрайни материални активи-ДМА	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Дълготрайни нематериални активи-ДНА	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Финансирания за дълготрайни активи-Ф	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Амортизация за периода на използване-АМ	хил.лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
	Оборотен капитал-ОК	хил. лв	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	#REF!

ПОЛ	РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ЗА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ- РБА ⁷		ХИЛ. ЛВ	#####	#####	#####	#VALUE!	#####	#REF!	#VALUE!
Σ	РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ ОБЩО		ХИЛ. ЛВ	#####	#####	#####	#VALUE!	XXXXX	#REF!	#REF!

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД



Рихард Майсен
Председател на СД

СПРАВКА № 3

Приложение № 3

НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	Описание	Мярка	Към 31.12.2019 г.	Към 7.2020 г.
1	2	3	4	5
1	Собствен капитал	хил. лв.	XXXXX	XXXXX
2	Дял на собствения капитал	%	#VALUE!	#VALUE!
3	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	XXXXX	XXXXX
4	Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	XXXXX	XXXXX
	- договори за финансов лизинг	хил. лв.		
	- кредити	хил. лв.	XXXXX	XXXXX
5	Дял на привлечения капитал	%	#VALUE!	#VALUE!
6	Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	XXXXX	XXXXX
7	Данъчни задължения	%	XXXXX	XXXXX
8	НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	#VALUE!	#VALUE!

Справка за Привлечен капитал към 7.2019 г.

№	Договори	Стойност (хил. лв)	Срок (години и месеци)	Лихва (%)	Изплатена главница (хил. лв) ОТЧЕТ	Остатък главница (хил. лв) Към 7.2020 г.
4	Привлечен капитал, в т.ч.					
4.1.	- за финансов лизинг					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
4.2.	- за кредити	XXXXX		XXXXX		XXXXX
	N-...../ 19.12.2018г.	XXXXX	XXXXX	XXXXX		XXXXX
	N-...../ 24.11.2011г.	XXXXX	XXXXX	XXXXX		XXXXX
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					
	N-...../.....Г.					

Забележка:

1. Приложение: Заверени копия на договорите за лизинг и кредит и анексите към тях.

Велко Куршумов

Изпълнителен член на СД



Рихард Майсен

Председател на СД

СПРАВКА № 4

Приложение № 4

ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ В ПРОИЗВОДСТВОТО НА
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	КОЛИЧЕСТВЕННИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ - 7,2020 г.	ОБЩАВЪЛЮЩ	ДИМОВАТА	ОТЧЕТ ЗА 2019 г.	ПРОГНОЗА за НРП от 7,2020 г.
1	2	3	4	5	6
1	Отпусната топлинна енергия от централата (към преноса, собствено потребление и	Q _{отп}	MWh		
1.1.	гореща вода (към преноса, собствено потребление и потребители)	Q _{отп.гв}	MWh		
1.2.	водна пара (към преноса, собствено потребление и потребители)	Q _{отп.вп}	MWh		
2	Топлинна енергия за собствено потребление	Q _{сп}	MWh		
2.1.	гореща вода	Q _{сп.гв}	MWh		
2.2.	водна пара	Q _{сп.вп}	MWh		
3	Топлинна енергия за собствени нужди	Q _{сп}	MWh	23 398	22 288
3.1.	гореща вода	Q _{сп.гв}	MWh	1 382	1 408
3.2.	водна пара	Q _{сп.вп}	MWh	22 016	20 880
4	Топлинна енергия за собствени нужди	Q _{сп}	%	100,00%	100,00%
4.1.	гореща вода	Q _{сп.гв}	%	100,00%	100,00%
4.2.	водна пара	Q _{сп.вп}	%	100,00%	100,00%
5	Отпусната топлинна енергия от съоръженията ОБЩО	Q _{пр}	MWh	23 398	22 288
5.1.	гореща вода	Q _{пр.гв}	MWh	1 382	1 408
5.2.	водна пара	Q _{пр.вп}	MWh	22 016	20 880
ТЕХНИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ НА КОМБИНИРАНАТА ЧАСТ ОТ ЦЕНТРАЛАТА					
6	Произведена топлинна енергия от комбинирано производство	Q _{пр^м}	MWh	348 873	338 893
6.1.	гореща вода	Q _{пр.гв}	MWh	326 857	318 013
6.2.	водна пара	Q _{пр.вп}	MWh	22 016	20 880
7	Произведена електрическа енергия	E _{бр}	MWh	305 830	301 309
7.1.	Произведена комбинирана електрическа енергия от БЕКП	E _{векп}	MWh	305 830	301 309
7.2.	Произведена комбинирана електрическа енергия	E _{комб}	MWh	305 830	301 309
7.3.	Произведена некомбинирана електрическа енергия, гарантираща надежност на експлоатация	E _{не комб}	MWh		
8	Условно гориво за производство на енергия в комбинираната част	B _{сг}	t _г	96 826	95 588
9	Топлина на горивата за производство, натурални количества и съответния им дял	Q _{горива^{натур}}	MWh	788 118	778 041
9.1.	природен газ	B _{пр}	km ³	82 688	81 574
9.2.	мазут	B _м	t		
9.3.	газът	B _г	t		
9.4.	въглища	B _в	t		
9.5.	друг вид гориво (БЕИ)	B _{всн}	t/(km ³)		
10	Акцизна топлинна на горивото природен газ (при акциз в размер на 0,60 лв./GJ)	Q _{акс.г}	GJ	#VALUE!	#VALUE!
11	Акцизна топлинна на горивото въглища за ТЕ-КП (при акциз в размер на 0,60 лв./GJ)	Q _{акс.в}	GJ	#VALUE!	#VALUE!
12	Икономия на първичен енергичен ресурс (гориво) спрямо раздено производство	ΔF	%	#VALUE!	#VALUE!
13	ОБЩА ефективност (η _{общ})	η _{общ}	%	XXXXX	XXXXX
14	СРУГ от комбинирано производство за електрическа енергия	B _{сг}	g/kWh	#VALUE!	#VALUE!
15	за топлинна енергия	B _{сг}	kg/MWh	#VALUE!	#VALUE!
ТЕХНИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ НА ВОДОРЕЙНАТА И ПАРНА ЧАСТ ОТ ЦЕНТРАЛАТА					
16	Произведена топлинна енергия от ВК и ППК	Q _{пр^м}	MWh	-325 475	-316 605
16.1.	гореща вода	Q _{пр.гв}	MWh	-325 475	-316 605
16.2.	водна пара	Q _{пр.вп}	MWh		
17	Условно гориво за производство на енергия във ВК и ППК	B _{сн.ч}	t _г	1 101	1 043
18	Топлина на горивата за производство и натурални количества	Q _{горива^{натур}}	MWh	8 959	8 493
18.1.	природен газ	B _{пр}	1000 km ³	940	890
18.2.	мазут	B _м	t		
18.3.	газът	B _г	t		
18.4.	въглища	B _в	t		
18.5.	друг вид гориво (БЕИ)	Q _{всн}	t/(km ³)		
19	Акцизна топлинна на горивото пр. газ за ТЕ-РП (при акциз в размер на 0,60 лв./GJ)	Q _{акс.г}	GJ	35 781	33 897
20	Акцизна топлинна на горивото въглища за ТЕ-РП (при акциз в размер на 0,60 лв./GJ)	Q _{акс.в}	GJ		
21	Топлинна ефективност (КПД)	η _{теп}	%	-3633,1%	-3727,7%
22	СРУГ _{теп} за топлинна енергия	B _{сг}	kg/MWh	-3,38	-3,30
ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ЦЕНТРАЛАТА					
23	Електрическа енергия за собствени нужди на централата, за производство на:	E _{сн}	MWh	11 119	11 456
23.1.	електрическа енергия	E _{сн(ел)}	MWh	5 387	5 619
23.2.	топлинна енергия	E _{сн(т)}	MWh	5 732	5 837
23.3.	Електрическа енергия за собствени нужди	E _{сн}	%	3,64%	3,80%
24	Продадена електрическа енергия и за собствено потребление, в т.ч.:	E _{исто}	MWh	294 712	289 853
24.1.	комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство		MWh	280 406	274 055
24.2.	комбинирана електрическа енергия		MWh	14 306	15 798
24.3.	некомбинирана електрическа енергия, гарантираща надежност на експлоатация		MWh		
25	Условно гориво за производство на енергия	B _{сг}	t _г	97 927	96 631
26	Топлина на горивата за производство и натурални количества	Q _{горива}	MWh	797 077	786 534
26.1.	природен газ	B _{пр}	km ³	83 628,22	82 464,60
26.2.	мазут	B _м	t		
26.3.	газът	B _г	t		
26.4.	въглища	B _в	t		
26.5.	друг вид гориво (БЕИ)	B _{всн}	t/(km ³)		
27.1.	Долна работна калоричност на горивата природен газ	Q _{пр^н}	kcal/km ³	8 197	8 203
27.2.	мазут	Q _{м^н}	kcal/kg	9 500	9 500
27.3.	газът	Q _{г^н}	kcal/kg	10 130	10 130
27.4.	въглища	Q _{в^н}	kcal/kg		
27.5.	друг вид гориво (БЕИ)	Q _{всн^н}	kcal/kg(nm ³)		
28.1.	Горна работна калоричност на горивата природен газ	Q _{пр}	kcal/km ³	9 094	9 093
28.2.	мазут	Q _м	kcal/kg		
28.3.	газът	Q _г	kcal/kg		
28.4.	въглища	Q _в	kcal/kg		
28.5.	друг вид гориво (БЕИ)	Q _{всн}	kcal/kg(nm ³)		
29	Цени на горивата без ДДС	Ц _{горива}	BGN/MWh	52,53	47,68
29.1.	природен газ	Ц _{пр}	BGN/km ³	500,63	454,77
29.2.	мазут	Ц _м	BGN/t		
29.3.	газът	Ц _г	BGN/t		
29.4.	въглища	Ц _в	BGN/t		
29.5.	друг вид гориво (БЕИ)	Ц _{всн}	BGN/(km ³)		
30	СРУГ _{ел} за електрическа енергия	b _{ел}	g/kWh	#VALUE!	#VALUE!
31	за топлинна енергия	b _т	kg/MWh		

ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ В ПРОИЗВОДСТВОТО НА
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	КОЛИЧЕСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ - 7,2020 г.	ЕДИНИЦА	ДОБЕЛИТЕ	ОТЧЕТ ЗА 2019 г.	ПРОГНОЗА за НРП от 7,2020 г.
1	2	3	4	5	6
32	Активна топлина на горивото природен газ общо (при актив в размер на 0,60 лв./GJ)	$Q_{\text{акт.г}}$	GJ	#VALUE!	#VALUE!
33	Активна топлина на горивото въглища за ТЕ общо (при актив в размер на 0,60 лв./GJ)	$Q_{\text{акт.в}}$	GJ	#VALUE!	#VALUE!
34	Емисии на парникови газове (CO ₂) за цялото производство ТОВАЛ		t	159 168,18	156 885,33
34.1	Емисии от производството на електрическа енергия (CO ₂)		t	93 527,05	92 376,35
34.2	Емисии от производството на топлинна енергия (CO ₂)		t	65 641,13	64 508,98
34.3	Количество закупени емисии парникови газове (CO ₂)		t	65 000,00	
34.4	Количество продадени емисии парникови газове (CO ₂)		t		
35	Средна цена на закупени емисии парникови газове (CO ₂)	Ц _{емисии}	BGN/t	XXXXX	XXXXX
36	Средна цена на продадени емисии парникови газове (CO ₂)	Ц _{емисии}	BGN/t		
37	Призната мощност	M _{прет}	MW	XXXXX	XXXXX
37.1	гореща вода	M _{прет ГВ}	MW	XXXXX	XXXXX
37.2	водна пара	M _{прет ВП}	MW		
38	Необходими Годишни Приходи за производство на Електрическа енергия	НП ¹	kBGN	#VALUE!	#VALUE!
38.1	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА ЗА Електрическа енергия		kBGN	XXXXX	#VALUE!
38.2	Признати Годишни Разходи за производство на Електрическа енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
38.3	Условно-Постоянни Разходи за производство на Електрическа енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
38.4	Променливи Разходи за производство на Електрическа енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
39	Индивидуални разходи за единица електрическа енергия	Ц _{инд} ²	BGN/MWh	#VALUE!	#VALUE!
40	Индивидуални разходи за единица топлинна енергия	Ц _{инд} ³	BGN/MWh		
40.1	Необходими годишни приходи за топлинна енергия	НП ¹	kBGN	#VALUE!	#VALUE!
40.2	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА ЗА Топлинна енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
40.3	Признати Годишни Разходи за производство на Топлинна енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
40.4	Условно-Постоянни Разходи за производство на Топлинна енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
40.5	Променливи Разходи за производство на Топлинна енергия		kBGN	#VALUE!	#VALUE!
41	Преференциална цена на електрическата енергия	Ц _{предв} ⁴	BGN/MWh	#VALUE!	#VALUE!
42	Цена за комбинирана електрическа енергия (за пилгр мощност преди нм 3Е 2008 г.)	Ц _{комб} ⁵	BGN/MWh	#VALUE!	XXXXX
43	Цена за некомбинирана електрическа енергия	Ц _{нек} ⁶	BGN/MWh	#VALUE!	XXXXX
44	Приходи от електрическа енергия	Пр _{еле} ⁷	kBGN	#VALUE!	#VALUE!
45	Необходими приходи от топлинна енергия след добавка на ел. ен.	НП ¹	kBGN	#VALUE!	#VALUE!
46	Производствена цена на топлинната енергия	Ц _{пр.т}	BGN/MWh		
47	Производствена цена на топлинната енергия с гореща вода	Ц _{пр.гв}	BGN/MWh		
48	Производствена цена на топлинната енергия с водна пара	Ц _{пр.вп}	BGN/MWh		

№	ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ И ПРЕНОСА - 7,2020 г.	ЕДИНИЦА	ДОБЕЛИТЕ	ОТЧЕТ ЗА 2019 г.	ПРОГНОЗА към 7,2020 г.
1	2	3	4	5	6
1	Работещи в производството на топлинна и електрическа енергия (топлоизточник)		бр.		
2	Работещи в преноса на топлинна енергия (преносно предприятие)		бр.		
3	Работещи ОБЩО (производство на ЕЕ и/или ТЕ и пренос на топлинна енергия)		бр.		

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД



Рихард Майсен
Председател на СД

СПРАВКА № 5

Приложение № 5

ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ В ПРЕНОСА
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№ по	ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ <u>ГОРЕЩА ВОДА</u>	МЯРКА	ОТЧЕТ ЗА 2019 г.	ПРОГНОЗА от 7,2020 г.
1	Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода:	MWh	XXXXXX	XXXXXX
2	потребители за битови нужди	MWh	XXXXXX	XXXXXX
3	потребители за стопански нужди	MWh	XXXXXX	XXXXXX
4	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	MWh	XXXXXX	XXXXXX
5	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	%		
6	Отпусната топлинна енергия към преноса с гореща вода	MWh		
7	Пълни разходи в производство за топлинна енергия с гореща вода	kBGN		
8	Необходими приходи в преноса на топлинна енергия с гореща вода	kBGN	XXXXXX	XXXXXX
9	Възвращаемост в преноса на топлинна енергия с гореща вода	kBGN	XXXXXX	XXXXXX
10	Признати годишни разходи в преноса на топлинна енергия с гореща вода	kBGN	XXXXXX	XXXXXX
11	УПР в преноса на топлинна енергия с гореща вода	kBGN	XXXXXX	XXXXXX
12	Променливи Разходи в преноса на топлинна енергия с гореща вода	kBGN	XXXXXX	XXXXXX
13	Разходи за ТР в преноса на топлинна енергия с гореща вода	kBGN	XXXXXX	XXXXXX
14	Цена на топлинна енергия с гореща вода (от производство)	лв/MWh		
15	Цена за пренос на топлинна енергия с гореща вода (за пренос)	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
16	Компонента от ТР в цената за пренос на топлинна енергия с гореща вода	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
17	Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
18	Приходи от топлинна енергия с гореща вода	ХИЛ.ЛВ	XXXXXX	XXXXXX

№ по	ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ <u>ВОДНА ПАРА</u>	МЯРКА	ОТЧЕТ 2019 г.	ПРОГНОЗА от 7,2020 г.
1	2	3	5	8
1	Топлинна енергия за разпределение с водна пара	MWh		
2	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	MWh		
3	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	%		
4	Отпусната топлинна енергия към преноса с водна пара	MWh		
5	Пълни разходи в производство за топлинна енергия с водна пара	kBGN		
6	Пълни разходи в преноса на топлинна енергия с водна пара	kBGN		
7	Възвращаемост в преноса на топлинна енергия с водна пара	kBGN		
8	Признати годишни разходи в преноса на топлинна енергия с водна пара	kBGN		
9	УПР в преноса на топлинна енергия с водна пара	kBGN		
10	Променливи Разходи в преноса на топлинна енергия с водна пара	kBGN		
11	Разходи за ТР в преноса на топлинна енергия с водна пара	kBGN		
12	Цена на топлинна енергия с водна пара (от производство)	лв/MWh		
13	Цена на топлинна енергия с водна пара (за пренос)	лв/MWh		
14	Компонента от ТР в цена на топлинна енергия с водна пара (за пренос)	лв/MWh		
15	Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	лв/MWh		
16	НГП от топлинна енергия с водна пара	ХИЛ.ЛВ		

№ по	ТЕХНИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ	МЯРКА	ОТЧЕТ ЗА 2019 г.	ПРОГНОЗА към 7,2020 г.
1	Отопляем обем на имот на потребителите на т. енергия с г. вода, за:	(m ³)		
2	сгради етажна собственост в т.ч. за:	(m ³)		
3	битови нужди	(m ³)		
4	стопански нужди	(m ³)		
5	самостоятелни потребители в т.ч. за:	(m ³)		
6	битови нужди	(m ³)		
7	стопански нужди	(m ³)		
8	Работещи по преноса на топлинна енергия (преносно предприятие)	бр		

Процес	По разходи за топлинна енергия	ХИЛ. ЛВ	#VALUE!	#VALUE!
	По приходи от топлинна енергия по еднокомпонентни цени	ХИЛ. ЛВ	#VALUE!	#VALUE!

