

## ПРОТОКОЛ

№ 178

София, 08.09.2015 година

Днес, 08.09.2015 г. от 10:00 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Георги Златев, Димитър Кочков и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова - директор на дирекция „Правна“, А. Иванова – началник на отдел "Контрол и решаване на спорове - природен газ", Р. Тахир – началник на отдел "Цени, лицензии и пазари – природен газ", У. Калева – началник на отдел "Контрол и решаване на спорове: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия и топлоснабдяване" и експерти от КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад и проект на Методика за осъществяване на контролните правомощия на Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги.

Работна група: А. Иванова, У. Калева, М. Сиркова,  
П. Кръстева, К. Кирий, М. Добровска, Й. Донова

2. Доклад относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г.

Работна група: Е. Маринова, Р. Тахир, А. Иванова,  
С. Станкова, Г. Дечева, К. Лазарова, М. Димитров,  
С. Денчева, В. Василева

3. Доклад и проект за решение относно заявление с вх. № ДООИ-9 от 23.07.2015 г. за достъп до обществена информация.

Работна група: Е. Маринова, С. Петрова

4. Доклад и проект на решение относно заявление с вх. № ДООИ-10 от 15.07.2015 г. за достъп до обществена информация.

Работна група: Е. Маринова, И. Александров, У.Калева,  
Д. Томова, А. Петрова, С. Петрова

5. Доклад относно комплексна планова проверка в „Топлофикация Русе“ ЕАД по изпълнение условията на Лицензия № Л–029–03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и Лицензия № Л–030–05/15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“.

Работна група: У. Калева, К. Кирий, Г. Порожанов

**По т.1.** Комисията разгледа доклад и проект на Методика за осъществяване на контролните правомощия на Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги.

#### **Изказвания по т.1:**

Докладва А. Иванова. На работната група е възложено в срок до 30.04.2015 г. да допълни „Методика за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги“. В хода на работа е изменен ЗЕ, в сила от 06.03.2015 г. С тези изменения на новия състав на КЕВР са вменени нови правомощия, свързани с привеждане на дейността на Комисията и на нейната администрация в съответствие с измененията на ЗЕ. Във връзка с това е приет нов Правилник за дейността на КЕВР, както и нова структура на администрацията на Комисията. Към настоящия момент е в сила „Методика за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги“, която е приета от ДКЕВР на 14.04.2014 г. на основание отменения Устройствен правилник на ДКЕВР. Работната група счита, че следва да бъде приета нова Методика на основание новия Правилник за дейността на КЕВР. Проектът на методика запазва структурата на действащата към момента методика, като определени текстове са прецизирани.

Методиката включва Глава Общи положения, в която са регламентирани контролните правомощия на КЕВР съгласно ЗЕ и ЗРВКУ. Регламентирано е приемането на годишните графици за извършване на планови проверки. Определено е съдържанието на заповедта на Председателя. Определени са правата и задълженията на длъжностните лица при извършване на проверките. Определено е съдържанието на докладите от проверките и правомощията на длъжностните лица по ЗЕ и ЗРВКУ. Проверките са комплексни и тематични. Извършват се въз основа на програма или техническо задание. Определено е съдържанието и обхвата на комплексните проверки. Посочени са действията на длъжностните лица след извършване на проверките. Регламентирани са разпоредбите, касаещи провеждането на одит по чл. 201 от ЗЕ като принудителна административна мярка и е разписана цялата процедура съгласно НЛДЕ. Регламентирано е извършването на проверките на дейността на В и К операторите. Регламентиран е последващ контрол върху изпълнението на дадените предписания. Регламентиран е редът и начинът на съхраняване на документите от извършените проверки. Определени са вътрешни правила и критерии за оценка на риска при изготвяне, утвърждаване и приемане на графици за периодични проверки. Прецизирани са рисковите фактори.

А. Йорданов счита, че изброените видове контрол, които осъществява Комисията, не е изчерпателен. От така направения запис излиза, че контролът се свежда само до изпълнение на лицензионната дейност в условията на издадените лицензии. По ЗЕ Комисията има и други задължения за контрол. Йорданов предлага в изброяването на

видовете контрол поне да бъде загатнато, че има изключение от този обхват. Йорданов даде пример с контрола, който КЕВР осъществява, по спазване на Правилата за управление на електроенергийната система, Правилата за измерване на електрическа енергия, Регламент 12/27 (REMIT). Това не е пряко свързано с лицензионните задължения.

Д. Кочков предложи да се разгледа отделно всяка глава и член от Методиката.

И. Н. Иванов подкрепи предложението.

И. Н. Иванов отбеляза, че възлагането на разработване на допълнение към съществуващата Методика е извършено преди да бъде сформирана Комисията в този състав. Това е първото обсъждане по същество, което Комисията прави. Възможно е да има препоръки и забележки, които да доведат до повторно разглеждане на Методиката с отразените корекции. Иванов каза, че коментарът на А. Йорданов е бил по Глава първа „Общи положения“, чл. 1, относно обхвата на контрол на Комисията.

Р. Осман счита, че това е основополагащ документ и трябва да бъде прецизен и изчерпателен. Ако в него не са посочени всички правомощия на КЕВР, това ще затрудни занапред работата. Р. Осман няма забележки по чл. 1.