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СДРихард Майсен
Председател на СД

СПРАВКА № 6

Приложение № 6

Изчисляване на коефициенти за разпределяне на разходите:
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	ТЕХНИЧЕСКИ, ИКОНОМИЧЕСКИ И НАТУРАЛНИ ПОКАЗАТЕЛИ ПОКАЗАТЕЛИ	ОЗНАЧЕНИЕ	ДИМЕНСИЯ	ОТЧЕТ	ПРОГНОЗА
				2019 г.	от 7.2020 г.
1	2	3	4	5	6
1	Произведена прегрята пара от парогенераторите	$D_{пп}$	t	XXXXXX	XXXXXX
2	Енталпия на прегрята пара	$h_{пп}$	kJ/kg	XXXXXX	XXXXXX
3	Разход на питателната вода	$D_{пв}$	t	#VALUE!	#VALUE!
4	Средна температура на питателна вода	$t_{пв}$	°C	XXXXXX	XXXXXX
5	Енталпия на питателна вода	$h_{пв}$	kJ/kg	XXXXXX	XXXXXX
6	Произведена топлинна енергия от ЕНЕРГИЙНИ ПГ - бруто	$Q_{к,бр}$	MWh	#VALUE!	#VALUE!
7	КПД пг	$\eta_{пг}$	%	XXXXXX	XXXXXX
8	Коефициент на загубите на топлинна	$\eta_{тп}$	-	XXXXXX	0,98
9	Референтна топлинна ефективност	$\eta_{реф,т}$	%	XXXXXX	XXXXXX
10	Референтна електрическа ефективност	$\eta_{реф,е}$	%	XXXXXX	XXXXXX
11	ОБЩА ефективност	$\eta_{общо}$	%	XXXXXX	XXXXXX
12	Топлинна ефективност	$\eta_{т}$	%	XXXXXX	XXXXXX
13	Електрическа ефективност	$\eta_{е}$	%	XXXXXX	XXXXXX
21	Коефициент на разпределяне на горивото в производството	$K_{ел.кпд}$	%	XXXXXX	XXXXXX
22	Топлинна енергия за електрическа енергия			#VALUE!	#VALUE!
23	Коефициент за разделяне на горивото в централата			#VALUE!	#VALUE!
24	Условно Гориво за производство на Електрическата енергия			#VALUE!	#VALUE!
25	Условно Гориво за производство на Топлинната енергия			#VALUE!	#VALUE!
26	Коефициент на разпределяне на разходите в производството	$K_{разх.проект}$	%	XXXXXX	XXXXXX
27	Разход на остра пара на турбините	$D_{ппо}$	t	XXXXXX	XXXXXX
28	Енталпия на остра пара на турбините	$h_{ппо}$	kJ/kg	XXXXXX	XXXXXX
29	Разход на пара от промишлен пареоотбор на турбините	$D_{ппо}$	t	XXXXXX	XXXXXX
30	Енталпия на пара от промишлен пареоотбор на турбините	$h_{ппо}$	kJ/kg	XXXXXX	XXXXXX
31	Разход на пара на изхода от РОУ	$D_{роу}$	t	#VALUE!	#VALUE!
32	Енталпия на пара на изхода от РОУ	$h_{роу}$	kJ/kg		
33	КУПЕНА Електрическа енергия		MWh	XXXXXX	XXXXXX
33.1.	- в топлоизточника		MWh	XXXXXX	XXXXXX
33.2.	- в преноса и разпределянето		MWh	XXXXXX	XXXXXX
34	Разход на пара от промишлен парен котел	$D_{прк}$	t		
35	Енталпия на пара от промишлен парен котел	$h_{прк}$	kJ/kg		
36	Разлика между енталпите на водната пара и питателната вода	Δh			
37	Температура на питателна (входяща) вода	$t_{пв}$	°C		
38	Разход на върнат кондензат от консуматорите	$G_{врк}$	t		
39	Енталпия на върнат кондензат от консуматорите	$h_{врк}$	kJ/kg		
40	Количество на добавъчната вода (Обезсолена вода)	$G_{дв}$	t		
41	Енталпия на добавъчната вода	$h_{дв}$	kJ/kg		
42	Общ разход на мрежова вода в централата	$G_{мрв}$	m ³		
43	Общ разход на добавъчна вода към топлопр. мрежа	$G_{мрв}$	m ³		
44	Отпусната топлина с добавъчната вода (подпитката)	TE	MWh		

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД



Рихард Майсен
Председател на СД

Приложение 2.14:

Приложение № 4:

2.14.1 обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за 2018г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата;

2.14.2 обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за 2019г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата.

2.14.3. обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за периода юли 2019г. – юни 2020г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата;

2.14.4. отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите – общо и по тримесечия за 2018г.;

2.14.5. отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите – общо и по тримесечия за 2019г.;

2.14.6. отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите – общо и по тримесечия за 2018г.

Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите

Дружество: "ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	Позиция	Общо за 2018 г.			I-тримесечие на 2018 г.			II-тримесечие на 2018 г.			III-тримесечие на 2018 г.			IV-тримесечие на 2018 г.		
		количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)
		MWh	BGN/MWh	KVGN	MWh	BGN/MWh	KVGN	MWh	BGN/MWh	KVGN	MWh	BGN/MWh	KVGN	MWh	BGN/MWh	KVGN
I	Топлинна енергия, използвана за стопански нужди, в това число:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.1.	с топлоносител гореща вода				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.2.	с топлоносител водна пара															
II	Топлинна енергия за битови нужди ОБЩО , в т.ч.:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II.1.	Битово горещо водоснабдяване				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II.2.	Топлинна енергия за асотиации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ															
II.3.	Топлинна енергия за асотиации по чл. 149а от ЗЕ															
III	Венчко приходи от топлинна енергия с гореща вода за стопански и битови нужди (I.1.+II)															
IV	Венчко приходи от топлинна енергия за стопански и битови нужди (I+II)															
V	Приходи от присъединяване и услуги															
VI	Приходи от топлоносител															
VII	Фактурирана електрическа енергия, в т.ч.:															
VII.1.	На обществените доставчици, както следва:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.1.	Комбинирана електрическа енергия от ВЕП				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.2.	Комбинирана електрическа енергия <u>без</u> ВЕП	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.3.	Некомбинирана електрическа енергия															
VII.2.	На крайните снабдители, както следва:															
VII.2.1.	Комбинирана електрическа енергия <u>от</u> ВЕП															
VII.2.2.	Комбинирана електрическа енергия <u>без</u> ВЕП															
VII.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия															
VII.3.	На ДРУГИ:															
VIII	Приходи, свързани с неретгулирана дейност						XXXXXX			XXXXXX			XXXXXX			XXXXXX
IX	Общо приходи за централата (VIII+IX+X+XI+XII)															

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СДРихард Майсен
Председател на СД

Отчетная информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите

Дружество: "ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	Позиция	Общо за 2019 г.			I-тримесечие на 2019 г.			II-тримесечие на 2019 г.			III-тримесечие на 2019 г.			IV-тримесечие на 2019 г.		
		количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)
I	Топлинна енергия, използвана за стопански нужди, в това число:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.1.	с топлинотрансформаторна вода				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.2.	с топлинотрансформаторна вода пара															
II	Топлинна енергия за битови нужди ОБЩО , в т.ч.:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II.1.	Битово горещо водоснабдяване				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II.2.	Топлинна енергия за асотиация по чл.151, ал.1 от ЗЕ															
II.3.	Топлинна енергия за асотиация по чл.149а от ЗЕ															
III	Всичко приходи от топлинна енергия с гореща вода за стопански и битови нужди (I.1.+II)															
IV	Всичко приходи от топлинна енергия за стопански и битови нужди (I+II)															
V	Приходи от присъединяване и услуги															
VI	Приходи от топлинотрансформатор															
VII	Фактурирана електрическа енергия, в т.ч.:															
VII.1.	На обществения достъпчик, както следва:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.1.	Комбинирана електрическа енергия от ВЕП				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.2.	Комбинирана електрическа енергия без ВЕП	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.3.	Некомбинирана електрическа енергия															
VII.2.	На крайните потребители, както следва:															
VII.2.1.	Комбинирана електрическа енергия от ВЕП															
VII.2.2.	Комбинирана електрическа енергия без ВЕП															
VII.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия															
VIII	На ДРУГИ:															
VIII.1.	Приходи, свързани с трансформаторна дейност															
IX	Общо приходи за централата (VIII+IX+X+XI+XII)															

Велико Куршумов
Изпълнителен член на СДРихард Майсен
Председател на СД

Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите

Дружество: "ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	Позиция	Общо за 01.07.2019-30.06.2020			01.07.2019-30.09.2019			01.10.2019-31.12.2019			01.01.2020-31.03.2020			01.04.2020-30.06.2020		
		количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)	количество	продажна цена	приходи (хил. лв.)
I	Топлинна енергия, използвана за стопански нужди, в това число:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.1.	с топлоносител: гореща вода				XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.2.	с топлоносител: водна пара															
II	Топлинна енергия за битови нужди ОБЩО , в т.ч.:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							XXXXXX	#####	#####	XXXXXX	#####	#####
II.1.	Битово горещо водоснабдяване	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	#####	#####	XXXXXX	#####	#####
II.2.	Топлинна енергия за асocioция по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ															
II.3.	Топлинна енергия за асocioция по чл. 149а от ЗЕ															
III	Всичко приходи от топлинна енергия с гореща вода за стопански и битови нужди (I.1+II)															XXXXXX
IV	Всичко приходи от топлинна енергия за стопански и битови нужди (I+II)															XXXXXX
V	Приходи от присъединяване и услуги															
VI	Приходи от топлоносител															
VII	Фактурирана електрическа енергия, в т.ч.:															
VII.1.	На обществения достъпник, както следва:	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.1.	Комбинирана електрическа енергия от ВЕП	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
VII.1.2.	Комбинирана електрическа енергия без ВЕП															
VII.1.3.	Некомбинирана електрическа енергия															
VII.2.	На крайните потребители, както следва:															
VII.2.1.	Комбинирана електрическа енергия от ВЕП															
VII.2.2.	Комбинирана електрическа енергия без ВЕП															
VII.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия															
VIII.	На ДРУГИ:															
IX	Приходи, свързани с енергийна дейност															
	Общо приходи за централата (VIII+IX+X+XI+XII)															

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СДРихард Майсен
Президент на СД

"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

Обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за 2019 г.
за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за централата

Показател	Година	2019 г.												Общо за периода
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Ебрутo от ТЕЦ "Пловдив Север" общо	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
от инсталация 1 - Коген	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
от инсталация 2 - ТТ2	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Собствени нужди на ТЕЦ "Пловдив Север" общо, в т.ч.:	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
от инсталация 1 - Коген	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
от инсталация 1 - Коген - за самата инсталация		XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Е собствено потребление - от инсталация 1-Коген за собствени нужди на инсталация 2-ТТ 2	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
за инсталация 2 - ТТ 2	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Измерена нето ЕЕ от ТЕЦ "Пловдив Север" общо, в т.ч.	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
от инсталация 1 - Коген	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
от инсталация 2 - ТТ2	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX

Продадена нето ЕЕ по график от ТЕЦ "Пловдив Север" общо, в т.ч.	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
БНЕБ, сегмент Ден напред	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX
БНЕБ, сегмент Двустранни договори	MWh	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД



"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

Обобщена справка за брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за периода Юли 2019 г. - Юни 2020 г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за Централата

Показател	Година	2019 г.												2020 г.						Общо за периода
	Марка	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6							
Ебруто от ТЕЦ "Пловдив Север" общо	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
	от инсталация 1 - Коген	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
от инсталация 2 - ТТ2	MWh						XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
Собствени нужди на ТЕЦ "Пловдив Север" общо, в т.ч.:	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
	от инсталация 1 - Коген	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
от инсталация 1 - Коген - за самата инсталация		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
Е собствено потребление - от инсталация 1-Коген за собствени нужди на инсталация 2-ТТ 2	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
за инсталация 2 - ТТ 2	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
Измерена нето ЕЕ от ТЕЦ "Пловдив Север" общо, в т.ч.	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
	от инсталация 1 - Коген	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							
от инсталация 2 - ТТ2	MWh					XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX							

Продадена нето ЕЕ по график от ТЕЦ "Пловдив Север" общо, в т.ч.	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	
БНЕБ, сегмент Ден напред	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	
БНЕБ, сегмент Двустранни договори	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД



Приложение 2.15:

Приложение № 2 към ценовия модел за лицензиант:

2.15.1 Течни горива – мазут, газьол;

2.15.2 Средна цена на природния газ за отчетния период от 01.01.2019г. до 31.12.2019г. и от 01.01.2020г. до 30.06.2020г. (т. I. 6 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020г. на КЕВР);

Течно гориво		Налично на склад			ПРИХОД за Месец			РАЗХОД за Месец		
		Количество	Калоричност	Стойност	Количество	Калоричност	Стойност	Количество	Калоричност	Стойност
месец	Дата	t	kcal/kg	BGN	t	kcal/kg	BGN	t	kcal/kg	BGN
12	31.12.2018 г.	XXXXX	XXXXX	XXXXX						
1	31.01.2019 г.	0	0	XXXXX						
2	28.02.2019 г.	0	0	XXXXX						
3	31.03.2019 г.	0	0	XXXXX						
4	30.04.2019 г.	0	0	XXXXX						
5	31.05.2019 г.	0	0	XXXXX						
6	30.06.2019 г.	0	0	XXXXX						
7	31.07.2019 г.	0	0	XXXXX						
8	31.08.2019 г.	0	0	XXXXX						
9	30.09.2019 г.	0	0	XXXXX						
10	31.10.2019 г.	0	0	XXXXX						
11	30.11.2019 г.	0	0	XXXXX						
12	31.12.2019 г.	0	0	XXXXX						
1	31.01.2020 г.	0	0	XXXXX						
2	29.02.2020 г.	0	0	XXXXX						
3	31.03.2020 г.	0	0	XXXXX						

Течно гориво		Налично на склад			ПРИХОД за Месец			РАЗХОД за Месец		
		Количество	Калоричност	Стойност	Количество	Калоричност	Стойност	Количество	Калоричност	Стойност
месец	Дата	t	kcal/kg	BGN	t	kcal/kg	BGN	t	kcal/kg	BGN
12	31.12.2018 г.	XXXXX	XXXXX	XXXXX						
1	31.01.2019 г.	0	0	0,00	0			0		
2	28.02.2019 г.	0	0	0,00	0			0		
3	31.03.2019 г.	0	0	0,00	0			0		
4	30.04.2019 г.	0	0	0,00	0			0		
5	31.05.2019 г.	0	0	0,00	0			0		
6	30.06.2019 г.	0	0	0,00	0			0		

7	31.07.2019 г.	0	0	0,00	0				0	
8	31.08.2019 г.	0	0	0,00	0				0	
9	30.09.2019 г.	0	0	0,00	0				0	
10	31.10.2019 г.	0	0	0,00	0				0	
11	30.11.2019 г.	0	0	0,00	0				0	
12	31.12.2019 г.	0	0	0,00	0				0	
1	31.01.2020 г.	0	0	0,00	0				0	
2	29.02.2020 г.	0	0	0,00	0				0	
3	31.03.2020 г.	0	0	0,00	0				0	

Изготвил:

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД



Рихард Майсен
Председател на СД

Средна цена на природен газ за отчетен период

Приложение №2

Дружество : "ЕВН България Топлофикация" ЕАД

2019

месец	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Общо:
Количество Долна калоричност	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0
Горна калоричност	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0
Цена на пр. газ /без ДДС/	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0,00
Обща сума /без ДДС/	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!

2020

месец	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Общо:
Количество Долна калоричност	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0
Горна калоричност	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0
Цена на пр. газ /без ДДС/	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0,00
Обща сума /без ДДС/	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!

период	01.07.2019-30.06.2020
Количество Долна калоричност	0
Горна калоричност	0
Цена на пр. газ /без ДДС/	0,00
Обща сума /без ДДС/	#VALUE!



Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД

Приложение 2.16

Приложение № 5 към ценовия модел за лицензиант:

2.16.1 определяне на цена на природен газ по месеци за 2019г.;

2.16.2 за определяне на цена на природен газ по месеци за периода юли 2019г. – юни 2020г.

"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

ОПРЕДЕЛЕНЕ ЦЕНА НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПО МЕСЕЦИ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД НА ДРУЖЕСТВО:

Наименование	Дименсия	ОБЩО	92												90				91	
			юли.19	авг.19	сеп.19	окт.19	ноем.19	дек.19	яну.19	фев.19	мар.19	апр.19	май.19	юни.19	ОБЩО					
Разход на природен газ	kNm ³	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX					
Долна работна калоричност	kcal/nm ³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX					
Горна работна калоричност	kcal/nm ³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX					
Представителна калоричност	kWh/nm ³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX					
Разход на природен газ	MWh	0,0	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	0,0					
Календарни дни за месеца	дни	365	31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	365					
Заявен годишен капацитетен продукт	MWh/ден		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Заявен тримесечен капацитетен продукт	MWh/ден		0	0	0	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	0	0	0						
Заявен месечен капацитетен продукт	MWh/ден		XXXXXX	0	0	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	0	0						
Заявен дневен капацитетен продукт	брой дни	0-31	31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30						
Превишен заявен капацитет	MWh/ден		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Превишен заявен капацитет	%		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Осигурен годишен капацитетен продукт	лева	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Осигурен тримесечен капацитетен продукт	лева	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Осигурен месечен капацитетен продукт	лева	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Осигурен дневен капацитетен продукт	лева	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Разходи за пренос	лева	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Цена за капацитет и пренос	BGN/kNm ³	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
Цена на пр. газ /без ДДС/	BGN/kNm ³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						
ОБЩА цена на пр. газ /без ДДС/	BGN/kNm ³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX						

Цена за пренос	BGN/kNm ³	#VALUE!
Цена за капацитет	BGN/kNm ³	#VALUE!

КН = #DIV/0! #DIV/0!

Среднопретеглена цена на пр. газ /лв. без ДДС/ за ценовия период

- Коригирани колонните за единичните цени на тримесечен, месечен, дневен капацитетен продукт
- За периода м. Октомври - Декември 2019 г. капацитетните продукти и разходите за пренос са по актуални цени за 2019/2020 г., поради което са като числени стойности.
- Единичните цени за всички видове капацитетни продукти трябва да са с 4 знака след десетичната запетая. Извършена корекция на формулите.
- Калкулацията за вида на доставка - равновесна или неравновесна, е коригирана, тъй като всички видове капацитетни продукти трябва да се калкулират по броя на дните в съответния месец.

Изготвил:

Велко Куршумов

Изпълнителен член на СД

Ректор Майсен
Председател на СД

Твърди продукт

ОПРЕДЕЛЯНЕ ЦЕНА НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПО МЕСЕЦИ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД НА ДРУЖЕСТВО: "ЕВН България Топлофикация" ЕАД

Наименование		Дименсия	ОБЩО	юли.20	авг.20	сеп.20	окт.20	нояем.20	дек.20	яну.21	фев.21	мар.21	апр.21	май.21	юни.21	ОБЩО	
Разход на природен газ		km³	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	0,00
Долна работна капацитетност		kcal/nm³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	#VALUE!
Горна работна капацитетност		kcal/nm³	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!
Представителна капацитетност		kWh/nm³	#VALUE!	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	#VALUE!
Разход на природен газ		MWh	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!
Календарни дни за месеца		дни	365	31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	365	
Заявен годишен капацитетен продукт		MWh/ден		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX		
Заявен тримесечен капацитетен продукт		MWh/ден		0	0	0	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	0	0	0	
Заявен месечен капацитетен продукт		MWh/ден		0	0	0	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	0	0	
Заявен дневен капацитетен продукт		брой дни	0-31	31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30		
Превишен заявен капацитет		MWh/ден		#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!		
Превишен заявен капацитет		%		#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!		
Осигурен годишен капацитетен продукт		лева	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	
Осигурен тримесечен капацитетен продукт		лева	#REF!	#REF!	#REF!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#REF!	#REF!	#REF!	
Осигурен месечен капацитетен продукт		лева	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#REF!	#REF!	#REF!	
Осигурен дневен капацитетен продукт		лева	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#REF!	
Разходи за пренос		лева	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	
Цена за капацитет и пренос		BGN/knm³	0,00	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!		
Цена на пр. газ /без ДДС/		BGN/knm³	0,00	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!		
ОБЩА цена на пр. газ /без ДДС/		BGN/knm³	0,00	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!		

Цена за пренос	BGN/km ³	#VALUE!
Цена за капацитет	BGN/km ³	0,00

K11 = #DIV/0! #DIV/0!