А. Йорданов отново отбеляза, че счита, че трябва да бъдат включени изброените от него документи, защото това придава по-голяма тежест и по-прецизно очертава пътя на контрола.

А. Йорданов поиска да направи коментар по чл. 4.

И. Н. Иванов каза, че чл. 4 дава повече права на председателя. Иванов счита, че извънредни проверки се правят по преценка на Комисията със заповед на председателя. Председателят финализира решението на Комисията. И. Н. Иванов предложи този текст да бъде коригиран.

Д. Кочков счита, че в чл. 2, където се цитират дейностите, свързани с регулирането на ВиКУ, трябва да има точка, подобна на чл. 1, ал. 1, т. 9. В този член при провеждането на контрол се позовават на ЗРВКУ. При преписки, свързани с жалби във ВиК сектора, навсякъде се цитира Наредба №3, която е свързана с лицензиране на дейността на енергийните дружества, чл.142. Кочков счита това за грешка, която трябва да бъде отстранена. Той счита, че преписките трябва да се водят по ЗРВКУ. По отношение на чл. 4, Кочков има същото предложение, да се уточни точно по чие предложение се извършва проверката.

И. Н. Иванов потвърди, че Комисията е органът, който решава дали трябва да се извършва извънредна проверка.

Д. Кочков коментира чл. 8, ал. 1: *„При осъществяване на проверката длъжностните лица са длъжни да се легитимират...“* Кочков предлага това да бъде преместено в Раздел III. ИЗВЪРШВАНЕ НА ПРОВЕРКИТЕ.

Д. Кочков обобщи, че трябва или да се впише Наредба №3, на която се позовава Комисията при проверки, или да се позовава на ЗРВКУ, защото става дума за други срокове. Наредба №3 няма отношение с ВиК сектора.

М. Добровска коментира предложението по чл. 2, да бъде включено *„проверки по жалби и сигнали“*. Тази материя е уредена в чл.142 и следващите членове в НЛДЕ, която е подзаконов нормативен акт, приета от самата Комисия. Там се урежда материята, свързана с жалби. Съгласно Закона за нормативните актове, не е редно с друг акт материята да се допълва и изменя. Затова, когато се разглеждат жалби, се прилага Наредба №3 и субсидиарно - АПК. Поради това в Методиката, която не е нормативен акт, а акт с вътрешен организационен характер, тук се засягат само задълженията, които осъществяват длъжностните лица на Комисията при осъществяване на проверки.

Д. Кочков каза, че в Методиката трябва да бъде описано, че проверката на основателността на жалби и сигнали се извършва по Наредба №3.

М. Добровска прие направената забележка.

И. Н. Иванов коментира чл. 8, който намира за изкуствен. Иванов счита, че чл. 8, ал. 2 може да бъде ал. 4 на чл. 7 *„Копие от заповедта се връчва на проверяваното лице.“*

Текстът в чл. 8. (1) „При осъществяване на проверката длъжностните лица са длъжни да се легитимират със служебна карта.“ може да се премести в Глава втора, Раздел II, като ал. 6.

А. Иванова обясни, че това са общи положения и по двата закона, затова е изнесено в тази глава. Иванова предложи да остане без алинеи като единствен текст на чл. 8.

И. Н. Иванов зададе въпрос на М. Добровска по отношение на чл. 1, ал. 1, т. 9 и цитира текста: „проверки на основателността на жалби и сигнали срещу енергийните предприятия“. Иванов попита защо по същия начин да не бъде споменато „проверки на основателността на жалби и сигнали срещу В и К операторите“, когато се говори за ЗРВКУ.

М. Добровска отговори, че няма материя в тази Методика, а материята е уредена в Наредба №3.

И. Н. Иванов каза, че при енергийните предприятия участва.

А. Иванова обясни, че работа с потребители и разглеждане на жалби е част от условията по издадените лицензии. Енергийните предприятия са на лицензионен режим, докато В и К операторите не са. Самият ЗЕ определя обхвата на контрола.

М. Добровска каза, че с едни от измененията на ЗЕ тази година е предвидена една независимост на Комисията и е подкрепено с текстове, които да осигурят осъществяването на този принцип на независимост. По отношение на регулирането на дейностите във водния сектор тези правомощия ги няма. Няма съответствие. Ако по отношение на дейностите в енергетиката Комисията като независим орган може да приема подзаконовни нормативни актове по ЗЕ, това не е така по ЗРВКУ. Там тези актове по прилагане на ЗРВКУ се приемат от Министерски съвет. Добровска посочи чл. 6, ал. 1, т. 3 от ЗРВКУ и направи съпоставка с чл. 21 от ЗЕ. В ЗРВКУ се предлага на Комисията да разработва, съгласува и предлага на МС проекти на нормативни актове.

Р. Осман каза, че законодателят целенасочено е дал тези правомощия на МС, заради сложността на реформата. Реформата във водния сектор е съвсем различен, а в енергийния тепърва започва. Независимостта на Комисията стига дотам, докдето законът позволява.

И. Н. Иванов счита, че при следващи промени в ЗРВКУ може да се подготви предложение за изменение, като Комисията се позове на своите правомощия в областта на енергийния сектор, да има съпоставимост и във водния сектор. При необходимост тази задача ще бъде поставена на М. Добровска.

Р. Осман предложи да се обади в секретариата на комисиите по регионална политика, благоустройство и местно самоуправление и околна среда и водите, да се направи работна среща с експерти от двете комисии, за да може експертите на КЕВР да са започнати със случващото се.

М. Добровска предложи в тези работни срещи да вземе участие и Д. Кочков.

## **Глава втора.**

### **ПРОЦЕДУРА ЗА ПРОВЕЖДАНЕ И ОБХВАТ НА ПЛАНОВИТЕ ПРОВЕРКИ НА ЛИЦЕНЗИРАНИТЕ ЕНЕРГИЙНИ ДРУЖЕСТВА**

А. Йорданов каза, че пренася аргументите от забележките си към чл.1, където не са били загатнати някои аспекти на контрола, към чл. 15 и чл. 16, където обхватът е само върху лицензиантите.

У. Калева отбеляза, че Комисията има право на контрол само върху лицензирани дружества.

А. Йорданов каза, че извършването на лицензионна дейност без лицензия е в обхвата на административния контрол, осъществяван от Комисията. Има и Административно-наказателна разпоредба.

А. Иванова обясни, че съгласно Правилника на дейността на Комисията функциите на отделите са разписани така – периодични и извънредни проверки по спазване на условията на издадените лицензии, прилаганите цени, ЗЕ, ЗЕВИ ... Методиката обхваща

контролните правомощия по извършване на контрол по изпълнение на условията на лицензиите.

А. Йорданов каза, че заглавието не отговаря на съществуването на документа и то трябва да бъде променено. По ЗЕ Комисията има контролни правомощия и по чл. 205 - извършване на контрол на дейности без лицензии, това трябва да е включено в обхвата на Методиката.

А. Иванова отговори, че тази Методика основно регламентира провеждането на планови проверки на КЕВР във връзка с изпълнението на условията по лицензии. Правомощието на Комисията по чл. 205 няма да се осъществява по тази Методика.

А. Йорданов каза, че ако се промени наименованието на Методиката, тя да обхваща само изпълнението на условията по лицензии, тогава ще възникне въпросът какво място има в нея ВиК секторът, където няма лицензионни дейности.

А. Иванова отговори, че това са два отделни сектора, които са обединени. Двата сектора са в отделни глави, защото се подчиняват на два различни закона.

И. Н. Иванов каза, че действително има такова противоречие. Още в Глава втора се разбира, че се касае само за лицензираните енергийни предприятия. Трябва да има глава, която да обхваща контролни правомощия на Комисията извън разглежданото в Глава втора.

М. Добровска отговори, че Глава четвърта се занимава с контролните правомощия на Комисията във В и К сектора.

А. Йорданов попита какво място има в Методиката процедурата по осъществяване на одит, ако се приложи същото разсъждение, което се прилага по осъществяване на контрол по чл. 205.

У. Калева отговори, че в Методиката по-подробно е описана процедурата по одита, разписани са правилата, докато в ЗЕ това не е толкова подробно.

А. Йорданов каза, че законът е пренесен в НЛДЕ и респективно в Методиката. Въпросът на Йорданов е с какво Методиката доразвива уредбата в НЛДЕ.

У. Калева каза, че в такъв случай Глава трета може да отпадне.

А. Иванова потвърди, че тази глава не дава съществен принос.

А. Йорданов попита защо е решено контролът да се ограничи до контрол върху лицензианти.

А. Иванова отговори, че така е записано и в Правилника.

А. Йорданов каза, че така е записано и в Закона, но той освен тези запис, възлага и други сфери на контрол, които Комисията осъществява.

И. Н. Иванов каза, че трябва да има съответствие със Закона, защото Правилникът на КЕВР е подзаконов акт. Самото заглавие е „Методика за осъществяване на контролните правомощия на КЕВР по ЗЕ и ЗРВКУ“ и контролните правомощия трябва да се изчерпват и по двата закона.

А. Йорданов счита, че с подзаконовите актове (НЛДЕ) Комисията ограничава контролните си правомощия, възложени по закон. А. Йорданов предложи или да се ограничи още в заглавието, че Методиката се отнася само за контрола върху лицензиантите, но тогава трябва да отпадне В и К секторът от Методиката, или ако е осъществяване на контролните правомощия по закон – трябва да се включат всички контролни правомощия и съдържанието да се разшири.

У. Калева предложи в чл. 1 да се допълни с ал. 3, която да включва всички правомощия по ЗЕ извън тези по чл. 76, ал. 4, за да не се изброяват всички. Това да е обща формулировка в една нова алинея.

А. Йорданов каза, че има множество подзаконови актове, в които са предвидени различни обхвати на контрола, който осъществява Комисията.

А. Иванова обобщи, че с нов член ще се допълни обхвата на контролните правомощия.

А. Йорданов попита ако извънредните и плановите проверки се отнасят само до

спазване на лицензионните условия, това означава ли, че Комисията не може да извърши извънредна проверка по спазване на Правилата за търговия с природен газ от множество лицензианти.

У. Калева отговори, че новият запис ще обхваща всички проверки, защото предметът на извънредната проверка не може да се знае предварително.

А. Йорданов каза, че в момента се коментират чл. 15 и чл. 16 за общи положение за планови проверки.