Среднопретеглена цена на пр.газ /лв. без ДДС/ за ценовия период

- 1 Коригирани са формулите за пресмятане на разходи за тримесечен, месечен, дневен капацитетен продукт като са използвани правилните колони от Sheet 1.
- 2 За определяне на разходите за достъп и пренос са използвани Цени за достъп и пренос за 01.10.2019 г. - 30.09.2020 г.
- 3 Цената на природния газ е очакваната за м. Април 2020 в размер на 26,21 лв./MWh или 270,10 лв./km³.

0,00 BGN/km³

Венко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Радхари Майтеен
Председател на СД

Приложение 2.17:

Приложение № 6 към ценовия модел за лицензиант:

2.17.1 справка за продадените количества електрическа енергия към обществения доставчик и по свободно договорени цени за 2018г.;

2.17.2 справка за продадените количества електрическа енергия към обществения доставчик и по свободно договорени цени за 2019г.;

2.17.3 отчетна и прогнозна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за периода от 01.07.2019г. до 30.06.2020г. – общо и по тримесечия. (т. I. 5 и т. I. 7 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020г. на КЕВР);

СПРАВКА

за изкуплемата от обществения доставчик електрическа енергия от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия

3a 2018 г.

[illegible]

	ЯНУАРИ	ФЕВРУАРИ	МАРТ	АПРИЛ	МАЙ	ЮНИ	ЮЛИ	АВГУСТ	СЕПТЕМВРИ	ОКТОМВРИ	НОЕМВРИ	ДЕКЕМВРИ	ОБЩО 2018 Г.
ПРОИЗВОДИТЕЛИ	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh	Количество ел. енергия, MWh
Общо фактурирана ниво Ср.Н.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Общо Обществена доставка	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД



СПРАВКА
за продадената електрическа енергия по свободно Договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2018 г.

ПРОИЗВОДИТЕЛИ	Януари	Февруари	Март	Април	Май	Юни	Юли	Август	Септември	Октомври	Ноември	Декември	Общо 2018 г.
Присъединени към преносна мрежа													
Топлофикационни централи													
Топлофикация София ЕАД													0.000
ЕВН България Топлофикация ЕАД	0.000	0.000	0.000	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	XXXXX	0.000
Топлофикация Перник ЕАД													0.000
Топлофикация Русе ЕАД													0.000
Топлофикация Сливен ЕАД													0.000
Топлофикация Плевен ЕАД													0.000
Топлофикация Бургас ЕАД													0.000
Топлофикация Пловдив ЕАД													0.000
Общо топлофикационни централи	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Заводски централи													
"Бонифат" ЕАД													0.000
ТЕЦ "СВИЛОЗ" АД - топлин резерв													
"Солвей Соди" АД (Левен)													0.000
"Коринт" ООД													0.000
"Бисовет" АД													0.000
Общо заводски централи	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Общо фактурирана ниво В.Н.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Присъединени към разпределителна мрежа													
ЧЕЗ													
Топлофикация Плевен ЕАД													0.000
Топлофикация София ЕАД													0.000
Топлофикация Перник ЕАД													0.000
Топлофикация Враца ЕАД													0.000
Топлофикация Бяла ЕАД													0.000
Овергаз Мрежи АД													0.000
ЧЗП "Румяна Величкова"													0.000
"Алг и ко" АД													0.000
"Оранжерии Гимел II" ЕООД													0.000
Овердрайв АД													0.000
Когенерация Зебра - ВЕКП													0.000
"Интерстрой Капето" АД													0.000
Общо ЧЕЗ	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ЕНЕРГО-ПРО													
Топлофикация Русе ЕАД													0.000
Топлофикация Габрово ЕАД													0.000
Топлофикация Варна ЕАД													0.000
Топлофикация - ВТ" АД													0.000
МЕАГ - Търговище АД													0.000
Топлофикация Разград ЕАД													0.000
ТЕЦ "Горна Оряховица" ЕАД													0.000
"Оранжерии Петров дол" ООД													0.000
Общо ЕНЕРГО ПРО	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ЕВН													
"Димитър Маджаров - 2" ЕООД													0.000
"Електотекс" АД													0.000
"Оранжерии Гимел" АД - 200 дка													0.000
"Оранжерии Гимел" АД - 500 дка													0.000
"З.П.АУР" (Сък" ООД)													0.000
"Коліно Евротейд" ЕООД													0.000
УМБАЛ "Проф. д-р Стоян Кирков" АД													0.000
"Бела България" АД (Унибел - Ямбол)													0.000
Общо ЕВН	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Общо фактурирана ниво Св.Н.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Общо Обществени доставчици	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Радика Милев
Председател на СД



СПРАВКА
за изкупената от обществените доставчици електрическа енергия от централи с високоэффективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
за 2019 г.

Производители	Януари	Февруари	Март	Април	Май	Юни	Юли	Август	Септември	Октомври	Ноември	Декември	Общо 2019 г.
Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh	Количество ел. енергия, МWh
Присъединени към преносна мрежа													
Топлофикационни централи													0,000
Топлофикация "София" ЕАД													0,000
ЕВН България Топлофикация ЕАД	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Топлофикация Перник ЕАД													0,000
Топлофикация Русе ЕАД													0,000
Топлофикация Сливен ЕАД													0,000
Топлофикация Плевен ЕАД													0,000
Топлофикация Бургас ЕАД													0,000
Топлофикация Плевен ЕАД													0,000
Велико Кюрумов													0,000
Измълчаван член на СД													0,000
Борисел ЕАД													0,000
"Солвек Солар" АД (Левен)													0,000
"Кориди" ООД													0,000
Биовест АД													0,000
Общо заводски централи	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общо фактурирана ниво В.Н.	0,000	0,000	0,000	#VALUE!	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присъединени към разпределителна мрежа													
ЧЕЗ													0,000
Топлофикация Плевен ЕАД													0,000
Топлофикация София ЕАД													0,000
Топлофикация Перник ЕАД													0,000
Топлофикация Враца ЕАД													0,000
"Овергаз Мрежи" АД													0,000
ЧЗП "Румяна Величкова"													0,000
"Арт и ко" АД													0,000
"Оранжерии - Гимел I" ЕООД													0,000
"Овердраге" АД													0,000
Котенерална Забрга - БЕКП													0,000
"Инергострой Капето" АД													0,000
Общо ЧЕЗ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ЕНЕРГО-ПРО													0,000
Топлофикация Русе ЕАД													0,000
Топлофикация Габрово ЕАД													0,000
"Беолия Енерджи Варна" ЕАД													0,000
Топлофикация - ВТ" АД													0,000
"МЕБЛ" - Търговище" АД													0,000
Топлофикация Разград ЕАД													0,000
ТЕЛ "Горча Оряховица" ЕАД													0,000
"Оранжерии Петров дол" ООД													0,000
Общо ЕНЕРГО ПРО	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
БВН													0,000
"Димитър Малджаров - З" ЕООД													0,000
"Декотекс" АД													0,000
"Оранжерии Гимел" АД - 200 дека													0,000
"Оранжерии Гимел" АД - 500 дека													0,000
"ЗЛАУБ" ("Ока" ООД)													0,000
"Олмо Енотрейд" ЕООД													0,000
УМБАЛ Проф. д-р Стоян Киркович АД													0,000
"Бела България" АД (Унибел - Ямбол)													0,000
Общо БВН	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общо фактурирана ниво СР.Н.	0,000	0,000	0,000	#VALUE!	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общо Обществен доставчици	0,000	0,000	0,000	#VALUE!	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Велико Кюрумов
Измълчаван член на СД

Ришард Майсен
Председател на СД



Phaxap/Manchen
Trepacelatan na CD

Приложение 2.23:

Приложение № 3 към Ценовия модел за

лицензиант: отчет и анализ на изпълнените и

планирани условно постоянни разходи, ремонти и
инвестиции за прогноза в цени от 01.07.2019г.,

отчет 2019г., отчет за ценови период от

01.07.2019г. – 30.06.2020г. и прогноза в цени от
01.07.2020г.

Дружество: "ЕВН България Топлофикация" ЕАД

Приложение №3

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МАРКА	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 -30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Разлика Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	Разлика Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 = 7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3.1.	Начисления свързани с т. 3. по действащото законодателство	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
5	Приходи от присвединяване и услуги	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м ³	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
III.	Цена на въглища	лв./т					0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	Марка	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 -30.06.2020 г.	Прогноза в цени от 01.07.2020 г.	Разлика Прогноза 2020 – Отчет ценови период	Изменение в %	Разлика Прогноза 2020 – Прогноза 2019 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 = 7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОЩО, в т.ч.:	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
I.2.	по преноса	хил. лв.	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
II.	Инвестиции ОЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

Изготвил

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД



№	Наименование	Дименси	Прогноз в цени от 01.07.2019 г.	Отчет 2019 г.	Отчет ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г.	Прогноз в цени от 01.07.2020 г.	Разлика [Прогноз 2020 - Отчет ценови период]	Изменение в %	Разлика [Прогноз 2020 - Прогноз 2019 г.]	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8-7-6	9	10-7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към пренос-общо	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1.1.	гореща вода	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
1.2.	пар	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2.1.	гореща вода	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
2.2.	пар	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
3.1.	гореща вода	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
3.2.	пар	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръжения-общо	MWh	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
4.2.	пар	MWh	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
6	Произведена топлинна енергия от ИПК	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
7	Произведена електрическа енергия	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	%	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
7.2.	Произведена електрическа енергия	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия от ВЕП	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия без ВЕП	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	%	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
8	Топлина на горивата за производство	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
8.1.	Топлина на горивата за сн. част	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
8.2.	Топлина на горивата за ВКсИПК	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
9	ОБЩА ефективност	%	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
10	Топлинна ефективност	%	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
11	Електрическа ефективност	%	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
12	Топлинна ефективност на ВКсИПК	%	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
8	СРуг за промяна на ЕЕ	€/ kWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
9	СРуг за промяна на ТЕ	€/ kWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MВтч	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
10.1.	гореща вода	MВтч	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
10.2.	пар	MВтч	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
12	Технологични разходи - гореща вода	MWh	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
13	Технологични разходи - пар	MWh	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0.00%	0	0.00%
	гореща вода	MWh								
	водна пара	MWh								

Изготвил

Васко Куршумов
Изпълнителен член на СДРихард Майсен
Председател на СД

Приложение 2.21:

Отчетна информация от "ЕВН България

Топлофикация" ЕАД за 2019г. и прогноза

информация за ценовия период **01.07.2020г.** –

30.06.2021г., във форма и съдържание съгласно

справки от № 1 до № 9 на приложение (модел)

за лицензанти към Указания за образуване на

цените на топлинната енергия и на електрическата

енергия от комбинирано производство при

регулиране чрез метода "норма на възвръщаемост

на капитала" (т. II. 1 от Писмо, изх. № Е-14-00-3 от

20.02.2020г. на КЕВР)

МОДЕЛ

за образуване цени на електрическа и/или топлинна енергия

1	Определение на количеството реализирана топлинна енергия .
2	Определение на технологичните разходи на ТЕ при преноса на ТЕ.
3	Определение на количеството топлинна енергия на изход централа .
4	Избор на съоръжения за производство на необходимата топлинна енергия и собствените нужди от ТЕ за производство на електрическа и/или топлинна енергия на собствените нужди на ТЕ , както и собствените нужди на ТЕ за съответната електрическа енергия , както и собствените нужди на ТЕ за производството на електрическа и/или топлинна енергия.
5	Определение на необходимите количества горива (при съответната калоричност) за избраните съоръжения при съответната им ефективност.
6	Проверка на прогнозната общата ефективност и икономия на гориво спряма разделение производство на електрическа и топлинна енергия.
7	Разпределение на реализираната електрическа енергия по видове и потребности.
8	Определение на ДМА за производство на електрическа и/или топлинна енергия и разделение им за инсталации за комбинирано производство и за инсталации за разделение производство, така и за пренос.
9	Формиране на ДМА за електрическата и/или топлинна енергия (производство и пренос).
10	Пресмятане на НВ .
11	Определение на променливите разходи за производство на електрическата и/или топлинна енергия (за инсталации за комбинирано производство и за инсталации за разделение производство).
12	Определение на УПР за производство на електрическата и/или топлинна енергия и разделение им за инсталации за комбинирано производство и за инсталации за разделение производство.
13	Определение на УПР за пренос на топлинна енергия.
14	Пресмятане цената на електрическата енергия и определяне на преференциална цена (определяне на добавката).
15	Пресмятане цената на топлинната енергия от производството .
16	Пресмятане цената за пренос на топлинната енергия по топлинореносната мрежа.
17	Пресмятане цената на топлинната енергия за реализация.
18	След попълването, сменете името на файла , което да съдържа името на Вашето дружество и поредността на ценовия Ви период и го запишете.

[illegible]

[illegible][illegible]

№	Наименование	Адрес	Экспертное заключение		Полученные результаты	
			Дата проведения экспертизы	Исполнитель (подпись, печать)	Дата проведения экспертизы	Исполнитель (подпись, печать)
1	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
2	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
3	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
4	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
5	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
6	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
7	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
8	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
9	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов
10	Исследование образцов древесины на содержание влаги, определение влажности (%)	г. Москва, ул. Ленина, д. 10	01.01.2024	И.И. Иванов	01.01.2024	И.И. Иванов

ГОСТИНИНА СЕРВИС		СЛУЖБОВИ СЕРВИС	
№	ИЗМЕНЕНИЯ	№	ИЗМЕНЕНИЯ
1	10.08.08	1	10.08.08
2	12.07.2017	2	12.07.2017
3	12.07.2017	3	12.07.2017
4	12.07.2017	4	12.07.2017
5	12.07.2017	5	12.07.2017
6	12.07.2017	6	12.07.2017
7	12.07.2017	7	12.07.2017
8	12.07.2017	8	12.07.2017
9	12.07.2017	9	12.07.2017
10	12.07.2017	10	12.07.2017
11	12.07.2017	11	12.07.2017
12	12.07.2017	12	12.07.2017
13	12.07.2017	13	12.07.2017
14	12.07.2017	14	12.07.2017
15	12.07.2017	15	12.07.2017
16	12.07.2017	16	12.07.2017
17	12.07.2017	17	12.07.2017
18	12.07.2017	18	12.07.2017
19	12.07.2017	19	12.07.2017
20	12.07.2017	20	12.07.2017
21	12.07.2017	21	12.07.2017
22	12.07.2017	22	12.07.2017
23	12.07.2017	23	12.07.2017
24	12.07.2017	24	12.07.2017
25	12.07.2017	25	12.07.2017
26	12.07.2017	26	12.07.2017
27	12.07.2017	27	12.07.2017
28	12.07.2017	28	12.07.2017
29	12.07.2017	29	12.07.2017
30	12.07.2017	30	12.07.2017
31	12.07.2017	31	12.07.2017
32	12.07.2017	32	12.07.2017
33	12.07.2017	33	12.07.2017
34	12.07.2017	34	12.07.2017
35	12.07.2017	35	12.07.2017
36	12.07.2017	36	12.07.2017
37	12.07.2017	37	12.07.2017
38	12.07.2017	38	12.07.2017
39	12.07.2017	39	12.07.2017
40	12.07.2017	40	12.07.2017
41	12.07.2017	41	12.07.2017
42	12.07.2017	42	12.07.2017
43	12.07.2017	43	12.07.2017
44	12.07.2017	44	12.07.2017
45	12.07.2017	45	12.07.2017
46	12.07.2017	46	12.07.2017
47	12.07.2017	47	12.07.2017
48	12.07.2017	48	12.07.2017
49	12.07.2017	49	12.07.2017
50	12.07.2017	50	12.07.2017
51	12.07.2017	51	12.07.2017
52	12.07.2017	52	12.07.2017
53	12.07.2017	53	12.07.2017
54	12.07.2017	54	12.07.2017
55	12.07.2017	55	12.07.2017
56	12.07.2017	56	12.07.2017
57	12.07.2017	57	12.07.2017
58	12.07.2017	58	12.07.2017
59	12.07.2017	59	12.07.2017
60	12.07.2017	60	12.07.2017
61	12.07.2017	61	12.07.2017
62	12.07.2017	62	12.07.2017
63	12.07.2017	63	12.07.2017
64	12.07.2017	64	12.07.2017
65	12.07.2017	65	12.07.2017
66	12.07.2017	66	12.07.2017
67	12.07.2017	67	12.07.2017
68	12.07.2017	68	12.07.2017
69	12.07.2017	69	12.07.2017
70	12.07.2017	70	12.07.2017
71	12.07.2017	71	12.07.2017
72	12.07.2017	72	12.07.2017
73	12.07.2017	73	12.07.2017

НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА "ЕВН България Телерадикация" ЕАД

№	Описание	Марка	Към 31.12.2019 г.	Към 7.2020 г.
1	2	3	4	5
1	Собствен капитал	хил. лв.	XXXXX	XXXXX
2	Дял на собствения капитал	%	#VALUE!	#VALUE!
3	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	XXXXX	XXXXX
4	Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	XXXXX	XXXXX
	- договори за финансов лизинг	хил. лв.		
	- кредити	хил. лв.	XXXXX	XXXXX
5	Дял на привлечения капитал	%	#VALUE!	#VALUE!
6	Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	XXXXX	XXXXX
7	Данъчни задължения	%	XXXXX	XXXXX
8	НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	#VALUE!	#VALUE!

Справка за Привлечен капитал към 7.2019 г.

[illegible]

Забелешка:

1. Приложение: Заверени копия на договорите за лизинг и кредит и анексите към тях.