А. Иванова отговори, че тази глава няма как да обхваща нещо друго, тъй като обхватът е на плановите проверки на лицензираните енергийни дружества

И. Н. Иванов също каза, че ако има друг обхват, той трябва да е извън глава втора, тъй като тази глава е само за лицензираните дружества.

А. Йорданов попита къде пропадат проверките извън този обхват.

А. Иванова отговори, че ще попадне в общите положения.

А. Йорданов попита защо са необходими изрични разпоредби в Методиката, отнасящи се до лицензионните задължения, след като те също попадат в обхвата на общите положения.

А. Иванова отговори, че това са основните функции на контролните отдели в администрацията на Комисията. Затова другите са наречени извънредни проверки, които касаят други контролни правомощия на Комисията.

А. Йорданов каза, че Правилникът на КЕВР не може да е водещ по отношение на законовите правомощия на Комисията да осъществява контрол.

Р. Осман каза, че споделя мнението на А. Йорданов и трябва да се намери място, където да бъде записано. Това, което е акцентирал законът, е хубаво да бъде изписано като процедура за повече яснота. Р. Осман предложи написаното по чл. 76 да остане, но да се допълни с другите правомощия, за което да се помисли дали да остане с един текст (чл. 1 в Общи положения) или да се изброят в няколко алинеи. Да се даде тежест и на другата област.

А. Иванова предложи чл. 4 да се доразработи - освен извънредни проверки и проверки извън тези по чл. 76, се извършват по реда на Глава втора, доколкото се прилага субсидиарно същите разпоредби.

И. Н. Иванов каза, че това трябва да бъде отделен член, а не смесен с извънредните проверки.

От страна на членовете на Комисията нямаше други коментари по Глава втора.

### **Глава трета.**

#### **ИЗВЪРШВАНЕ НА ОДИТ ПО ЧЛ. 201, АЛ. 2, Т. 5 ОТ ЗЕ**

И. Н. Иванов каза, че в хода на разискването се е оказало, че главата е един препис.

А. Иванова каза, че тази глава покрива НЛДЕ.

Иванов счита, че не е необходимо да има цяла глава и предложи да има само един текст, който да казва, че извършването на одит на енергийните дружества е по реда на НЛДЕ.

Р. Осман коментира чл. 24, ал. 4: „*В решението си по ал. 1 комисията може да определи в одита да участват и външни експерти.*“ и чл. 25, ал. 2: „*В състава на работната група освен длъжностни лица на комисията се включват и външните експерти, определени с решението на комисията за възлагане на одита.*“ Осман счита, че вероятно става въпрос за техническа грешка

И. Н. Иванов каза, че трябва само да се даде възможност за това, а не императивно да е заложено в състава да се включват външни експерти.

А. Иванова обясни, че ал. 2 е допълнение на ал. 4.

И. Н. Иванов прие, че ал. 2 се позовава на ал. 4 от предшестващия член.

Д. Кочков коментира чл. 30 и попита не трябва ли да се уточни за кой състав на Комисията става въпрос.

А. Иванова отговори, че има специални разпоредби, които са в Правилника за дейността на КЕВР, които касаят съставите на Комисията.

А. Йорданов счита, че щом законът казва, че одитът е нещо различно от проверката, следва да има съществена разлика между двете като механизъм, освен че в закона одитът е определен като принудителна административна мярка. Законът не дава разграничение за това. Теорията доста ясно описва какво е одит, не ЗЕ. Външният одит се осъществява от Сметна палата. Ако КЕВР ще прави Методика за извършване на одит, добре е да се въдят Стандарти от Сметната палата, по които се правят тези одити. Имат съответния наръчник, по който се осъществяват. Техниките и процедурите са различни от обикновената проверка. Ако Глава трета остане, процедурата по осъществяване на одита трябва да се детайлизира.

А. Иванова каза, че този одит е по ЗЕ, има определена цел - касе нарушения на лицензионни условия и е различен от този на Сметната палата. Провеждането на одит на едно дружество наказателно.

А. Йорданов обясни, че единственото наказание е, че одитираният заплаща стойността на одита. Йорданов счита, че друга разлика няма.

А. Иванова каза, че ЗЕ прави разграничение между планова проверка по чл. 76 и ПАМ – одит.

А. Йорданов счита, че ако има разграничение по същество, то трябва да се отрази в тази глава.

А. Иванова каза, че дейностите по извършване на одит покриват дейностите по извършване на комплексна планова проверка.

А. Йорданов счита, че ако няма да се развиват различни техники за проверка и различни техники за одит, то тази глава не е необходима. Това е уредено в НЛДЕ.

Р. Осман предложи да остане цялата процедура като разписание в този вид. Необходимо е за заседания членовете на Комисията да имат на разположение екземпляри на действащите закони.

И. Н. Иванов каза да се подготвят в твърди корици действащите закони – ЗЕ, ЗРВКУ, Закон за водите, ЗЕВИ и да бъдат винаги на разположение в заседателната зала.

Р. Осман каза, че законодателят споменава одита като принудителна мярка, който има дисциплиниращ ефект. Ако този текст се спомене, проверяваните ще вземат предвид това, че Комисията отделя специално внимание на одита. Оставянето на текста в Методиката не е грешно.