Белко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД



№	количественни показатели за производство - 7,2020 г.	измерител	единица	отчет	за 2019 г.	от 7,2020 г.	примечание № 4
1	Отпусната топлинна енергия от централата (към преноса, собствено потребление и	Q отп	MWh			5	
1.1	гореща вода (към преноса, собствено потребление и потребление)	Q отп.в	MWh				
1.2	водна пара (към преноса, собствено потребление и потребление)	Q отп.п	MWh				
2	Топлинна енергия за собствено потребление	Q отп	MWh				
2.1	гореща вода	Q отп.в	MWh				
2.2	водна пара	Q отп.п	MWh				
3	Топлинна енергия за собствени нужди	Q отп	MWh	22 398			
3.1	гореща вода	Q отп.в	MWh	1 382			
3.2	водна пара	Q отп.п	MWh	22 016			
4	Топлинна енергия за собствени нужди	Q отп	MWh	100,00%			
4.1	гореща вода	Q отп.в	MWh	100,00%			
4.2	водна пара	Q отп.п	MWh	100,00%			
5	Отпусната топлинна енергия от сгоряежениата ОбЩО	Q отп	MWh	23 398	22 288		
5.1	гореща вода	Q отп.в	MWh	1 382			
5.2	водна пара	Q отп.п	MWh	22 016			
6	Произведена топлинна енергия от комбинирано производство	Q отп.в	MWh	348 873			
6.1	гореща вода	Q отп.в	MWh	326 857			
6.2	водна пара	Q отп.п	MWh	22 016			
7	Произведена електрическа енергия	E отп	MWh	301 309			
7.1	Произведена комбинирана електрическа енергия от ВЕКП	E ескп	MWh	301 309			
7.2	Произведена комбинирана електрическа енергия от ВЕКП	E ескп	MWh	301 309			
7.3	Произведена комбинирана електрическа енергия от ВЕКП	E ескп	MWh	301 309			
8	Условно гориво за производство на енергия в комбинираната част	B отп	kg	95 588			
9	Топлина на горивата за производство, натурални количества и съответен км лит	Q горива	MWh	778 041			
9.1	мазут	B мз	kg	81 574			
9.2	газ	B г	kg				
9.3	въглища	B в	kg				
9.4	дръв	B д	kg				
9.5	дръг вид гориво (БЕИ)	B др	kg				
10	Активна топлинна на горивото произведен газ (при актив в размер на 0,60 л/с/с)	Q актив	GJ				
11	Активна топлинна на горивото въглища за ТЕ-КП (при актив в размер на 0,60 л/с/с)	Q актив	GJ				
12	Икономия на първичен енергичен ресурс (гориво) спрямо разходно производство	AF	%				
13	ОбЩА ефективност (η _{общ})	η общ	%				
14	СРПТ от комбинирано производство	CPPT					
15	за топлинна енергия						
15	за топлинна енергия						
16	Произведена топлинна енергия от ВК и ПНК	Q отп	MWh	-325 475			
16.1	гореща вода	Q отп.в	MWh	-316 605			
16.2	водна пара	Q отп.п	MWh	-9 870			
17	Условно гориво за производство на енергия във ВК и ПНК	B отп	kg	1 043			
18	Топлина на горивата за производство и натурални количества	Q горива	MWh	8 493			
18.1	мазут	B мз	kg	890			
18.2	газ	B г	kg				
18.3	въглища	B в	kg				
18.4	дръв	B д	kg				
18.5	дръг вид гориво (БЕИ)	B др	kg				
19	Активна топлинна на горивото произведен газ (при актив в размер на 0,60 л/с/с)	Q актив	GJ	33 897			
20	Активна топлинна на горивото въглища за ТЕ-ПТ (при актив в размер на 0,60 л/с/с)	Q актив	GJ				
21	Топлинна ефективност (КПД)	η	%	-372,7%			
22	СРПТ	CPPT		-3,30			
23	Електрическа енергия за собствени нужди на централата, за производство на	E ескп	MWh	11 456			
23.1	Електрическа енергия за собствени нужди на централата, за производство на	E ескп	MWh	11 456			
23.2	Електрическа енергия за собствени нужди	E ескп	MWh	5 619			
23.3	Електрическа енергия за собствени нужди	E ескп	MWh	5 837			
23.4	Електрическа енергия за собствени нужди	E ескп	MWh	289 853			
24.1	комбинирана електрическа енергия от високоэффективно производство	E ескп	MWh	274 055			
24.2	комбинирана електрическа енергия от високоэффективно производство	E ескп	MWh	274 055			
24.3	комбинирана електрическа енергия от високоэффективно производство	E ескп	MWh	15 798			
25	Условно гориво за производство на енергия	B отп	kg	96 631			
26	Топлина на горивата за производство и натурални количества	Q горива	MWh	786 534			
26.1	мазут	B мз	kg	82 464,60			
26.2	газ	B г	kg				
26.3	въглища	B в	kg				
26.4	дръв	B д	kg				
26.5	дръг вид гориво (БЕИ)	B др	kg				
27.1	Долна работна калорийност на горивата	Q отп	kg	8 203			
27.2	мазут	Q отп	kg	9 500			
27.3	газ	Q отп	kg	10 130			
27.4	въглища	Q отп	kg				
27.5	дръг вид гориво (БЕИ)	Q отп	kg				
28.1	Топна работна калорийност на горивата	Q отп	kg	9 094			
28.2	мазут	Q отп	kg				
28.3	газ	Q отп	kg				
28.4	въглища	Q отп	kg				
28.5	дръг вид гориво (БЕИ)	Q отп	kg				
29	Цени на горивата без ДДС			52,53			
29.1	природен газ			500,63			
29.2	мазут						
29.3	газ						
29.4	въглища						
29.5	дръг вид гориво (БЕИ)						
30	СРПТ						
31	за топлинна енергия						
31	за топлинна енергия						

Ветко Кршмов
Иглынигел члел на СД

№	ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ И ПРЕНОСА - 7.2020 Г.	ПРОИЗВОДИТЕЛЯ	ПРЕНОСА	3	Работещи в производството на топлинна и електрическа енергия (топлинозачиник)	Работещи в преноса на топлинна енергия (преносно предприятие)	Работещи (общо) (производство на ЕЕ и пренос на топлинна енергия)
					4	5	6
					а	б	в
					г	д	е
					3	2	3

№	КОЛИЧЕСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ - 7,2020 г.	ЕДИНИЦИ		ОТЧЕТ	ПРОИЗВОДА
		31.12.2019 г.	31.12.2020 г.		
32	Активна мощност на горното подразделение (при активен размер на 0,60 м/с/л)	Q _{гор}	ГД	%	
33	Активна топлина на горното подразделение (при активен размер на 0,60 м/с/л)	Q _{гор}	ГД	%	
34	Емисии на парникови газове (CO ₂) за цялото производство (ТОТАЛ)	CO ₂	ГД	%	
34.1	Емисии от производството на електрическа енергия (CO ₂)	CO ₂	ГД	156 885,33	
34.2	Емисии от производството на топлинна енергия (CO ₂)	CO ₂	ГД	93 376,35	
34.3	Количество закупени емисии парникови газове (CO ₂)	CO ₂	ГД	64 508,98	
34.4	Количество продадени емисии парникови газове (CO ₂)	CO ₂	ГД	65 000,00	
35	Средна цена на закупени емисии парникови газове (CO ₂)	CO ₂	ГД	XXXXXX	
36	Средна цена на продадени емисии парникови газове (CO ₂)	CO ₂	ГД	XXXXXX	
37	Призната мощност	M _{гор} (т/ч)	МВ	XXXXXX	
37.1	Гореща вода	M _{гор} (т/ч)	МВ	XXXXXX	
37.2	Водна пара	M _{гор} (т/ч)	МВ	XXXXXX	
38	Необходими топлини Приходи за производството на Електрическа енергия	НН	КБГН	%	
38.1	ВЪЗВЪРШАЕМОСТ НА КАПИТАЛА ЗА Електрическа енергия	НН	КБГН	XXXXXX	
38.2	Признати Топлини Разходи за производството на Електрическа енергия	КБГН	КБГН	%	
38.3	Условно-Постоянни Разходи за производството на Електрическа енергия	КБГН	КБГН	%	
38.4	Променливи Разходи за производството на Електрическа енергия	КБГН	КБГН	%	
39	Надвигувателни разходи за единична електрическа енергия	НН	КБГН	%	
40	Надвигувателни разходи за единична топлинна енергия	НН	КБГН	%	
40.1	Необходими топлини Приходи за топлинна енергия	НН	КБГН	%	
40.2	ВЪЗВЪРШАЕМОСТ НА КАПИТАЛА ЗА Топлинна енергия	НН	КБГН	%	
40.3	Признати Топлини Разходи за производството на Топлинна енергия	КБГН	КБГН	%	
40.4	Условно-Постоянни Разходи за производството на Топлинна енергия	КБГН	КБГН	%	
40.5	Променливи Разходи за производството на Топлинна енергия	КБГН	КБГН	%	
41	Преференциална цена на електрическата енергия	П _{ек}	БСН/МВ	%	
42	Цена за комбинирана електрическа енергия (за 1кВт. мощност произв. или 3Е 2008 г.)	П _{ек}	БСН/МВ	XXXXXX	
43	Цена за некомпенсирана електрическа енергия	П _{ек}	БСН/МВ	XXXXXX	
44	Приходи от електрическия енергия	П _{ек}	КБГН	%	
45	Необходими приходи от топлинна енергия след добавка на ел. ел.	НН	КБГН	%	
46	Производствена цена на топлинната енергия	НН	КБГН	%	
47	Производствена цена на топлинната енергия с гореща вода	НН	БСН/МВ	%	
48	Производствена цена на топлината енергия с водна пара	НН	БСН/МВ	%	

СПРАВКА № 5

ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ В ПРЕНОСА

"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№ по	ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ <u>ГОРЕЩА ВОДА</u>	МАРКА	ОТЧЕТ	ПРОТНОЗА
1	Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода:	MWh	XXXXXX	XXXXXX
2	потребители за битови нужди	MWh	XXXXXX	XXXXXX
3	потребители за стопански нужди	MWh	XXXXXX	XXXXXX
4	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	MWh	XXXXXX	XXXXXX
5	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	%		
6	Отпусната топлинна енергия към преноса с гореща вода	MWh		
7	Пълни разходи в производството за топлинна енергия с гореща вода	KBGN		
8	Необходимия приходи в преноса на топлинна енергия с гореща вода	KBGN	XXXXXX	XXXXXX
9	Възвращаемост в преноса на топлинна енергия с гореща вода	KBGN	XXXXXX	XXXXXX
10	Признати годишни разходи в преноса на топлинна енергия с гореща вода	KBGN	XXXXXX	XXXXXX
11	УПР в преноса на топлинна енергия с гореща вода	KBGN	XXXXXX	XXXXXX
12	Промежливи Разходи в преноса на топлинна енергия с гореща вода	KBGN	XXXXXX	XXXXXX
13	Разходи за ТР в преноса на топлинна енергия с гореща вода	KBGN	XXXXXX	XXXXXX
14	Цена на топлинна енергия с гореща вода (от производство)	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
15	Цена за пренос на топлинна енергия с гореща вода (за пренос)	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
16	Компонента от ТР в цената за пренос на топлинна енергия с гореща вода	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
17	Еластичностна цена на топлинна енергия с гореща вода	лв/MWh	XXXXXX	XXXXXX
18	Приходи от топлинна енергия с гореща вода	хиЛ. лв	XXXXXX	XXXXXX

№ по	ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ <u>ВОДНА ПАРА</u>	МАРКА	ОТЧЕТ	ПРОТНОЗА
1	Топлинна енергия за разпределение с водна пара	MWh		8
2	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	MWh		
3	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	%		
4	Отпусната топлинна енергия към преноса с водна пара	MWh		
5	Пълни разходи в производството за топлинна енергия с водна пара	KBGN		
6	Пълни разходи в преноса на топлинна енергия с водна пара	KBGN		
7	Възвращаемост в преноса на топлинна енергия с водна пара	KBGN		
8	Признати годишни разходи в преноса на топлинна енергия с водна пара	KBGN		
9	УПР в преноса на топлинна енергия с водна пара	KBGN		
10	Промежливи Разходи в преноса на топлинна енергия с водна пара	KBGN		
11	Разходи за ТР в преноса на топлинна енергия с водна пара	KBGN		
12	Цена на топлинна енергия с водна пара (от производство)	лв/MWh		
13	Цена на топлинна енергия с водна пара (за пренос)	лв/MWh		
14	Компонента от ТР в цена на топлинна енергия с водна пара (за пренос)	лв/MWh		
15	Еластичностна цена на топлинна енергия с водна пара	лв/MWh		
16	НП от топлинна енергия с водна пара	хиЛ. лв		

№ по	ТЕХНИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ	МАРКА	ОТЧЕТ	ПРОТНОЗА
1	Отпусък обем на изот на потребителите на т. енергия с 2. вода, за:	(м³)		кбм 7.2020 г.
2	сграда етажна собственост в т.ч. за:	(м³)		
3	битови нужди	(м³)		
4	стопански нужди	(м³)		
5	самостоятелни потребители в т.ч. за:	(м³)		
6	битови нужди	(м³)		
7	стопански нужди	(м³)		
8	Работещи по преноса на топлинна енергия (преносно предприятие)	ор		

Примеч.	По разходи за топлинна енергия	хиЛ. лв	#VALUE!	#VALUE!
Примеч.	По приходи от топлинна енергия по еластичностни цени	хиЛ. лв	#VALUE!	#VALUE!

Велико Куршумов

Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД

Изчисляване на коефициенти за разпределение на разходите:
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

№	ТЕХНИЧЕСКИ, ИКОНОМИЧЕСКИ И НАТУРАЛНИ ПОКАЗАТЕЛИ	ОЗНАЧЕНИЕ	ДИМЕНСИЯ		ОТЧЕТ	ПРОТ.НОЗА
			2019 г.	от 7,2020 г.		
1	2	3	4	5	6	
1	Произведена прегрета пара от паросенсораторите	Dnp	г	XXXXXX	XXXXXX	
2	Енталпия на прегрета пара	hnp	кДж/кг	XXXXXX	XXXXXX	
3	Разход на питателна вода	Dna	г	XXXXXX	XXXXXX	#VALUE!
4	Средна температура на питателна вода	tна	°C	XXXXXX	XXXXXX	
5	Енталпия на питателна вода	hна	кДж/кг	XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX
6	Произведена топлинна енергия от ЕНЕРГИЙНИ ПП - брето	Qк,dp	MWh	XXXXXX	XXXXXX	#VALUE!
7	КИД, пп	η_{pp}	%	XXXXXX	XXXXXX	
8	Коефициент на загубите на топлинна	$\eta_{тп}$	%	XXXXXX	XXXXXX	0,98
9	Референтна топлинна ефективност	$\eta_{реф.т}$	%	XXXXXX	XXXXXX	
10	Референтна електрическа ефективност	$\eta_{реф.е}$	%	XXXXXX	XXXXXX	
11	ОВПА ефективност	$\eta_{овпа}$	%	XXXXXX	XXXXXX	
12	Топлинна ефективност	η_t	%	XXXXXX	XXXXXX	
13	Електрическа ефективност	η_e	%	XXXXXX	XXXXXX	
21	Коефициент на разпределение на горивото в производството	$K_{ер.кпл}$	%	XXXXXX	XXXXXX	
22	Топлинна енергия за електрическа енергия			#VALUE!	#VALUE!	
23	Коефициент за разделение на горивото в централата			#VALUE!	#VALUE!	
24	Условно гориво за производство на Електрическата енергия			#VALUE!	#VALUE!	
25	Условно гориво за производство на Топлинната енергия			#VALUE!	#VALUE!	
26	Коефициент на разпределение на разходите в производството	$K_{разх.произ}$	%	XXXXXX	XXXXXX	
27	Разход на остра пара на турбините	Dпо	г	XXXXXX	XXXXXX	
28	Енталпия на остра пара на турбините	hпо	кДж/кг	XXXXXX	XXXXXX	
29	Разход на пара от промишлен парогенератор на турбините	Dпо	г	XXXXXX	XXXXXX	
30	Енталпия на пара от промишлен парогенератор на турбините	hпо	кДж/кг	XXXXXX	XXXXXX	
31	Разход на пара на изхода от РОУ	Dпоу	г	XXXXXX	XXXXXX	#VALUE!
32	Енталпия на пара на изхода от РОУ	hпоу	кДж/кг	XXXXXX	XXXXXX	
33	КУПЕНА Електрическа енергия		MWh	XXXXXX	XXXXXX	
33.1.	- в топлинотопливника		MWh	XXXXXX	XXXXXX	
33.2.	- в преноса и разпределението		MWh	XXXXXX	XXXXXX	
34	Разход на пара от промишлен парен котел	Dпр к	г	XXXXXX	XXXXXX	
35	Енталпия на пара от промишлен парен котел	hпр к	кДж/кг	XXXXXX	XXXXXX	
36	Разлика между енталпите на водната пара и питателната вода	Δh				
37	Температура на питателна (вхадна) вода	tна	°C			
38	Разход на върнат кондензат от консуматорите	Gвр к	г			
39	Енталпия на върнат кондензат от консуматорите	hвр к	кДж/кг			
40	Количество на добавяната вода (Обезсолена вода)	Gдв	г			
41	Енталпия на добавяната вода	hдв	кДж/кг			
42	Общ разход на мрежова вода в централата	Gмр в	г			
43	Общ разход на добавяна вода към топлинот. мрежа	Gмр в	г			
44	Отпусната топлинна с добавяната вода (подпитката)	TE	MWh			

Рихард Майсен
Председател на СД



Белко Куршумов
Изпълнителен член на СД

№	Параметри	Дим.
1	Ном. Електрическа мощност	MWe
1.1	Ном. Електрическа мощност	MWe
1.2	Топлинна мощност	MWq
1.3	Електрическа ефективност	%
1.4	Топлинна ефективност	%
1.5	Обща ефективност	%

ГАЗОВИ ТУРБИНИ С КОТЛИ УТИЛИЗАТОРИ, ЕНЕРГИЙНИ ПАРОГЕНЕРАТОРИ И ПАРНИ ТУРБИНИ (ПТУ) (Т с КУ)

№	Паспортни данни	Дим.
2	Т с КУ, ЕП и ПТ	Общо
2.1	Ном. Електрическа мощност Т	MWe
2.2	Електрическа ефективност на Т	%
3	Котел утилизатор (КУ)	
3.1	Топлинна мощност на КУ	MWq
3.2	Топлинна мощност с вл КУ	MWq
3.3	Топлинна мощност с вл КУ	MWq
3.4	Топлинна мощност с вл КУ	MWq
3.5	Топлинна ефективност на Т с КУ	%
3.6	Номинален разход на пара КУ	l/h
3.7	Номинален разход на пара КУ	l/h
3.8	Допълнително гориво за КУ	MW
3.9	Топлинна ефективност на КУ, кл	%
4	ТТ директно към КУ част от ПТУ	
4.1	Ном. Електрическа мощност на ПТ	MWe
4.2	Топлинна мощност на ПТО	MWq
4.3	Топлинна мощност на ТПО	MWq
4.4	Разход на вл от ПТО противоналягане	l/h
4.5	Разход на вл от ПТО противоналягане	l/h
4.6	Обща ефективност	kcal/kWh
5	Обща ефективност	%
6	ЕП на общ колектор с КУ	
6.1	Топлинна мощност на ЕП	MWq
6.2	Номинален разход на пара ЕП	l/h
6.3	Топлинна ефективност на ЕП (кпд)	%
7	ТТ на общ колектор (КУ и ПТ)	
7.1	Електрическа мощност на ПТ (ТТ)	MWe
7.2	Топлинна мощност на ПТО	MWq
7.3	Топлинна мощност на ТПО	MWq
7.4	Разход на вл от ПТО противоналягане	l/h
7.5	Разход на вл от ПТО противоналягане	l/h
7.6	Обща ефективност	kcal/kWh
8	Обща ефективност	%

ЕНЕРГИЙНИ ПАРОГЕНЕРАТОРИ И ТУРБОЕНЕРАТОРИ

№	Паспортни данни	Дименсия	Общо	ПТ-1	ПТ-2	ПТ-3	ПТ-4	ПТ-5	ПТ-6	ПТ-7
3	Парогенератори									
3.1	Тип									
3.2	Разход пара	l/h								
3.3	Енталпия пара	kJ/kg								
3.4	Енталпия пил вода	kJ/kg								
3.5	Топлинна мощност	MW								
3.6	Топлинна мощност (паспорт)	MWq								
3.7	Топлинна ефективност (паспорт)	%								
4	Типогенератори									
4.1	Тип									
4.2	Електрическа мощност на ПТ (ТТ)	MWe								
4.3	Топлинна мощност на ПТО	MWq								
4.4	Топлинна мощност на ТПО	MWq								
4.5	Разход на вл от ПТО противоналягане	l/h								
4.6	Разход на вл от ПТО противоналягане	l/h								
4.7	Обща ефективност	kcal/kWh								
5	Обща ефективност	%								

ЕНЕРГИЙНИ ПАРОГЕНЕРАТОРИ И ТУРБОЕНЕРАТОРИ (ЕПТ "ТТ")



РАЗДЕЛНО ПРОИЗВОДСТВО НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД

РАЗДЕЛНО ПРОИЗВОДСТВО НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ С ТОПЛОНОСИТЕЛ ГОРЕЩА ВОДА

НАЛИЧНОСТ КЪМ 7.2020 г.		ИНСТАЛИРАНИ ВОДОГРЕЙНИ КОТЛИ (ВК) В ЕКСПЛОАТАЦИЯ									
1	Водогрейни котли (ВК)	Дим.	ОБЩО	ВК-1	ВК-2	ВК-3	ВК-4	ВК-5	ВК-6	ВК-7	ВК-8
1.1.	ДМА към 31.12.2019 г.	BGN									
1.2.	Топлинна мощност (паспорт)	MWq									
1.3.	Топлинна ефективност (паспорт)	%									

ОТЧЕТ за 2019 г.			ВОДОГРЕЙНИ КОТЛИ (ВК) В ЕКСПЛУАТАЦИЯ								
1	Водогрейни котли (ВК)	Дим.	ОБЩО	ВК-1	ВК-2	ВК-3	ВК-4	ВК-5	ВК-6	ВК-7	ВК-8
1.1.	Работни часове	h	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				
1.2.	Произведена топлинна енергия	MWh	XXXXXX		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				
1.3.	Топлинна ефективност	%	#VALUE!		XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				

РАЗДЕЛНО ПРОИЗВОДСТВО НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ С ТОПЛОНОСИТЕЛ ВОДНА ПАРА

НАЛИЧНОСТ КЪМ 7.2020 г.		ИНСТАЛИРАНИ ПРОМИШЛИНИ ПАРНИ КОТЛИ (ППК) В ЕКСПЛОАТАЦИЯ									
2	Промислени парни котли (ППК)	Дим.	ОБЩО	ППК-1	ППК-2	ППК-3	ППК-4	ППК-5	ППК-6	ППК-7	ППК-8
2.1.	ДМА към 31.12.2019 г.	BGN									
2.2.	Номинален разход водна пара	t/h			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				
2.3.	Номинално налягане водна пара	ata			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				
2.4.	Топлинна мощност (паспорт)	MWq			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				
2.5.	Топлинна ефективност (паспорт)	%			XXXXXX	XXXXXX	XXXXXX				

ОТЧЕТ за 2019 г.			ПРОМИШЛИНИ ПАРНИ КОТЛИ (ППК) В ЕКСПЛОАТАЦИЯ								
2	Промислени парни котли (ППК)	Дим.	ОБЩО	ППК-1	ППК-2	ППК-3	ППК-4	ППК-5	ППК-6	ППК-7	ППК-8
2.1.	Работни часове	h									
2.2.	Разход на водна пара	t									
2.3.	Среден разход на водна пара	t/h									
2.4.	Налягане на водна пара	ata									
2.5.	Произведена Топлинна енергия	MWh									
2.6.	Топлинна ефективност	%									

Топлинна ефективност ВК\$ППК	%	XXXXXX	#####	XXXXXX
------------------------------	---	--------	-------	--------

Велко Куршумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД



[illegible][illegible]

Рихард Майсен
датеи на СД



Председател на СД

Приложение 2.22:

Обобщена справка за прогнозно брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за периода юли 2020г. – юни 2021г. за ТЕЦ „Ловдив Север“ по инсталции и общо за централата

Обобщена справка за прогнозно брутно производство, собствени нужди и нетно производство на електрическа енергия за периода Юли 2020 г. - Юни 2021 г. за ТЕЦ „Пловдив Север“ по инсталации и общо за Централата

[illegible]

Рихард Майсен
Председател на СД



Приложение 2.24:

Искане по чл. 35, ал. 3 от Закона за енергетиката, за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период: м. юли 2020г. – м. юни 2021г.

ДО
КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И
ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ КЪМ ЗАЯВЛЕНИЕ ЗА ЦЕНИ
ЗА ПЕРИОДА ОТ 01.07.2020 г. ДО 30.06.2021 г. ОТ ЕВН ТР ЕАД

ИСКАНЕ ПО ЧЛ. 35, АЛ. 3 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период:
м. юли 2020 г. – м. юни 2021 г.

ОСНОВАНИЯ: чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 2, т. 5 от Закона за енергетиката,
както и чл. 14, ал. 4 и чл. 15 от Закона за енергийната ефективност

ОТ "ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПОФИКАЦИЯ" ЕАД

(фирма на заявителя съгласно съдебната регистрация)

град Пловдив, ул. "Христо Г. Данов" № 37

(седалище и адрес на управление)

град Пловдив – пощенски код 4000, ул. "Христо Г. Данов" № 37

(пълно и точен адрес за кореспонденция)

Фирмено дело № 12... година 1996 година ЕИК по БУЛСТАТ 115016602
Банкова сметка BIC: INGBBGSF IBAN: BGS8 INGB 9145 1002 4596 18 в ING Банк

Дружество, притежаващо лиценз за пренос на топлинна енергия № Л-01-0-05 от 17.10.2000 г.
и лиценз за производство на електрическа и топлинна енергия № Л-506-03 от 31.10.2018 г.

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Обръщаме се отново към Вас в рамките на процедурата за определяне на цени за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. по отношение на лицензионната дейност на "ЕВН България Топлофикация" ЕАД с искане по чл. 35, ал. 3 от Закона за енергетиката, като настоятелно молим да упражните всички предоставени на Комисията за енергийно и водно регулиране правомощия с оглед необходимостта от съгласуване, определяне и издаване на цялата съвкупност от икономически (финансови) методи (вкл. методи) и юридически актове, относими и приложими с оглед необходимостта от компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през този и предходни ценови периоди.

На основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 2, т. 5 от Закона за енергетиката ("ЗЕ") и чл. 14, ал. 4 и чл. 15 от Закона за енергийната ефективност ("ЗЕЕ"), както и съобразно чл. 24, чл. 31, ал. 6 от Административнопроцесуалния кодекс ("АПК") и във връзка с процедурата по утвърждаване на цени на топлината и електрическа енергия и премия за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., стартирана със заявление на "ЕВН България Топлофикация" ЕАД (ЕВН ТР), отправяме към Вас искания, описани в това Приложение към Заявлението за цени на ЕВН ТР ЕАД за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.

Комисията за енергийно и водно регулиране ("КБР") - в качеството ѝ на административен орган, притежава компетентност да издава индивидуални административни актове, с които се утвърждават цени в сектор енергетика на основание и при спазване на процедурата, предвидена в ЗЕ и наредбите по чл. 36 от ЗЕ.

В това свое качество и при спазване на процесуалните правила в закона (съгласно чл. 35 от АПК във връзка с чл. 34 и чл. 41 от АПК и чл. 36 от ЗЕ, от АПК, във връзка с Наредба № 5 от 23 януари 2014 за регулиране на цените на топлината енергия ("Наредба №5"), молим КБР: 1) да предостави възможност на ЕВН ТР ЕАД да преглежда документите по преписката; 2) да си прави бележки и извадки; 3) да осигури възможност да изрази становище по събраните доказателства; 4) да установи фактите, които са от значение в конкретната административна процедура и за конкретния ценови период и т.н. с цел да се постигне издаването на законосъобразен административен акт.

Изхождайки от правомощията на КБР, както и от предвидените в закона процесуални норми, отправяме към КБР следните искания на основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 2, т. 5 от ЗЕ и чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ:

1. Основно искане - въвеждането на инструмент за финансиране

В случай че до началото на ценовия период - 01.07.2020 г. - няма промяна в избора на начин за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, отправяме искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания (ЗЗЕ), произтичащи от задълженията на Република България, което като национална цел за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление до 31 декември 2020 г. в изпълнение на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (ОВ, L 315/1 от 14 ноември 2012 г.) и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите ("Директива") :

"... Чл. 35, (1) (доп. – дБ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 1.07.2018 г.) Енергийните предприятия имат право да предават искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Фонд "Сигурност на електроенергийната система" има право да предави искане за компенсиране на разходи, произтичащи от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени и предоставяне на премии за електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоэффективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

(2) За разходи по ал. 1 се приемат: ...

т. 5, произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4 и чл. 15 от Закона за енергийната ефективност; ... " (Закон за енергетиката)

Изождатки от разбирането, че задълженията за изпълнение на Директивата е по отношение на Република България, "ЕВН България Топлофикация" ЕАД (ЕВН ТР) се оказва в положение на индивидуално задължено по ЗЕ лице поради притежаваната лицензия за пренос на топлинна енергия. Вмененият му задължения по ЗЕ не са подкрепени от съответните финансови инструменти от страна на Република България, които да позволят изпълнението на поставените индивидуални цели. Следователно, чрез вменения на дружеството задължения не се променя основната му лицензионна дейност – нито се осигуряват допълнителни или алтернативни способи за търговска дейност или финансиране, нито се изменя лицензията на дружеството във връзка с условията за доставка на електрическа енергия при регулирани от държавата (КЕВР) цени. Ето защо за изпълнение на вменения на ЕВН ТР задължения и по аналогия на законодателната уредба, свързана с изпълнение на регулираните лицензионни дейности на дружеството, държавните институции са отговорни и единствено компетентни (оправомощени) да създадат необходимите предпоставки за изпълнение на задълженията, вменени по ЗЕ (напр. издаване на нормативни актове, прилагане на политики по ценнообразуване за лицензираните регулирани дейности, институционализиране на дейности, свързани с изпълнението на националните цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания, и т.н.).

Обръщаме внимание, че в приложението (приложено) към официалната препоръка (приложена) на Европейската Комисия относно транспонирането на задълженията за икономии на енергия съгласно Директивата относно енергийна ефективност (2019) 6621 от 25.09.2019 г.³ изрично е посочено на стр. 84 като част от изборените задължителни характеристики на схемите за задължения за енергийна ефективност, че е "Необходимо е да се въведе подходящ механизъм в схемата за задължителни енергийни спестявания, за да се осигури възстановяването на разходите, които задължените страни правят за изпълнението на своите индивидуални цели за икономии на енергия".⁴ Такаъв механизъм за задължените лица в рамките на схемата за задължения за енергийна ефективност не е наличен.

С оглед на гореизложеното считаме, че въвеждането на инструмент за финансиране на ЦЗЭС е предпоставка за безпрепятствено упражняване на основните за ЕВН ТР лицензионни и регулирани от КЕВР дейности.

II. Алтернативно искане

Включване в необходимите приходи на ЕВН ТР сумата от 2 446 405,86 лв. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. Този ресурс е необходим на дружеството при запазване на държавната политика, изискваща от задължените лица да финансират мерки при крайните клиенти изразяващи се в подмяна на дорамата, подмяна на електроуреди, саниране и т.н. Съгласно публикувания от АУЕР Проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2020 г. на ЕВН ТР е определена цел в размер на 2,319 GWh. Публично достъпната информация за финансиране на мерки за подмяна на дорамата и изолiranje на жилища, показва че средната цена на спестен метават час енергия е около 1 050 лв./MWh. Следователно на ЕВН ТР са необходими средства в размер на 2 446 405,86 лв., за да може да финансира подобен тип мерки, с които да изпълни определената му за 2020 г. цел.

III. Особени искания във връзка с производството по издаване на административен акт

Молим преди КЕВР да издаде административен акт – решение за определяне на цени, действащи през ценовия период: м. юни 2020 г. – м. юни 2021 г., и на основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 6 от АПК:

→ да изясни в детайли всички факти и обстоятелства, необходими за определяне на паричната равностойност на размера на необходимите средства за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС

³ Текстът на приложението към препоръката е достъпен на следния уеб адрес: <https://ec.europa.eu/transparency/rectodirective/2019/BG/C-2019-6621-F1-BG-ANNEX-1-PART-1-PDF>
⁴ Текстът на препоръката е достъпен на следния уеб адрес: <https://ec.europa.eu/transparency/rectodirective/2019/BG/C-2019-6621-F1-BG-MAIN-PART-1-PDF>

→ да изиска от съответните административни органи (включително и от АУЕП), да издадат в рамките на своята компетентност и изпратят всякакви документи (доказателства) или информация, от значение за производството

а.) Какъв е размерът на остатъчната стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност до 2020? Какъв е делът на спестявания, постигнати чрез алтернативни мерки на политиката за периода от 2016 г. до 2019 г.? Какви са количествата енергийни спестявания, разпределени като индивидуални цели за периода 2016 г. до 2019 г., които не са изпълнени и задължените с тях лица са отпаднали от списъка на задължени лица в периода 2016 г. до 2020 г. поради това продадените от тях количества енергия за предходната година са под необходимия праг или са преустановили търговската си дейност?

б.) Какъв е размерът на необходимите средства за постигане на остатъчната стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност до 2020?

в.) Какъв е размерът на актуалното финансово изражение - след приспадане на изпълнените количества енергийни спестявания на национално ниво - на оставащия размер на индивидуалните цели за енергийни спестявания за периода до 31 декември 2020 г. по отношение на:

а. задължените лица по чл. 14, ал. 4, т. 2 от ЗЗЕ;

б. конкретната парична равностойност на енергийните спестявания за ЕВН ТР ЕАД, определени като индивидуална цел съгласно схемата за задължения за енергийни спестявания по ЗЗЕ;

г.) Какъв следва да бъде размерът (паричната равностойност) на сумата, която ЕВН ТР ЕАД трябва конкретно да получи посредством одобрение от КЕВР цени, за да може да финансира изпълнението на енергийно-ефективни услуги или вноски във фонд съобразно определената му индивидуална цел.

IV. Доводите ни за отпавяне на тези искания са следните:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е идентифицирано от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕП) като задължено лице по смисъла на чл. 14, ал. 4, т. 2 от Закона за енергийна ефективност (ЗЗЕ) и поради тази причина отправя към КЕВР своите искания, описани в това Приложение.

В съответствие с разпоредбите на чл. 15 от ЗЗЕ и Наредбата по чл. 18, ал. 1 от ЗЗЕ, АУЕП е държавният орган, компетентен да определя индивидуална цел на съответното задължено лице на базата на разликата между кумулативната цел за страната и прогнозираните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки.

Дейността на ЕВН ТР – в качеството му на топлопреносно предприятие и доставчик на топлинна енергия е лицензирана, а КЕВР е компетентният държавен орган, който е оправомощен да регулира цените (съгласно чл. 21, ал. 1, т. 17 във връзка с т. 8 от ЗЕ).

При упражняване на своята регулирана дейност по доставка на топлинна енергия ЕВН ТР не разполага с финансов ресурс, който да позволи изпълнението на индивидуалната му цел като част от националната кумулативна цел за енергийна ефективност.

България е избрала да изпълни националната кумулативна цел за енергийна ефективност чрез въвеждане на схема за задължителни енергийни спестявания, но за разлика от другите държави-членки с регулирани пазари, избрала този начин на постигане на целта, не е въвела национален механизъм, определящ инструментите за финансиране. Това лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания. В потвърждение на извода, логически следващ при анализ на законодателството и дейността на компетентните държавни органи, че в България липсва работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните потребители, е сравнението, което може да се направи между въведените механизми за финансиране на схемите за задължителни спестявания в други държави-членки на ЕС и липсата на такива за България България:

Ето защо и в обобщение на изложението:

1. За изпълнение на вменения на ЕВН ТР задължения и по аналогия на законодателната уредба, свързана с изпълнение на регулираните лицензионни дейности на дружеството, държавните институции са отговорни и единствено компетентни (оправомощени) да създадат необходимите предпоставки за изпълнение на задълженията, вменени по ЗЕЕ (напр. издаване на нормативни актове, прилагане на политики по ценообразуване за лицензирани регулирани дейности, институционализиране на дейности, свързани с изпълнението на националните цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания, и т.н.)

2. Твърдим, че към настоящия момент задължените лица са изправени пред обективна невъзможност за изпълнение на поставените им цели поради липса на работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните потребители;

3. Отправяме вclusions в това Приложение искания към КЕВР с цел да се използват всички административни и юридически мерки, съгласно действащото законодателство, за постигане на заложените в Директивата и ЗЕЕ цели и свързаните с тях мерки, водещи до енергийни спестявания при крайните клиенти, предназначени да бъдат отчетени при изпълнението на националната кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия.

4. прилагаме още веднъж предложението ни за намиране на решение и създаване на работещ механизъм за финансиране на ЗЕЕ, посочени в Приложение на ЕВН ТР към заявление за цени 2019

При необходимост от допълнителна информация, изискана писмено от КЕВР в хода на ценовата процедура, същата ще бъде предоставена в определен срок.

Приложения:

1. Препоръка на Европейската Комисия относно транспонирането на задълженията за икономии на енергия съгласно Директивата относно енергийна ефективност (2019) 6621 от 25.09.2019 г.

2. Приложение към Препоръка на Европейската Комисия относно транспонирането на задълженията за икономии на енергия съгласно Директивата относно енергийна ефективност (2019) 6621 от 25.09.2019 г.

3. Приложение към заявление за цени за периода 01.07.2019 - 30.06.2020г. от ЕВН ТР и искане по чл. 35, ал. 3 от Закона за енергетиката

Дата: м. март 2020г.

Подписи:

Валко Курчумов
Изпълнителен член на СД

Рихард Майсен
Председател на СД

ПРИЛОЖЕНИЕ

2.27. Искане по чл. 35, ал. 3 от Закона за енергетиката, за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени ни задължения към дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период: м. юли 2019г. – м. юни 2020г.

**ДО
КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И
ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ КЪМ ЗАЯВЛЕНИЕ ЗА ЦЕНИ
ЗА ПЕРИОДА ОТ 01.07.2019 г. ДО 30.06.2020 г. ОТ ЕВН ТР ЕАД**

ИСКАНЕ ПО ЧЛ. 35, АЛ. 3 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период:
м. юли 2019 г. – м. юни 2020 г.

ОСНОВАНИЯ: чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 2, т. 5 от Закона за енергетиката,
както и чл. 14, ал. 4 и чл. 15 от Закона за енергийната ефективност

ОТ ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПОЛОФИКАЦИЯ ЕАД

(фирма на заявителя съгласно съдебната регистрация)

град Пловдив, ул. "Христо Г. Данов" № 37

(седалище и адрес на управление)

град Пловдив – пощенски код 4000, ул. "Христо Г. Данов" № 37

(пълно и точен адрес за кореспонденция)

Фирмено дело № .12. . година 1996 година ЕИК по БУЛСТАТ 115016602
банкова сметка **BIC:** INGBBG5F **IBAN:** BG87 INGB 9145 1002 4596 18 в ING Банк

Дружество, притежаващо лицензия за пренос на топлинна енергия № Л-010-05 от 17.10.2000г.
и лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия № Л-506-03 от 31.10.2018г.

На основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 2, т. 5 от Закона за енергетиката („ЗЕ“) и чл. 14, ал. 4 и чл. 15 от Закона за енергийната ефективност („ЗЕЕ“), както и съобразно чл. 24, чл. 31, ал. 6 от Административния процесуалния кодекс („АПК“) и във връзка с процедурата по утвърждаване на цени на топлината и електрическа енергия и премия за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г., сдърпана със заявление на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР), отправяме към Вас искания, описани в това Приложение към Заявлението за цени на ЕВН ТР ЕАД за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г.

Комисията за енергийно и водно регулиране („КЕВР“) - в качеството ѝ на административен орган, притежава компетентност да издава индивидуални административни актове, с които се утвърждават цени в сектор енергетика на основания и при спазване на процедурата, предвидена в ЗЕ и наредбите по чл. 36 от ЗЕ.

В това свое качество и при спазване на процесуалните правила в закона (съгласно чл. 35 от АПК във връзка с чл. 34 и чл. 41 от АПК и чл. 36 от ЗЕ, от АПК, във връзка с Наредба № 5 от 23 януари 2014 за регулиране на цените на топлината енергия („Наредба №5“), молим КЕВР: 1) да предостави възможност на ЕВН ТР ЕАД да преглежда документите по преписката; 2) да си прави бележки и извадки; 3) да осигури възможност да изрази становището по събраните доказателства; 4) да установи фактите, които са от значение в конкретната административна процедура и за конкретния ценови период и т.н. с цел да се постигне издаването на законосъобразен административен акт.