А. Йорданов каза, че не е могъл да си отговори на въпроса, записвайки „одит“ в закона, какво е имал предвид законодателят – това, което се разбира от световната практика и теория за одит, или просто различен термин за проверка. Ако е първото, одитът трябва да е обект на една самостоятелна Методика, защото там процедурите са доста сложни. Ако законодателят е имал предвид ПАМ, която се заплаща от одитирания, то тогава не може да се разшири темата. Ако законодателят има предвид това, което действително се разбира под одит...

У. Калева обясни, че Комисията няма финансови възможности да извършва тези големи проверки при открити нарушения и затова е бил въведен този одит в ЗЕ, който да се заплаща от проверяваното лице.

А. Йорданов каза, че се приема, че одитът е особен вид проверка.

И. Н. Иванов допълни, че чл. 24, ал. 1 изрично изтъква, че одитът е с цел предотвратяване или преустановяване на нарушения, както и за отстраняване на вредните последици от тях. Одитите на трите ЕРП са били извършени по множество сигнали за продължаващи нарушения. Смисълът на одита се заключава в целта, която се поставя с него.

А. Иванова каза, че процедурата по извършване на одита е развита достатъчно подробно в НЛДЕ. Доколкото във функциите на отделите, които извършват контрол, е вменено и извършването на одит, мястото на тези разпоредби е именно в тази Методика.

И. Н. Иванов каза, че оттегля предложението си тази глава да отпадне, защото целта на одита е достатъчно значима, за да съществува главата.

А. Йорданов също оттегли предложението си, но каза, че Методиката трябва да съдържа методология и доразвива разпоредбите на закона, наредбата и т.н. Ако само се повтори разпоредбата на НЛДЕ, няма смисъл това да се случва в Методиката.

А. Иванова каза, че главите, които касаят извършването на проверките, не се съдържат нито в Закона, нито в Наредбата. Тук се доразвиват разпоредбите на чл. 76 и следващите от ЗЕ.

Р. Осман даде пример с текстовете в Конституцията, където са изписани правомощия на НС, и Правилника за вътрешен ред на НС. Те се преповтарят. Това се прави за удобство на четящия. В случая е същото. Ефектът на Методиката е проверяваната страна да се запознае с нея и да види, че има възможност за одит. Подходът да се пренесат текстове не е грешен, а има психологически ефект. Осман каза, че А. Йорданов се занимава професионално с одит и може нещо да се допълни, за да се види тежестта.

И. Н. Иванов предложи Глава трета да остане с евентуални допълнения.

## **Глава четвърта.**

### **ПРОЦЕДУРА И РЕД ЗА ПРОВЕЖДАНЕ НА ПРОВЕРКИ НА В и К ОПЕРАТОРИ**

Д. Кочков коментира чл. 32 - *„Графикът за периодичните планови проверки на В и К операторите за годината се изготвя така, че да осигурява възможност при проверките на място да се проверяват представените от операторите данни в годишните доклади за изпълнението на бизнес плановете.“* Кочков попита какво се има предвид.

М. Добровска каза, че това структурно разделяне на главата е направено с цел да позволява на експертите, които участват в извършването на проверки, да се справят със задачите, които произтичат от конкретната заповед за проверка. Текстът на чл. 32 е въвеждащ. Целта е заедно с дейността на отдела "Контрол и решаване на спорове-водоснабдителни и канализационни услуги" по проверка по жалби да може да се осъществява и дейността по контрол. Записано е чисто дисциплиниращо.

Д. Кочков коментира раздел III, чл. 38, ал.1: *„За всяко действие по проверката се съставя протокол в 3 (три) екземпляра на мястото, където е извършено..“* Същият текст се съдържа и в чл. 22: *„За извършената проверка се съставя двустранен констативен протокол по образец в 3 (три) екземпляра. Един екземпляр от констативния протокол се предоставя на проверяваното лице.“* Кочков попита къде отиват другите два екземпляра и предложи да се запише къде остава всеки един от екземплярите.

М. Добровска отговори, че не трябва да се търси прилика между чл. 22 и чл. 38. Текстовете в тази глава се основават на посоченото в ЗРВКУ. Идеята на чл. 38 е протоколът да отразява онази конкретика на извършеното действие, да се съставя в 3 еднообразни екземпляра, а не копия. Единият е екземпляр за проверяваното лице, вторият екземпляр задължително се прилага към доклада, който се представя на Комисията, третият екземпляр остава в досието.

Д. Кочков каза, че смисълът на тези протоколи е всички заинтересовани лица да имат такъв екземпляр. Екземплярите на Комисията трябва да се знае къде остават, затова трябва да се опише в Методиката. Същото важи и за чл. 22.

И. Н. Иванов потвърди, че тази информация трябва да се изпише.

Д. Кочков зададе въпрос по чл. 38, ал. 3: *„Проверяваното длъжностно лице на В и К оператора се уведомява изрично от работната група за възможността в 3-дневен срок от съставяне на протокола да представи писменото си становище по него.“* Къде е фиксиран този 3-дневен срок, по кой норматив е?

М. Добровска отговори, че срокът е определен по прагматични съображения. Определен е оперативно от работната група.

Д. Кочков попита срокът достатъчен ли е.



М. Добровска отговори, че според експерти, извършващи проверки, срокът е добър.