Изхождайки от правомощията на КЕВР, както и от предвидените в закона процесуални норми, отправяме към КЕВР следните искания на основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 2, т. 5 от ЗЕ и чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ:

1. Основно искане - въвеждането на инструмент за финансиране

1. ЕВН ТР, в качеството си на задължено лице по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ, следва да предоставя енергийно-ефективни услуги и/или да прави вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“, или в други финансираносредствени, като тези разходи са признати за задължения към обществото по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка считаме, че стойността на този вид разходи, наложени на ЕВН ТР ЕАД за изпълнение на задължения към обществото следва да бъдат компенсирани чрез включването им в определената от КЕВР обща регулирана цена за крайните клиенти на топлинна енергия, в която влизат разходите за изпълнение на държавните политики като тези, свързани с постигане на целите за производство на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници или за постигане на цели, свързани с енергийна ефективност.

2. В случай че до началото на ценовия период - 01.07.2019 г. няма промяна в избора от държавата начин за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС, отправяме първо и основно искане да въведете инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания под формата на ценови компонент („надбавка“) в цената „Задължения към обществото“;

2.1. дължим като точна сума (стойност) върху потребената електрическа енергия за киловат/час (kWh) или процент от общия размер на потребената електрическа енергия за киловат/час (kWh);

2.2. платим от крайните потребители и определен по прозареж и равностойност начин;

2.3. стимулираща намаляване на крайното потребление на енергия;

“... Чл. 35 (1) (д)он – 18, 6р. 38 от 2018 г., в сила от 1.07.2018 г.) Енергийните предприятия имат право да предлагат искане за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата сред и околната среда и енергийната ефективност. Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ има право да предлага искане за компенсирание на разходи, произтичащи от задължения за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени и предоставяне на премия за електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия

(2) За разходи по ал. 1 се приемат: ...

т. 5 произтичащи от задължения, свързани с изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания, съгласно чл. 14, ал. 4 и чл. 15 от Закона за енергийната ефективност; ...” (Закон за енергетиката)

2.4. Вносим по отделна сметка, позволяваща точна отчетност на средствата, свързани с финансирането на мерки, водещи до енергийни спестявания при крайните клиенти;

2.5. отчетен в изпълнение на индивидуалните цели за енергийни спестявания, вменени на задължените лица и респ. общата кумулативна национална цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия;

3. С оглед въвеждането на инструмента за финансиране по т. 2 отпаваме искане за определяне на неговия размер като част от „Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ и за разпределяне на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система“ (читаме, че така определения размер на постигане на националната кумулативна цел, а именно – чрез схеми за задължителни енергийни спестявания и респ. задължене лица;

3.2. следва да бъде внасян по предвиден от закона ред във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“, или във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, или по народна сметка на финансов посредник, посочен от изпълнителния директор на Агенцията за устойчиво енергийно развитие - съгласно чл. 7, ал. 1, т. 12 от ЗЕЕ

Алтернативно искане –предвиждане ex-ante на средства в полза на ЕВН ТР с цел изпълнение на задължения към обществото

4. като алтернативно искане на, посоченото в т.1 от това Приложение - за въвеждане на инструмент за финансиране съгласно ЗЕЕ, отпаваме алтернативно искане за компенсиране на разходи, произтичащи от задълженията на Република България, което като национална цел за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление до 31 декември 2020 г. в изпълнение на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕС и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕС и 2006/32/ЕС (ОВ, L 315/1 от 14 ноември 2012 г.) и на Директива 2010/31/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите („Директива“).

5. Изхождайки от разбирането, че задължението за изпълнение на Директивата е по отношение на Република България, ЕВН ТР се оказва в положение на индивидуално задължено по ЗЕЕ лице поради притежаваната лицензия за пренос на топлинна енергия. Вмененият на ЕВН ТР задължения по ЗЕЕ не са придружени от въвеждането от страна на Република България на механизъм за финансиране, позволяващ изпълнението на поставените на лицензианта цели за енергийни спестявания

6. Ето защо за изпълнение на вменения на ЕВН ТР ЕАД задължения и по аналогия на законодателната уредба, свързана с изпълнение на регулаторните лицензионни дейности на дружеството, държащите институции са отговорни и единствено компетентни (оравомощени) да създадат необходимите предпоставки за изпълнение на задълженията, вменени по ЗЕЕ (напр. издаване на нормативни актове, прилагане на политики по ценнообразуване за лицензираните регулаторни дейности, институционализиране на дейности, свързани с изпълнението на националните цели за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания, и т.н.) В тази връзка алтернативното ни искане касае определянето на способа за компенсиране, така че той: 1) да съответства на действителното законодателство (и по-специално – на ЗЕ и ЗЕЕ) по своя вид, размер и процедура за прилагане; 2) да бъде финансово обоснован, като разходите за осъществяването му бъдат ex-ante признати от КЕВР като необходими приходи на ЕВН ТР; 3) да не пречат за осъществяването на основните за ЕВН ТР лицензионни и регулаторни от КЕВР дейности.

II. Искане за определяне на размера (паричната равностойност) на задълженията към обществото и механизма за реализация (изпълнение) на задълженията

7. Отпаваме искане към КЕВР да определи размера (паричната равностойност) на необходимите средства за

- 10 "ЕВН България Топлофикация" ЕАД (ЕВН ТР) е идентифицирано от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) като задължено лице по смисъла на чл. 14, ал. 4, т. 2 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ) и поради тази причина отправя към КЕВР своите искания, описани в това Приложение
- 11 В съответствие с разпоредбите на чл. 15 от ЗЕЕ и Наредбата по чл. 18, ал. 1 от ЗЕЕ, АУЕР е изржавният орган, компетентен да определя индивидуална цел на съответното задължено лице на базата на разликата между кумулативната цел за страната и прогнозираните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки.
- 12 Дейността на ЕВН ТР – в качеството му на топлопоребно предприятие и доставчик на топлинна енергия е

IV. Доводите ни за отправяне на тези искания са следните:

- 9.3.1 задължените лица по чл. 14, ал. 4, т. 2 от ЗЕЕ;
- 9.3.2 конкретната парична равностойност на енергийните спестявания за ЕВН ТР ЕАД, определени като индивидуална цел съгласно схемата за задължения за енергийни спестявания по ЗЕЕ;
- 9.3.4. Какъв следва да бъде размерът (паричната равностойност) на сумата, която ЕВН ТР ЕАД трябва конкретно да получи посредством одобрените от КЕВР цени, за да може да финансира изпълнението на енергийно ефективни услуги или вноски във фонд съобразно определената му индивидуална цел
- 9.3.3. Какъв е размерът на актуалното финансово изражение – след приспадане на изпълнените количества енергийни спестявания на национално ниво - на оставащия размер на индивидуалните цели за енергийни спестявания за периода до 31 декември 2020 г. по отношение на:
- 9.3.1. Какъв е размерът на необходимите средства за постигане на оставащата стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност до 2020;
- 9.3.2. Какъв е размерът на оставащата стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност до 2020;
- 9.2 да изиска от съответните административни органи (включително и от АУЕР), да издадат в рамките на своята компетентност и изпратят всякакви документи (доказателства) или информация, от значение за производството като например:
- 9.1. да изясни в детайли всички факти и обстоятелства, необходими за определяне на паричната равностойност на размера на задължението към обществото, както като резултат от окончателно направени калкулации КЕВР следва да включи в своето ценово решение;
9. Молим преди КЕВР да издаде административен акт – решение за определяне на цени, действащи през ценовия период: м. юни 2019 г. – м. юни 2020 г., на основание чл. 35, ал. 1 във връзка с ал. 6 от АПК;

III. Особени искания във връзка с производството по издаване на административен акт

8. За целта считаме, че КЕВР е необходимо да изиска от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) всички и всякакви данни, необходими за определяне на паричната равностойност на размера на задължението към обществото, изхождайки от оставащата стойност на националната кумулативна цел за енергийна ефективност, която остава да бъде изпълнена за сектор "Енергетика" от енергийни предприятия по смисъла на Закона за енергетиката;
- енергетиката;
- изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС като част от задължението към обществото съгласно чл. 35 от ЗЕ посредством административната процедура по ЗЕ за определяне на регулирани цени и чрез включването му като част от "Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределяне на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система"

- лицензирана, а КЕВР е компетентният държавен орган, който е оправомощен да регулира цените (съгласно чл. 21, ал. 1, т. 17 във връзка с т. 8 от ЗЕ);
- 13 При упражняване на своята регулирана дейност по доставка на топлинна енергия ЕВН ТР не разполага с финансов ресурс, който да позволи изпълнението на инициативата му цел като част от националната кумулативна цел за енергийна ефективност
- 14 Република България е избрала да изпълни националната кумулативна цел за енергийна ефективност чрез въвеждане на схема за задължителни енергийни спестявания, но за разлика от другите държави-членки с регулирани пазари, избрали този начин на постигане на целта, не е въвела национален механизъм, определящ инструментите за финансиране. Това лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания. В потвърждение на извода, логически следващ при анализ на законодателството и дейността на компетентните държавни органи, че в България липсва работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните потребители, е сравнението, което може да се направи между въведените механизми за финансиране на схеми за задължителни спестявания в други държави-членки на ЕС и липсата на такива за Република България:
15. В документ – “Обзор на политиките - 4-ти обзор на политиките” (“Обзор на политиките”), Юли 2016, Механизми за възстановяване на разходите по схемите за ЗЕ” (приложени към това Приложение) е направено подробно описание на схеми за задължителни енергийни спестявания или алтернативни мерки, въведени за всяка държава-членка. Документът е изготвен по проект, финансиран от Европейския съюз, като сред основните му цели е било създаването, преразглеждането и прилагането на чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС за всяка държава-членка
16. От съдържанието на документа е видно, обобщено в таблична форма, какви са видовете механизми за възстановяване на разходите при задълженията за енергийна ефективност - съществуват и планирани такива в ЕС и други държави, към 2015 година, като (виж таблица на стр. 5 от документа “Обзор на политиките”):
- Една голяма група от държавите-членки на ЕС са с изцяло функционирал либерализиран енергиен пазар (т е липсват регулирани цени), което позволява на доставчиците да възстановят разходите си за енергийна ефективност чрез увеличаване на цените на енергията, примерно – Австрия, Ирландия, Латвия, Люксембург, Малта, Полша, Словения, Испания, Обединеното Кралство
 - Друга група от държави, в които има все още регулирани цени при доставката на електрическата енергия така, както и в България, също предвиждат механизми за възстановяване на разходите чрез ценовото регулиране, което държавата осъществява, например – Италия, Франция и Естония.
17. Ето защо и в обобщение на изложеното:
- 17.1 за изпълнение на вменените на ЕВН ТР задължения и по аналогия на законодателната уредба, свързана с изпълнение на регулираните лицензионни дейности на дружеството, държавните институции са отговорни за едностранно компетентни (оправомощени) да създадат необходимите предпоставки за изпълнение на задълженията, вменени по ЗЕ (напр. издаване на нормативни актове, прилагане на политики по ценообразуване за лицензирани регулирани дейности, институционализиране на дейности, свързани с изпълнението на националните цели за енергийна ефективност за постигане на определените количества спестявания, и т. н.)
- 17.2 Твърдим, че към настоящия момент задължените лица са изправени пред обективна невъзможност за изпълнение на поставените им цели поради липса на работещ и одобрен от държавата механизъм за финансиране на мерките за повишаване на енергийната ефективност при крайните потребители;
- 17.3 Отправяме вclusions в това Приложение искания към КЕВР с цел да се използват всички административни и юридически мерки, съгласно действащото законодателство, за постигане на задачите в Директивата и ЗЕ цели и свързани с тях мерки, водещи до енергийни спестявания при крайните клиенти, предназначени да бъдат отчетени при изпълнението на националната кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление

на енергия

При необходимост от допълнителна информация, изисквана писмено от КЕВР в хода на ценовата процедура, същата ще бъде предоставяна в определен срок.

Приложения:


1. Копие от документ - "Обзор на политиките - 4-ти обзор на политиките, юли 2016, Механизми за възстановяване на разходите по схемите за ЗЕЕ" (на английски език и превод на български език)

Дата: 28 март 2019 г.

Подписи:

Симо Симов
изпълнителен член на СД

Жанет Стойчева
Заместник - председател на СД



Energy Saving Policies and Energy Efficiency Obligation Scheme

ENSPOL is an EU-funded project targeting the effective and proper implementation of Article 7 of the Energy Efficiency Directive in all Member States and beyond. Major objective of ENSPOL is the establishment, revision and implementation of robust Energy Efficiency Obligation Schemes or alternative policy measures to each Member State. At the same time the project envisages the provision of appropriately refined information and supportive strategic tools to all targeted stakeholders. The project is coordinated by the research organization Joint Implementation Network.

ENSPOL



4th POLICY BRIEF July 2016

Cost recovery mechanisms of EEO schemes

Summary:

The cost recovery mechanisms and options of EEO schemes are determining factors for the public acceptance and the efficiency of such schemes. There is a great variety of cost recovery options in the EU, and also abroad, where experience is gained and different options apply to different circumstances. The parameters that influence that decision (which has to be flexible and easy to adapt in case market standards change over the time) are: obligated party (suppliers and/or distributors), obligation on all or selected energy carriers, openness of the market (expressed in number of companies) and expectations for newcomers, links of the EEO scheme to either funding mechanism (such as a certificate market) or other tools (such as subsidies, tenders and others), and availability of low cost energy saving options.

Authors

Vlasios Oikonomou, JIN

Project Coordinator

Vlasios Oikonomou

Joint Implementation Network (JIN)

Project Dissemination

Alexandros Flamos

Charikleia Karakosta

University of Piraeus Research Centre (UPRC)





Table of Contents

1	Introduction	2
2	Cost recovery mechanisms in the EU	2
3	Cost recovery options in existing EU EEO schemes	3
3.1	France	4
3.2	Italy	4
3.3	The UK	4
3.4	Denmark	5
3.5	Flanders (Belgium)	5
4	Lessons from outside the EU	6
5	Issues to consider	8



1 Introduction

In the wide range of Energy Efficiency Obligation (EEO) schemes in the EU and especially in countries that plan to start an EEO scheme, one of the debated questions is the cost recovery mechanisms. In general, there is a broad range to costs related to the functioning of the schemes (from transaction to administrative and to investment costs) incurred by the obligated parties (either energy suppliers or distributors) depending on the type of scheme. The EEO Schemes vary in how these costs are recovered and who pays them. The cost recovery consists of the financial contribution from the obligated party under an EEO to the total investment cost of a technology or action, and the remaining contribution that is often paid by the entity that benefits from this technology or action. The rate between these two cost components determines the efficiency of the overall EEO scheme. The incentives behind the EEO scheme, which can often be linked to a price mechanism (in the form of exchangeable certificates or regulation) or left free in the market provide various options to designing the EEO schemes. For instance, under regulated markets, in the presence of regulated energy providers or distributors, it is often the case that regulators provide mechanisms that enable energy providers to recover the costs of meeting their energy savings targets but also provide compensation for their reduced energy sales as a result of the target fulfillment (through an energy tariff threshold). In the case of non-regulated markets, mainly when obligations fall under the energy retailers, the two possible ways of

cost reimbursement are either a) via adapting their behaviour in the market for carrying out investments and passing their costs to their consumers through their energy bills, who benefit from these investments, and b) via covering part of them through governmental funding schemes, either budgetary appropriations or price surcharges imposed on the market. There are also cases, which under the current energy poverty strategies of the EU Member States could shape the cost recovery options differently, especially when EEO schemes target low income customers, where costs cannot be carried out to consumers.

2 Cost recovery mechanisms in the EU

The EU Member States that are making use of EEOs or have opted to develop and launch such schemes present a variety of options for cost recovery. Almost half the MS with an existing or planned EEO have left that cost recovery option open to the market, meaning that energy suppliers can decide upon their business model the rate of contribution to the investments from their customers, while six MS have introduced or are planning a regulation upon the cost recovery in the form of setting energy tariffs. The table below summarizes the cost recovery mechanisms in the EEO (existing and planned ones in the EU, source Broc 2015).

<http://atee.fr/c2e/third-european-workshop-meeting-white-certificates-club>



Country	Cost recovery (or funding) mechanism	Explanations are obligated parties allowed to recover their expenses due to the scheme? (and how?)
Austria	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices	Not defined yet, which is likely one of the main reasons of the low achievements so far
Bulgaria	Cost recovery with regulated price of energy distribution which will take into account additional costs due to the scheme (possibly industries will be exempted from increase of prices)	The cost is recovered by supplement to revenue cap (power, gas) or by inclusion in tariff (district heating), with the exception of oil companies that cannot carry costs to consumers
Denmark	not defined yet (would likely be through energy tariffs, under supervision of the Competition Authority that regulates the energy markets)	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices. Special rules applied for the energy suppliers with regulated energy prices
Estonia	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices
France	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices
Ireland	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices
Italy	Tariff reimbursement for obligated parties depends on previous years market values (since 2013, previously on standard fuel price mix trend). Cost for savings measures in electricity/gas can be included in regulated operator's tariff, whereas this is not possible for transport measures. The Adjustment is under discussion to allow inclusion in gas tariff, or to recycle costs into the transport sector.	

Latvia	There is a provision to increase energy tariffs for cost recovery	Lithuania	Not yet defined
Luxembourg	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices. To avoid distortion between energy types, non-obligated suppliers may have to pay a special tax. The obligation is defined as a mission of public service. This allows the scheme to be partly funded by the public budget.	Malta	The cost recovery option is through the electricity tariffs increase
Poland	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices	Slovenia	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices
Spain	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices	UK	Liberalized energy market and suppliers can recover costs through increasing energy prices

3 Cost recovery options in existing EU EEO schemes

In five MS, where there is substantial experience in EEO schemes, the cost recovery options that have been preferred differ substantially and the key message is that order to adapt these cost recovery mechanisms based on the market status each period.



3.1 France

In the French EEO scheme, the obligated parties were energy suppliers of electricity, natural gas, home heating oil, district heating and cooling, LPG for heating, which, despite their diverse group were selling electricity and gas at regulated prices (by the French government). The opening of the market from the energy market liberalization though, has included in the EEO scheme new electricity and gas suppliers next to the incumbent ones. These new suppliers have smaller but increasing market shares because of their pricing policy that is below the regulated prices. Despite the absence of public information on their costs, from a 2013 assessment the average obligated parties costs were 0.4c€/kWh cumac, 75% of which was for incentives for energy efficiency actions and the 25% for administrative costs, even though much higher for some of them. The market experience shows that energy suppliers pass their costs directly to consumers (and the figures from the fuel oil showed that energy efficiency from certificates represented a 0.027 € per liter of diesel at the pump in 2016, compared to a 0.04 € increase due to the carbon tax. Still, the issue remains as the new energy suppliers do not wish to increase their prices as they sell below the regulated price. For the incumbent suppliers, the costs are partly covered through a tax on energy bills, where certificates represent 1% of the electricity price for households and 0.5% of the gas price. The important part in the French scheme is that the cost recovery options should be carefully designed depending on the market parties,

3.2 Italy

whether they are existing or new, and on the degree of liberalization of the market.

In the Italian EEO scheme, the electricity and natural gas distributors with more than 50,000 customers are required to achieve energy savings (expressed in toe). The obligated parties have access to the certificate market, alongside with their controlled companies, as well as non-obligated distributors, ESCOs and companies or organisations having an energy manager or an ISO 50001 certified energy management system in place. The cost recovery mechanism is left to the carrying over to the electricity and gas customers' bills linked to the energy efficiency trading market. More specifically, this cost is defined by the authority considering the yearly trading market. In 2014 the contribution to the cost was 105.83 €/toe, which increased to 114.83 €/toe in 2015. Considering the rate contribution of 105.83 €/toe, the total economic burden on fulfilling the 2014 target was 617 mEuro for obligated parties. This correlation between the trading market exchange prices of the individual sessions and the definitive tariff contribution is a transparent means for cost recovery, which takes into account the shadow prices of energy efficiency investments (in the form of certificate market prices).

3.3 The UK

In the UK scheme, the energy suppliers are obliged to report their costs to Ofgem (regulator), but costs per company are



3.4 Denmark

In Denmark where until now the energy distributors were the obligated parties under the EEO scheme, the companies have a strong incentive in contacting the consumers on a regular basis to make them invest in energy savings. This keeps the costs of the scheme at a very low level. According to the official evaluation of the EEO carried out by the independent consultancy EA Energinet on behalf of the Danish Energy Agency in 2012, investment costs in households were 1.2 €/kWh (9 kr./kWh) while other sectors had an average investment cost of 0.11 €/kWh (0.80 kr./kWh). The surcharge on the energy prices has been estimated by the DEA for 2013-2015 as (in c€/kWh) 0.23 for electricity, 0.17 for gas, 0.2 for district heating and 0.04 for oil.

3.5 Flanders (Belgium)

In the Flemish scheme, which is no longer in place, the obligated parties were energy distributors. These distributors were mandated to submit an annual budget for compliance with their energy saving obligation, which must be approved by the federal regulator in charge of electricity tariffs. The Cost recovery mechanism through tariff regulation was based upon approved annual action plans for compliance by the authority.

confidential and data is published in aggregate only. These costs relate only to the obligated parties, and do not include any co-funding of efficiency measures by householders, or the cost to government and the energy regulator of administering and regulating the EEO system.

The administration costs (as opposed to delivery of measures) represented around 3% of total costs to obligated parties (2008-2012). Still, there are no official figures on additional costs to customers (who pay part of the measures). In an ex ante estimation, the consumer contribution could be around 30% of the cost (with a 0.625 E per kWh). This practically signifies that although there is no price regulation and tariff contribution in a liberalized market, the design features and the existence of low cost options do not burden substantially the consumer as an outcome of a cost recovery mechanism where suppliers can pass the costs to consumers. As an example, the average cost per residential customer for both electricity and gas during 2008-2012 was 50 E (which was 20% lower than expected). This mainly originates from the fact the obliged parties targeted at relatively low cost energy efficiency measures, which can keep their costs (and their consumers cost contribution) low. This cost recovery mechanism has worked over these years given the fact hence of the availability of low cost saving options within the liberalized energy supply market.



4 Lessons from outside the EU

Based on ACEEE², Regulatory Assistance Project (IEA/DSM Task XXII Best Practices in designing and implementing energy efficiency obligation schemes)³ and EC IEE ENSPOL project⁴, there are various means of cost recovery in schemes all around the world. Given that EEOs have existed in some forms in several countries (such as the US), there are experiences on differences of such cost recovery mechanisms. The most known ones are presented below:

US MINNESOTA: Utilities have minimum spending requirements per statute of 1.5 percent of gross operating revenues from in-state services for electricity utilities, 0.5 percent for natural gas utilities, and two percent for any utility that operates a nuclear-powered generator in Minnesota.

Programme costs, including incentives and operating costs, are recovered through a cost recovery charge, which is determined as part of rate-setting. If actual costs differ from the amount recovered, the utility can adjust its rates subject to Public Utility Commission review.

² <http://database.aceee.org/state/energy-efficiency-resource-standards>
³ <https://www.raponline.org/document/download/id/5003>
⁴ <http://enspol.eu/sites/default/files/results/D2.2%20Report%20on%20existing%20EEOS%20outsidethe%20EU.pdf>

US TEXAS: Utilities are able to recover program costs using an Energy Efficiency Cost Recovery Factor that is determined through base rates or by filing a cost recovery rate schedule in tariffs.566 The Public Utility Commission of Texas can also approve an energy charge or a monthly customer charge for the Energy Efficiency Cost Recovery Factor. The factor is calculated to allow the utility to earn revenues equal to the energy efficiency costs, net of energy efficiency costs included in base rates, the energy efficiency performance bonus earned for the prior year, and any adjustment for past over- or under-recovery of energy efficiency revenues. Costs are recovered from the customer classes that receive energy efficiency services under each program.

US PENNSYLVANIA: Under the legislation, the EDCs' EE&C plans propose a cost-recovery tariff mechanism to fund the EE&C measures and to ensure recovery of reasonable costs. The EDCs can also recover the costs through a reconcilable adjustment mechanism. The total cost associated with an EDC's energy efficiency and peak demand reduction plan may not exceed 2% of the EDC's total annual revenue as of December 31, 2006.

US ARIZONA: Utilities must submit an annual or biennial implementation plan to detail progress in meeting goals and estimate cost and energy savings for programs over the next two calendar years. Utilities may recover the prudent costs of energy efficiency programs through a DSM tariff and the decision also allows utilities to request the Commission to



consider the use of performance incentives to assist in achieving the goals.

US INDIANA: Indiana Administrative Code provides guidelines for demand-side recovery electric utilities, as well as lost-revenue recovery and demand-side management incentives.

CHINA: costs can be funded in three ways: a) through a city utility, collected through electricity tariffs, b) through revenues from differential electricity prices mainly through implementing differential prices for energy-intensive industries; 212, 213 and through other fiscal means, for example, an energy saving and emission reduction special established through the budgets of central and provincial governments. In addition, DSM special funds created and managed by each provincial government will be used to facilitate implementation of the DSM rule.

Korea: The Korea Electric Power Corporation collects a customer charge equal to 3.7 percent of the electricity charge, which funds the Electric Power Infrastructure Fund and investments in DSM. The Korea Gas Corporation do not include a charge for DSM investments in customers' energy bills. These companies simply invest some part of their total revenues.

Country	Cost recovery
Canada/ Ontario	Collected from all ratepayers based on energy use or contribution to peak demand
China	City utility surcharge, revenue from differential electricity prices, and other funding sources
US Minnesota	Energy efficiency cost-recovery charge determined in rate cases
US New York	System benefits charges, and funding from carbon market
US Texas	Obligated utilities recover program costs through base rates or cost recovery tariffs
Australia NSW	Obligated parties' costs are treated as a cost of doing business
Australia South A	Per-customer amount included in regulated price determination
Australia Victoria	Obligated parties' costs are treated as a cost of doing business
Korea	Through a customer charge for electricity and from energy utility revenues for gas and district heating
US California	Public goods charge and natural gas DSM charge; additional funding through rate cases
US Connecticut	System benefits charges, funding from carbon and capacity markets, plus other funding sources
US Massachusetts	System benefits charges, funding from carbon and capacity markets, plus other funding sources
US Vermont	Volumetric wires charge to customers and funding from carbon market
India	Certificate trading and carrying over prices to consumers



5 Issues to consider

There is a clear issue of transparency for the cost recovery mechanisms. For example, in DK and UK, the obligated parties have to report their costs to the public authority. Nevertheless, this requirement is not fully clear, so the data reported by the obligated parties vary significantly in terms of scope and the types of costs reported such as administration costs, marketing costs, incentives costs, etc.).

Given the variety of cost recovery methods as shown inside and outside the EU, there is no blueprint that can be followed, but each country can adapt its own mechanism. The parameters that influence that decision (which has to be flexible and easy to adapt in case market standards change over the time) are: obligated party (suppliers and/or distributors), obligation on all or selected energy carriers, openness of the market (expressed in number of companies) and expectations for newcomers, links of the EEO scheme to either funding mechanism (such as a certificate market) or other tools (such as subsidies, tenders and others), and availability of low cost energy saving options.

Политики за енергоспестяване и схема за задължение за енергийна ефективност

ENSPOL е проект, финансиран от ЕС, насочен към ефективно и правилно прилагане на член 7 от Директивата за енергийната ефективност във всички държави-членки и извън него. Основна цел на ENSPOL е създаването, преизглеждането и прилагането на солидни схеми за задължение за енергийна ефективност или алтернативни политически мерки за всяка държава-членка. В същото време проектът предлага на подходящо усъвършенствана информация и подкрепящи стратегически инструменти на всички заинтересовани страни. Проектът се координира от изследователската организация Свместна мрежа за изпълнение.

Авторите носят цялата отговорност за съдържанието на тази [web страница, публикация и т.н.]. Тя не отразява непременно мнението на Европейския съюз. Нито EACI (Изпълнителна агенция за конкурентоспособност и иновации), нито Европейската комисия са отговорни за използването на информацията, съдържаша се в нея.

4th OBSERVATION ON POLICY 2016

Механизми за възстановяване на разходите по схемите за ЗЕЕ

Обобщение:

Механизмите за възстановяване на разходите и възможностите на схемите за ЗЕЕ (запълнение за енергийна ефективност) са определящи фактори за обществено приемане и ефективността на тези схеми. Има голямо разнообразие от възможности за възстановяване на разходите в ЕС, а също и в чужбина, където се придобива опит и се прилагат различни варианти за различни обстоятелства. Параметрите, които влияят на това решение (като трябва да бъде гъвкаво и лесно да се адаптира в случай, че пазарните стандарти се променят с времето), са: запълнена страна (достъпни и/или дистрибутори), запълнение на всички или избрани енергийни носители, откритост на пазара (изразени в броя на компаниите) и очакваната за новодошли, връзките на схемата за ЗЕЕ или с механизма за финансиране (като пазар на сертификати), или с други инструменти (като субсидии, търгове и други), и наличието на евтини възможности за икономия на енергия.

Автори

Vlasios Oikonomou, JIN

Координатор проект

Vlasios Oikonomou
Съвместна мрежа за изпълнение (JIN)

Разпространяване на проекта

Alexandras Flamos
Charikleia Karakosta

Изследователски център към Университета в
Пирей (UPRC)



ENERGY ASSOCIATION



Handwritten signature

Съдържание

1	Въведение.....	4
2	Механизми за възстановяване на разходите в ЕС.....	4
3	Възможности за възстановяване на разходите в съществуващите схеми за ЗЕЕ в ЕС.....	6
3.1	Франция.....	6
3.2	Италия.....	6
3.3	Обединеното кралство.....	7
3.4	Дания.....	7
3.5	Фландрия (Белгия).....	7
4	Опит извън ЕС.....	8
5	Въпроси за разглеждане.....	10

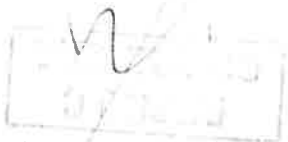


1 Въведение

В широкия спектър от схеми за задължения за енергийна ефективност (ЗЕЕ) в ЕС и особено в зависимост от вида на схемата. Схемите на ЗЕЕ варират по начина, по който тези разходи се възстановяват и кой ги плаща. Възстановяването на разходите се състои от финансовата вноска на задължената страна по ЗЕЕ към общата инвестиционна стойност на дадена технология или действие и останалата част от вноската, която често се плаща от предприятието, което се ползва от тази технология или действие. Прогнозата между тези два компонента на разходите определя ефективността на цялостната схема на ЗЕЕ. Стимулите, които стоят зад схемата за ЗЕЕ, които често могат да бъдат свързани с ценови механизъм (под формата на обменни сертификати или регламенти) или оставени на пазара, предоставят различни възможности за проектиране на енергийни или дистрибутори, често регулаторните органи предоставят механизми, които позволяват на доставчиците на енергия да възстановят разходите си за постигане на целите си за енергийни спестявания, но също така да предоставят компенсация за намалените им продажби на енергия, резултат от изпълнението на целта (чрез прага за тарифиране на енергия). В случай на нерегулираните пазари, главно когато задълженията попадат в обхвата на търговците на енергия, двата възможни начина за възстановяването на разходите е или а) чрез адаптиране на поведението им на пазара за извършване на инвестиции и прехвърляне на техните разходи към техните потребители чрез сметките им за енергия, които имат полза от тези инвестиции, и б) чрез покриване на част от тях чрез държавни схеми за финансиране, или бюджетни цени или цените, наложени на пазара. Има и случаи, които съгласно настоящите стратегии за енергийна бедност на държавите-членки на ЕС могат да оформят различни варианти за възстановяване на разходите, особено когато схемите за ЗЕЕ са насочени към клиенти с ниски доходи, където разходите не могат да бъдат извършени за потребителите.

2 Механизми за възстановяване на разходите в ЕС

Държавите-членки на ЕС, които използват ЗЕЕ или са избрали да разработят и пуснат такива схеми, представят разнообразни възможности за възстановяване на разходите. Почти половината от държавите-членки със съществуващи или планиран ЗЕЕ са оставили тази възможност за възстановяване на разходите отворена за пазара, което означава, че доставчиците на енергия могат да вземат решение относно техния бизнес модел на процента на приноса към инвестициите от своите клиенти, докато шест държави-членки са въвели или планират регламент относно възстановяването на разходите под формата на определяне на енергийни тарифи. Таблицата по-долу обобщава механизмите за възстановяване на разходите в ЗЕЕ (съществуващи и планирани такива в ЕС, източник Брос 2015).



Страна	Механизъм за възстановяване на разходите (или за финансиране)	Имат ли право задължените лица да си възстановят разходите по схемата? (и как?)
Австрия	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Все още не е определено, което вероятно е една от основните причини за ниските постижения досега
България	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията. Специални правила се прилагат за доставчиците на енергия с регулирани цени на енергията.	Възстановяване на разходите с регулирана цена на разпределение на енергия, която ще вземе предвид допълнителните разходи, в резултат на схемата (вероятно отразил ще бъдат освободени от увеличаване на цените)
Хърватия	Разходите се възстановяват чрез добавка към горната граница на приходите (мощност, газ) или чрез включване в тарифата (централно отопление), с изключение на петролните компании, които не могат да извършват разходи за потребителите	Всичко не е дефинирано (вероятно ще бъде чрез енергийни тарифи, под надзора на органа по конкуренцията, който регулира енергийните пазари)
Франция	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията. Специални правила се прилагат за доставчиците на енергия с регулирани цени на енергията.	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
Ирландия	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Възстановяването на тарифите за задължените лица зависи от пазарните стойности от предходните години (от 2013 г., преди това от тенденцията в ценовия микс на стандартните горива).
Италия	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията. За да се избегне изкривяване между видовете енергия, може да се наложи незадължените доставчици да плащат специален данък. Задължените се определят като мисия на обществена услуга. Това позволява схемата да бъде частично финансирана от публичния бюджет.	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
Латвия	Съществува разпоредба за увеличаване на енергийните тарифи за възстановяване на разходите	Все още не е определено
Литва	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
Люксембург	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Възможността за възстановяване на разходите е чрез финансиране на тарифите за електроенергия
Малта	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
Полша	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
Словения	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
Испания	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията
УК	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията	Либерализиран енергиен пазар, като доставчиците могат да възстановят разходите чрез увеличаване на цените на енергията

3 Възможности за възстановяване на разходите в съществуващите схеми на ЗЕЕ на ЕС

В пет държави-членки, където има значителен опит в схемите за ЗЕЕ, предпочитаните варианти за възстановяване на разходите се различават съществено и основното послание е, че е необходимо гъвкавост при проектирането на ЕИО, за да се адаптират тези механизми за възстановяване на разходите, основани на статуса на пазара за всеки период.

3.1 Франция

Във френската схема за ЗЕЕ задължените страни бяха енергийни доставчици на електроенергия, природен газ, домашно отопление, централно отопление и охлаждане, втечен нефтен газ за отопление, които въпреки разнообразната си група продаваха електроенергия и газ по регулирани цени (от французите) правителство). Отварянето на пазара от либерализацията на енергийния пазар обаче включи в схемата за ЗЕЕ нови доставчици на електроенергия и газ до сегашните производители. Тези нови доставчици имат по-малки, но нарастващи пазарни дялове поради ценовата си политика, която е под регулираните цени. Въпреки липсата на публична информация за техните разходи, от оценката за 2013 г. средните разходи на задължените страни бяха 0.4с€ / kWh сумас, 75% от които бяха за стимули за действия за енергийна ефективност и 25% за административни разходи, въпреки че много по-високи за някои от тях. Опитът на пазара показва, че енергийните доставчици прехвърлят разходите си директно на потребителите (а цифрите от мазута показват, че енергийната ефективност от сертификатите представлява 0.027 € на литър дизел на помпата през 2016 г., в сравнение с увеличение от 0.04 €, дължащо се на данъка върху въглеродните емисии. Въпросът обаче остава, тъй като новите доставчици на енергия не желаят да увеличават цените си, тъй като продават под регулираната цена, а за традиционните доставчици разходите се покриват частично чрез данък върху сметките за енергия, където сертификатите представляват 1% от цената на електроенергията за домакинствата и 0.5% от цената на газа. Важната част от френската схема е, че възможностите за възстановяване на разходите трябва да бъдат внимателно проектирани в зависимост от участниците на пазара, независимо дали съществуват или са нови, и от степента на либерализация на пазара.

3.2 Италия

В италианската схема за ЗЕЕ дистрибуторите на електроенергия и природен газ с повече от 50 000 клиенти са длъжни да постигнат икономии на енергия (изразени в тонове нефтен еквивалент). Задължените страни имат достъп до пазара на сертификати, заедно с контролираните от тях дружества, както и без задължителни дистрибутори, компании за енергийни услуги и компании или организации с енергиен мениджър или сертифицирана система за управление на енергията ISO 50001. Механизмът за възстановяване на разходите е оставен на прехвърлянето на сметките за клиенти на електроенергия и газ, свързани с пазара за търговия с енергийна ефективност. По-конкретно, тази цена се определя от органа, разглеждащ годишния пазар на търговия. През 2014 г. приносът към разходите е 105.83 €/тне (тона нефтен еквивалент), което се увеличава до 114.83 €/тне през 2015 г. Като се има предвид процентното участие от 105.83 €/тне, общата икономическа тежест върху изпълнението на целта за 2014 г. е 617 млн. евро за задължените страни. Това съотношение между борсовите цени на търгуваните пазари на отделните сесии и окончателния тарифен принос е прозрачно средство за възстановяване на разходите, което отчита сивите цени

на инвестициите за енергийна ефективност (под формата на пазарни цени на сертифицирати).

3.3. Обединеното кралство

В схемата на Обединеното кралство енергийните доставчици са задължени да докладват своите разходи на Ofgem (регулатор), но разходите за компания са поверителни и данните се публикуват само в обобщение. Тези разходи се отнасят само до задължените страни и не включват съфинансиране на мерки за ефективност от страна на домакинствата или разходи за правителството и енергийния регулатор за администриране и регулиране на системата на ЗЕЕ.