И. Н. Иванов отбеляза, че в раздел IV в ал. 2 е записано, че констативният протокол е към доклада, а в ал. 4 се казва, че докладът и протоколът се оформят в досие. Иванов счита, че въпреки това не пречи да се отбележи къде се съхраняват екземплярите на констативните протоколи.

**Глава пета.**

## **ПОСЛЕДВАЩ КОНТРОЛ ВЪРХУ ИЗПЪЛНЕНИЕТО НА ДАДЕНИТЕ ПРЕДПИСАНИЯ**

Нямаше коментари от страна на членовете на КЕВР.

**Глава шеста.**

## **СЪХРАНЯВАНЕ НА ДОКУМЕНТИТЕ ОТ ИЗВЪРШЕНИТЕ ПРОВЕРКИ**

Нямаше коментари от страна на членовете на КЕВР.

**Глава седма.**

## **ВЪТРЕШНИ ПРАВИЛА И КРИТЕРИИ ЗА ОЦЕНКА НА РИСКА ПРИ ИЗГОТВЯНЕ, УТВЪРЖДАВАНЕ И ПРИЕМАНЕ НА ГРАФИЦИ ЗА ПЕРИОДИЧНИ ПРОВЕРКИ**

А. Йорданов каза, че четейки чл. 46, излиза, че процесът по установяване, управление и наблюдаване на рисковете има за цел да редуцира рисковете при изготвяне и утвърждаване на графиците.

А. Иванова отговори, че така е изписано, тъй като рисковите фактори са изброени и е посочено за какво служат в чл. 47.

А. Йорданов каза, че не е необходимо да има подвеждащ изказ в чл. 46, който след това да се изяснява в чл. 47.

А. Иванова предложи чл. 46 да се допълни с израза „външни и вътрешни рискови фактори при извършване на дейността на контролираните дружества във връзка с определяне и изготвяне на утвърждаване на графици.“

А. Йорданов каза, че информацията за графиците трябва да се изведе в отделна алинея и да се каже, че графиците се утвърждават въз основа на оценения риск.

И. Н. Иванов отбеляза да се допълни „*влиянieto на външни и вътрешни рискови фактори върху дейността на проверяваните дружества*“.

И. Н. Иванов подчерта, че са направени предложения и забележки по разглежданата Методика.

Р. Осман предложи да се отложи приемането на Методиката.

И. Н. Иванов каза да се направят корекции в рамките на 10 дни и Методиката да бъде внесена за разглеждане на закрито заседание за окончателно приемане.

И. Н. Иванов предложи на работната група, тъй като С. Тодорова в момента е в отпуск, да ѝ бъде предоставен преработен екземпляр на Методиката, за да може да се запознае с нея и нанесе евентуални корекции.

Р. Осман каза, че е против това предложение, тъй като няма членове на Комисията със специални правомощия. Или всички получават такива екземпляри, или не получава никой.

И. Н. Иванов прие направената бележка. Председателят обобщи работната група да направи корекции на база на проведените разисквания и при готовност да докладва на закрито заседание.

Предвид гореизложеното, Комисията

## Р Е Ш И:

1. Отлага приемането на Методика за осъществяване на контролните правомощия на Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги.

2. Преработеният проект на Методика за осъществяване на контролните правомощия на Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги да бъде внесен за разглеждане на закрито заседание.

Решението е взето с пет гласа „за”, от които два гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката и един глас във В и К сектора.

**По т.2. Комисията разгледа доклад одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2015-2024 г.**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-11 от 30.04.2015 г. от „Булгартрансгаз” ЕАД с искане за одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 112 и сл. от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ), операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията ежегодно до 30 април 10-годишен план. При изготвянето на 10-годишния план за развитие на преносната мрежа, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. В чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения 10-годишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на газопреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 22 от Директива № 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО. Десетгодишните планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOГ).

След проучване на представения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г. е установено следното:

Десетгодишният план е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. В изпълнение на изискванията на чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувал на интернет страницата си проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, одобрен с Решение по Протокол № 79 от 02.04.2015 г. от заседание на Управителния съвет на дружеството, като е обявил публична консултация на проекта.

В заявлението „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията не са постъпили становища. Дружеството информира, че е била осъществена кореспонденция с Министерство на енергетиката (МЕ) по повод възможността да бъдат включени допълнителни проекти в Общностния десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г. В тази връзка, МЕ е изразило пълна подкрепа за допълнително включване в Общностния план на проектите, необходими за реализиране на концепцията за газов хъб в България и за реализацията на проекта Eastring на териториите на Унгария и Румъния. Поради необходимостта от пълно съответствие между Общностния и Националния десетгодишен план, същите са били включени в окончателния вариант на 10-годишния план, който е представен на КЕВР.

В КЕВР е представен за одобрение Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г., одобрен с Решение по Протокол УС № 82 от 30.04.2015 г. от заседание на Управителния съвет на дружеството.