Административните разходи (за разлика от предоставянето на мерки) представляват около 3% от общите разходи на задължените страни (2008–2012 г.). Все още няма официални данни за допълнителните разходи за клиентите (които плащат част от мерките). При предварителна оценка приносът на потребителите може да бъде около 30% от разходите (при 0,625 £ за kWh). Това на практика означава, че въпреки липсата на регулация на цените и принос на тарифите на либерализиран пазар, характеристиките на дейайна и наличното на варианти с ниска себестойност не обременяват значително потребителя като резултат от механизъм за възстановяване на разходите, при който доставчиците могат да прехвърлят разходите на потребителите. Примерно, средният разход за жилищен консуматор за електроенергия и газ през периода 2008-2012 г. е 50 £ (което е с 20% по-ниско от очакваното). Това произтича главно от факта, че задължените страни са се насочили към мерки за относително ниска себестойност на енергийната ефективност, които могат да запазят ниските си разходи (и вносците им в разходите на потребителите). Този механизъм за възстановяване на разходите е работил през тези години, като се има предвид фактът, че съществувва възможност за икономии на ниски разходи в рамките на либерализирания пазар на енергийни доставки.

3.3. Дания

В Дания, където досега дистрибуторите на енергия са били задължени страни по схемата за ЗЕЕ, компанията имат силен стимул да контактуват редовно с потребителите, за да ги накарат да инвестират в енергия. Това запазва разходите на схемата на много ниско ниво. Според официалната оценка на ЗЕЕ, извършена от независимата консултантска фирма EA Energinet analyse от името на Датската енергийна агенция през 2012 г., инвестиционните разходи в домакинствата са 1,2 евро/kWh (9 датски крони/kWh), докато други сектори са имали средни инвестиционни разходи от 0,11 евро/kWh (0,80 датски крони/kWh). Надбавката за цените на енергията е оценена от DEA за 2013-2015 г. като (в евро/ kWh) 0,23 за електроенергия, 0,17 за газ, 0,2 за централно отопление и 0,04 за петрол.

3.5. Фландрия (Белгия)

Във фламандската схема, която вече не съществува, задължените страни са дистрибутори на енергия. Тези дистрибутори бяха задължени да представят годишен бюджет за спазване на задължението си за енергоспестяване, който трябва да бъде одобрен от федералния регулатор/отговарящ за тарифите за електроенергия. Механизмът за възстановяване на разходите чрез

тарифно регулиране се основава на одобрени годишни планове за действие за спазване от страна на органа.

4 Опит извън ЕС

Въз основа на АСЕЕ¹ (Американски съвет за енергийно ефективна икономика), Проект за регулаторна помощ (Задача XXII на IEA (Международна агенция по енергетика)/DSM (Система за управление на разпределението) Най-добри практики в проектирането и прилагането на схеми за задължения за енергийна ефективност² и Проект ENSPOL за ЗЕЕ на ЕС³, има различни средства за възстановяване на разходите в схемите по целия свят. Като се има предвид, че ЗЕЕ съществуват в някои форми в няколко страни (като САЩ), има опит и по отношение на различията в тези механизми за възстановяване на разходите. Най-известните са представени по-долу:

МИНЕСОТА, САЩ: По закон, по отношение на съоръженията има минимални изисквания за разходи в размер на 1,5% от брунтните оперативни приходи от държавни услуги за съоръжения за електроенергия, 0,5% за съоръженията за природен газ и два процента за всяко съоръжение, което използва ядрен генератор в Минесота.

Разходите по програмата, включително стимулите и оперативните разходи, се възстановяват чрез такава за възстановяване на разходите, която се определя като част от определянето на курса. Ако действителните разходи се различават от възстановената сума, предприятието може да копира ставките си в зависимост от прегледа на Комисията за обществени услуги.

ТЕКСАС, САЩ: Съоръженията са в състояние да възстановят програмните разходи, като използват фактор за възстановяване на разходите за енергийна ефективност, който се определя чрез базисни ставки или чрез подаване на тарифен план за възстановяване на разходите в тарифите. 566 Комисията за комунални услуги (Public Utility Commission) в Тексас също може да одобри енергийна такса или месечна такса за клиентите за фактор за възстановяване на разходите за енергийна ефективност. Коефициентът се изчислява така, че да позволи на предприятието да печели приходи, равни на разходите за енергийна ефективност, нетно от разходите за енергийна ефективност, включени в базовите ставки, бонусът за енергийната ефективност, спечелен за предходната година, и всяка корекция за минало презареждане или премахане на приходите от енергийна ефективност. Разходите се възстановяват от класовите клиенти, които получават услуги за енергийна ефективност по всяка програма.

ПЕНСИЛВАНИЯ, САЩ: Съгласно законодателството, плановете за енергийна ефективност на ЕРД (електропроизводителни дружества) предлагат механизъм за тарифи за възстановяване на разходите, за да се финансира мерките за енергийна ефективност и контрол и да се осигури възстановяване на разходи. ЕРД могат също да възстановят разходите чрез механизъм за копиране на съгласуваността. Общите разходи, свързани с енергийната ефективност и плана за намаляване на потреблението на ЕРД, не могат да надвишават 2% от общите годишни приходи на ЕРД към 31 декември 2006 г.

АРИЗОНА, САЩ: Предприемателите трябва да представят годишен или двугодишен план за

¹ <http://database.aee.org/state/energy-efficiency-resource-standards>
² <https://www.arpoline.org/document/download/id/5003>
³ <http://enspol.eu/sites/default/files/results/D2.2.%20Report%20on%20existing%20EE%20outside%20the%20EU.pdf>

изпълнение, за да уточнят напредъка в постигането на целите и да оценят разходите и енергийните спестявания за програмите през следващите две календарни години. Предприемателите могат да възстановят разходите за програмите за енергийна ефективност чрез тарифа на Системата за управление на разпределението (DSM) и решението също така позволява на предприемателите да поискат от Комисията да обмисли използването на стимули за ефективност, за да подпомогне постигането на целите.

ИНДИАНА, САЩ: Административният кодекс на Индиана предоставя насоки за възстановяване на електроенергийните услуги от страна на търсенето, както и стимули за възстановяване на загубени приходи и управление на търсенето.

КИТАЙ: разходите могат да бъдат финансирани по три начина: а) чрез градски комунални услуги, събрани чрез тарифи за електроенергия; б) чрез приходи от диференцирани цени на електроенергията главно чрез прилагане на диференцирани цени за енергоемките отрасли; 212, 213 и чрез други фиксирани средства, например специална спестена енергия и намаляване на емисиите, създадена чрез бюджетите на централните и провинциалните правителства. В допълнение, специални фондове за Системи за управление на разпределението (DSM), създадени и управлявани от всяко провинциално правителство, ще бъдат използвани за улесняване на прилагането на правилото на Системата за управление на разпределението (DSM).

Корея: Корейската електроенергийна корпорация събира такса за клиенти, равна на 3,7 процента от таксата за електроенергия, която финансира фонда за електрическа енергия и инвестициите в Система за управление на разпределението (DSM). Корейската газова корпорация и Корейската корпорация за централно отопление не включват такса за инвестиции Системата за управление на разпределението (DSM) в сметките за енергия на клиентите. Тези компании просто инвестират част от общите си приходи.

Страна	Възстановяване на разходи
Канада/Онтарио	Събрани от всички данъкоплатци на базата на потреблението на енергия или приноса им към върхово търсене
Китай	Надбавка за комунални услуги, приходи от диференцирани цени на електроенергията и други източници на финансиране
Минесота, САЩ	Такса за възстановяване на разходите за енергийна ефективност, определена в случай на процент
Ню Йорк, САЩ	Системата извлича ползи от таксите и финансирането от пазара на въглеродни емисии
Текас, САЩ	Загубените комунални услуги възстановяват разходите по програмата чрез базови тарифи или тарифи за възстановяване на разходите
Австралия, NSW (Нов Южен Уелс)	Разходите на загубените страни се третираят като разходи за извършване на дейност
Австралия, Южна А	Предварителна сума на клиент, включена в определеното на регулирана цена

Австралия, Виктория	Разходите на задължените страни се третираат като разходи за извършване на дейност
Корея	Чрез клиентска такса за електроенергия и от енергийни приходи за газ и централно отопление
Калифорния, САЩ	Такса за обществени стоки и такса за природен газ DSM; допълнително финансиране чрез тарифни ставки
Кьнектикът, САЩ	Системата печели от такси, финансиране от пазари за въглеродни емисии и капацитет, както и други източници на финансиране
Масачузетс, САЩ	Системата печели от такси, финансиране от пазари за въглеродни емисии и капацитет, както и други източници на финансиране
Върмонт, САЩ	Такси за обменни кабели за клиентите и финансиране от пазара на въглеродни емисии
Индия	Търговия със сертификати и прехвърляне на цени към потребителите

5. Въпроси за разглеждане

Съществува всен въпрос за прозрачността на механизмите за възстановяване на разходите. Например в Дания и Обединеното кралство задължените страни трябва да докладват разходите си на публичния орган. Все пак, това изискване не е напълно ясно, така че данните, съобщени от задължените страни, се различават значително по отношение на обхвата (и видовете докладвани разходи, като административни разходи, разходи за маркетинг, разходи за стимули и др.).

като се има предвид разнообразието от методи за възстановяване на разходите, както е показано в рамките на ЕС и извън него, няма план, който да може да се следва, но всяка страна може да адаптира собствения си механизъм. Параметрите, които влияят на това решение (което трябва да бъде гъвкаво и лесно да се адаптира в случай, че пазарните стандарти се променят с времето), са: задължена страна (достъпници и/или дистрибутори), задължение на всички или избрани енергийни носители, откритост на пазара (изразени в броя на компаниите) и очакваната за новодошлите, връзките на схемата за ЗЕЕ или с механизма за финансиране (като пазар на сертификати) или с други инструменти (като субсидии, търгове и други), и налячието на възможности за икономия на енергия с ниска цена.

относно транспонирането на задълженията за икономии на енергия съгласно
Директивата относно енергийната ефективност

от 25.9.2019 година

ПРЕПОРЪКА НА КОМИСИЯТА

Брюксел, 25.9.2019 г.
C(2019) 6621 final

ЕВРОПЕЙСКА
КОМИСИЯ



от 25.9.2019 година

Директивата относно енергийната ефективност

като взе предвид Логовора за функционирането на Европейския съюз, и по-специално

като има предвид, че:

- (1) Европейският съюз по-ангажиран за разработването на устойчива, конкурентоспособна, сигурна и декарбонизирана енергийна система. Съ стратегията за енергия съюз бяха установени амбициозни цели на Съюза. Тя по-специално има за цел да се намалят емисиите на парникови газове с най-малко 40 % до 2030 г. в сравнение с 1990 г., да се увеличи използването на енергия от възобновяеми източници до най-малко 32 % и да се осъществят амбициозни икономии на енергия, като се повишат енергийната сигурност, конкурентоспособността и устойчивостта. С Директива 2012/27/ЕС („Директивата относно енергийната ефективност“ (ДЕЕ), изменена с Директива (ЕС) 2018/2002², се установява водеща цел за икономии на енергия на равнището на ЕС в размер на най-малко 32,5 % до 2030 г.

- (2) Постигането на по-умерено енергийно потребление е едно от петте измерения на Стратежията за енергиен съюз, установени в Съобщението на Комисията „Рамкова стратегия за устойчив енергиен съюз с ориентация към бъдещето“ от 25 февруари 2015 г. Постигането на целите на ЕС в областта на енергетиката и климата изисква да се даде предимство на енергийната ефективност, да се спазва принципът „енергийната ефективност на първо място“ и да се вземат предвид възможностите за внедряване на възобновяеми енергийни източници.

- (3) В съобщението относно европейска стратегическа дългосрочна визия за проспериташа, морена, конкурентоспособна и неутрална по отношение на климата икономика³ се подчертава, че мерките за енергийна ефективност следва да играят централна роля в постигането на неутрална по отношение на климата икономика до 2050 г. С Регламент (ЕС) 2018/1999 относно управление на

- Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО (ОВ L 315, 14.11.2012 г., стр. 1).
- Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. за изменение на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност (ОВ L 328, 21.12.2018 г., стр. 210).
- Съобщение на Комисията до Европейския парламент, Европейския съвет, Съвета, Европейския икономически и социален комитет, Комитета на регионите и Европейската инвестиционна банка „Чиста планета за всички — Европейска стратегиска дългосрочна визия за устойчивостта, модерна, конкурентоспособна и неутрална по отношение на климата икономика“, COM(2018) 773 final.

Енергийния съюз и на действията в областта на климата⁴ („Регламентът относно управлението“) от държавите членки се изисква да спазват принципа „енергийната ефективност на първо място“.

(4) Според извършената от Комисията оценка на въздействието на изменената ДФЕ⁵ прилагането на член 7 от директивата ще осигури постигането на повече от половината от икономията на енергия, които държавите членки следва да реализират в рамките на ДФЕ.

(5) Изменената ДФЕ оказва въздействие както върху настоящия (2014—2020 г.), така и (най-вече) върху бъдещия период на задължения (2021—2030 г. и след това). Държавите членки следва да бъдат подкрепяни при изпълнението на новите изисквания (по двата периода на задължения), при разнообразното прилагане на съществувашите изисквания (по двата периода на задължения), както и при установяване на това кои изисквания са били покосени, но не са били променени.

(6) С изменената ДФЕ обхватът на задължението за икономия на енергия се удължава до периода 1 януари 2021 г. — 31 декември 2030 г. и след това (подежи на претегляне от страна на Комисията). Всяка година държавите членки трябва да постигнат кумулативни икономия на енергия при крайното потребление, еквивалентни на нови икономия в размер на 0,8 % от крайното потребление на енергия за периода и след това. По изключение, от Кипър и Малта се изисква да постигнат кумулативни икономия на енергия при крайното потребление, еквивалентни на нови икономия на енергия при крайното потребление на енергия за периода и след това. само 0,24 % от крайното потребление на енергия за периода и след това.

(7) С изменената ДФЕ също така се предоставят разяснения относно изчисляването на размера на икономията на енергия. В измененията се пояснява, че схемите за задължения за енергийна ефективност и алтернативните мерки на политиката са равнопоставени и могат да бъдат комбинирани. Държавите членки имат право на преченка при определяне на задълженията страни и акредитиране на сумите на икономията на енергия, които трябва да бъдат постигнати от всяка страна. Когато държавите членки избират различни видове схеми, изменената ДФЕ им осигурява гъвкавост при избора на система, която е най-подходяща за тяхното конкретно положение и обстоятелства.

(8) За да могат държавите членки да изпълнят своето задължение за икономия на енергия, е необходимо да се повиши обществената осведоменост и да се предоставя точна информация относно ползите от енергийната ефективност. Това може да се постигне чрез обучения или образователни програми.

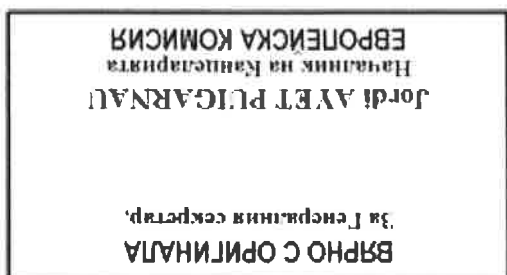
(9) Промените изрично позволяват на държавите членки да предприемат мерки на политиката, насочени към определени сектори, в т.ч. строителство или воден сектор.

(10) Ефективното управление на водите може да допринесе значително за икономията на енергия, а държавите членки следва да проучат възможностите за

⁴ Регламент (ЕС) 2018/1999 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата, за изменение на регламенти (ЕО) № 663/2009 и (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета, директиви 94/22/ЕО, 98/70/ЕО, 2009/31/ЕО, 2009/73/ЕО, 2010/31/ЕО, 2012/27/ЕО и 2013/30/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, директиви 2009/119/ЕО и (ЕС) 2015/652 на Съвета и за отмяна на Регламент (ЕС) № 525/2013 на Европейския парламент и на Съвета (OБ L 328, 21.12.2018 г., стр. 1).

⁵ SWD(2016) 0402 final.

- допълнителни мерки в тази област. Те се насърчават също така да разработят мерки на политиката, които са насочени едновременно към други цели, свързани с оказването на околната среда и природните ресурси.
- (11) С оглед увеличаване на усилията за намаляване на енергийната бедност държавите членки следва да прилагат някои мерки на политиката за енергийна ефективност с предимство сред уязвимите домакинства, както и да определят критерии за справяне с енергийната бедност.
- (12) Изменената ДФЕ съдържа по-ясни изисквания по отношение на срока на действие на мерките. При изчисляването на размера на икономията на енергия държавите членки следва да вземат под внимание срока, през който марката ще продължи да генерира икономии, но също и възможността тези икономии да намаляват с течение на времето.
- (13) В изменената ДФЕ се пояснява, че при изчисляването на икономията на енергия държавите членки не следва да вземат предвид действията, които биха предпрели във всички случаи, и че могат да заявяват само икономии, които надхвърлят минимално изискваните съгласно специфичното законодателство на ЕС. По отношение на икономията на енергия от санирането на сгради е предвидено изключение.
- (14) В изменената ДФЕ се подчертава значението на наблюдението и проверката за постигането на целите на схемите за задължения за енергийна ефективност и алтернативните мерки на политиката. Насоките, предоставени в настоящата препоръка, показват начина, по който държавите членки могат да създадат ефективни системи за измерване, контрол и проверка.
- (15) Като се има предвид значението на енергията, генерирана върху или във сгради посредством технология за енергия от възобновяеми източници, в предоставените с настоящата препоръка насоки се обяснява как държавите членки могат да отчитат икономията на енергия при крайното потребление, произтичащи от мерки на политиката, насърчаващи внедряването на технологии за възобновяема енергия от малък мащаб, спрямо задължението им за икономии на енергия.
- (16) До 25 юни 2020 г. държавите членки трябва да въведат в сила законите, подзаконовите и административните разпоредби, с които да се транспонира задължението за икономии на енергия. С влизането в сила измененията на член 7 от ДФЕ оказват въздействие върху изпълнението на задължението за икономии на енергия за периода на задължения 2014—2020 г. Предоставените с настоящата препоръка насоки ще оказват подкрепа на държавите членки и в това отношение.
- (17) Цялостното транспониране и ефективното прилагане на изменената ДФЕ са необходими, за да може ЕС да постигне своите цели за енергийна ефективност до 2030 г. и да изпълни ангажимента в основата на енергийния съюз да бъдат поставени потребителите.
- (18) Държавите членки имат известна свобода на преценка при транспонирането и прилагането на изменените изисквания относно своите задължения за икономии на енергия по начин, съответстващ най-добре на техните национални особености. В настоящата препоръка са дадени разяснения относно промените изисквания и примери за това как могат да бъдат постигнати целите на директивата. В частност целта е да се осигури еднакво разбиране на ДФЕ в държавите членки, докато те изготвят своите мерки за транспониране.



Член на Комисията
Miguel Arias Cañete
За Комисията

Съставено в Брюксел на 25.9.2019 година.

При транспонирането на изискванията, въведени с Директива (ЕС) 2018/2002 и изложени в членове 7, 7а и 7б от Директива 2012/27/ЕС и в приложение V към нея, държавите членки следва да спазват насоките, представени в приложението към настоящата препоръка.

ПРИЕ НАСТОЯЩАТА ПРЕПОРЪКА:

- (19) Насоките, предоставени в настоящата препоръка, допълват и частично отменят на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност (Директива 2012/27/ЕС).
- (20) Настоящата препоръка не променя правното действие на ДФЕ и не засяга нейното тълкуване от Съда на ЕС, което има обвързващ характер. Тя акцентира върху разпоредбите, свързани със задължението за икономии на енергия, и се отнася до членове 7, 7а и 7б от ДФЕ и приложение V към ДФЕ.
- (21) Приложението към настоящата препоръка има за цел да подпомогне държавите членки, наред с другото, при изчисляването на изискваните икономии на енергия, определянето на допустими мерки на политиката и правилиното докладване за постигнатите икономии на енергия, като предвиди набор от показатели и практически решения във връзка с прилагането,