Десетгодишният план съдържа кратко представяне на дружеството като комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ, по национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ и подземно газово хранилище „Чирен” (ПГХ „Чирен“). Представено е описание на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и основните входно-изходни точки от газопреносната система. Разгледан е пазарът на природен газ в страната и региона – вносът и местния добив на природен газ за 2014 г. в България, основните участници на пазара на природен газ и е описано потреблението на природен газ в съседните на България държави: Гърция, Турция, Румъния, Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2005-2014 г., пренесените количества природен газ през транзитния газопровод за същия период по държави, както и добитите и нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен” през 2013 г. и 2014 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2015-2024 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2015-2019 г.; прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 по Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския Парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на 20 г. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на търсенето на природен газ в района. Разработени са два основни сценария за изпълнение на изискванията относно стандарта за инфраструктура при формулата N-1, а именно: базов (съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2015 г.) и целеви (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и нови находища от местен добив). Изчисленията при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на Р България за един ден на изключително голямо търсене на газ.

Същевременно, при реализация на проектите „от общ интерес“, България ще изпълни стандарта за инфраструктура до 2017 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно - за модернизирание на националната газопреносна инфраструктура, за модернизирание на компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

Предвидените за периода 2015-2024 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:

1. Повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на газ в страната и региона, чрез: инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“; инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията; инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

2. Осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност на местните търговци за достъп до газ на различни цени и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори „Южен поток“ и с проектите от Южния газов коридор - Трансанадолски газопровод (TANAP), Трансадриатически газопровод (TAP), както и други паневропейски проекти, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни предприятия в страната; изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите;

3. Гарантиране на сигурността на газовите доставки за страната чрез: инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи; инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, на съоръженията за добив и нагнетяване, така и за повишаване на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

4. Достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво чрез: разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната; изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносна мрежа на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

**Представеният Десетгодишен план има изискуемото съдържание съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и включва:**

**I. График за изпълнение на планираните инвестиции, съдържащ:**

1. Проектите за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2017 г., за които е взето инвестиционно решение:

*Таблица №1*

<b>Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2017 г. по окупнени обекти</b>	<b>График за изпълнение</b>
--	-----------------------------

<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2015-2017 г.</b>	
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции</b>	
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос	
Мероприятия по привеждане на компресорните станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. реконструкция на компресорни станции „Ихтиман”, „Петрич”, „Лозенец”, „Странджа” чрез интегриране на нискоемисионни ГТКА и преоборудване на преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери на компресорни станции „Провадия”, „Странджа” и „Кардам 2”.	2015-2016 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2015-2017 г.
1.2. Национална газопреносна мрежа	
Модернизация на системи за автоматично управление (САУ) на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец	2015-2017 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2015-2017 г.
2. Инвестиции на съществуващи АГРС	
2.1. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкция и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: Девня, Септември, Перник, Иваняне, Русе - Запад, Исперих, и др.	2015-2017 г.
<b>3. ПГХ Чирен</b>	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения	2015-2016 г.
<b>II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА</b>	
1. Национална газопреносна мрежа	
Изграждане на нови измервателни линии на ГРС „Бургас”, ГРС „Ловеч”, АГРС „Севлиево” и др.	2015-2017 г.
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня.	2015-2017 г.
2. Съхранение на природен газ	
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2015-2017 г.
Изграждане на компресорна мощност в ПГХ „Чирен” и подмяна и/или рехабилитация на надземни съоръжения	2015-2017 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Оптични кабелни магистрали: от район Ботевград до ПГХ „Чирен”, от КВ „Батулци” - КВ „Николаево” – ГРС „Плевен”, от КС „Ихтиман” до ГИС „Дупница” и в участъците КС „Полски Сеновец” – КВ „Миладиновци” – АГРС „Търговище” и КВ „Николаево” - КС „Полски Сеновец”	2015-2017 г.
<b>III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ</b>	
Междусистемна газова връзка България-Румъния (Русе-Гюргево) – подземен преход на основна и резервна тръба	2015 г.
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец” - ОС „Недялско”	2015-2017 г.
<b>IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ</b>	
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната	
„Преносен газопровод високо налягане Добрич - Силистра и АГРС Силистра”	2015 г.
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй” и АГРС „Оряхово”	2015-2016 г.
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2015-2017 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	

2. Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2015-2024 г.:

Таблица №2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2024 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
<b>ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	
<b>Междусистемни газови връзки</b>	
Свързване с Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2015-2017 г.
Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)	2015-2017 г.
Свързване с Междусистемна газова връзка Турция - България (ITB)	2015-2019 г.

3. Проектите за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2024 г., за които предстои да бъде взето инвестиционно решение:

Таблица №3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2024 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
<b>1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ</b>	
Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2019 г.
Преоборудване на горивните системи на 6 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2015-2019 г.
Проекти за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата национална газопреносна инфраструктура	2015-2019 г.
<b>2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Мероприятия по привеждане на компресорна станция „Кардам” 1 в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни - преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2018 г.
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери	2015-2017 г.
<b>3. Инвестиции в предпроектни проучвания</b>	
Проучване за замяна на нисконадеждна техника за пренос в компресорните станции	2015-2018 г.
<b>4. Съхранение на природен газ</b>	
Разширяване на капацитета на ПГХ "Чирен"	2015-2019 г.

## II. Инвестиционна програма за периода 2015-2024 г., съдържаща:

1. Тригодишната инвестиционна програма за периода 2015-2017 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

Таблица №4

Програма/Раздел	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	<b>137 162</b>	<b>135 151</b>	<b>72 199</b>
<b>РАЗДЕЛ 1-Изграждане на нови обекти</b>	<b>39 237</b>	<b>84 654</b>	<b>54 633</b>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	8 514	22 963	3 000
Линейна част	6 507	22 713	3 000
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	485	250	0
Комуникационни и информационни системи	1 522	0	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	18 478	29 595	24 262
Линейна част	9 242	15 829	16 462
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	30	0	0
Комуникационни и информационни системи	3 143	10 456	6 300
АГРС и ГИС	6 063	3 310	1 500
<i>Съхранение на природен газ</i>	5 373	19 060	17 670
Комуникационни и информационни системи	3	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	4 370	8 060	7 670
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 000	11 000	10 000
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	6 872	13 036	9 701
Линейна част	2 490	1 885	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 975	9 546	9 696
Комуникационни и информационни системи	2 407	1 605	5
<b>РАЗДЕЛ 2-Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	<b>86 937</b>	<b>41 769</b>	<b>10 566</b>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	71 124	20 154	4 450
Линейна част	2 642	680	150
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	68 482	19 474	4 300
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	7 028	11 397	5 786
Линейна част	2 750	620	500
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 987	8 198	3 802
АГРС и ГИС	1 291	2 579	1 484
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 387	9 588	0
Комуникационни и информационни системи	350	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 434	9 588	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	603	0	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 398	630	330
Линейна част	463	130	330
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	415	0	0
Комуникационни и информационни системи	20	0	0
Централно диспечерско управление	500	500	0
<b>РАЗДЕЛ 2-Доставка на машини и оборудване</b>	<b>10 988</b>	<b>8 728</b>	<b>7 000</b>

2. Инвестиционната програма за периода 2018-2024 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица

№5

Програма/Раздел	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	2021 г. хил. лв.	2022 г. хил. лв.	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.
<b>ОБЩО</b> Годишна програма за инвестиции	<b>33 056</b>	<b>34 000</b>	<b>35 990</b>	<b>37 100</b>	<b>37 900</b>	<b>38 804</b>	<b>40 960</b>
<b>РАЗДЕЛ 1- Изграждане на нови обекти</b>	<b>8 873</b>	<b>9 800</b>	<b>10 250</b>	<b>10 800</b>	<b>11 300</b>	<b>11 817</b>	<b>12 644</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	2 950	3 250	3 400	3 600	3 800	4 013	4 294
Национална газопреносна мрежа	4 025	4 450	4 650	4 900	5 100	5 304	5 675
Съхранение на природен газ	0	0	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	1 898	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500	2 675
<b>РАЗДЕЛ 2- Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	<b>16 183</b>	<b>17 200</b>	<b>17 740</b>	<b>18 300</b>	<b>18 600</b>	<b>18 987</b>	<b>20 316</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 130	10 500	10 700	10 900	11 000	11 200	11 984
Национална газопреносна мрежа	3 673	4 050	4 250	4 500	4 600	4 692	5 020
Съхранение на природен газ	700	800	840	850	900	953	1 020
Общи за разпределяне по видове дейности	1 680	1 850	1 950	2 050	2 100	2 142	2 292
<b>РАЗДЕЛ 3- Доставка на машини и оборудване</b>	<b>8 000</b>	<b>7 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>

3. Инвестиционната програма за периода 2015-2024 г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица

№6

Програма/Раздел	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	2021 г. хил. лв.	2022 г. хил. лв.	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.
<b>ОБЩО:</b>	<b>3 595</b>	<b>92 326</b>	<b>169 220</b>	<b>182 260</b>	<b>114 000</b>	<b>102 000</b>	<b>73 000</b>	<b>72 000</b>	<b>42 000</b>	<b>42 000</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	470	18 266	100 000	118 000	94 000	30 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Национална газопреносна мрежа	2 725	11 120	8 020	3 060	0	70 000	60 000	60 000	30 000	30 000
Съхранение на природен газ	300	60 000	60 000	60 000	20 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Общи за разпределение	100	2 940	1 200	1 200	0	1 000	2 000	1 000	1 000	1 000

**III. Представено е подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика, а именно: новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура са и: плановете за разширение на капацитета за съхранение на единственото към момента в България газово**



хранилище - ПГХ „Чирен”, с цел то да обслужва националния и регионалния пазар, както и проектите за модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура за пренос на природен газ, които ще повишат нейната ефективност и надеждност.

Приоритет за „Булгартрансгаз” ЕАД е ефективното изпълнение на българските проекти от „общ интерес“ (PCI), включени в първия списък с проекти от „общ интерес“, публикуван от Европейската комисия на 14.10.2013 г. съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския Парламент и на Съвета от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, а именно: Рехабилитация и модернизация на съществуващата газопрееносна система, Междусистемна връзка Гърция-България (IGB), Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS), Проект за разширение капацитета на ПГХ „Чирен”, Проект за изграждане на ново газохранилище на територията на България и Междусистемната връзка Турция-България (ITB). Проектът за осигуряване на двупосочен капацитет в съществуващата точка на свързване между Гърция и България – Кулата/Сидирокастро е изпълнен.

1. Ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа може да се постигне чрез осъществяване на свързаност с *паневропейски проекти*, а именно:

1.1. Междусистемна свързаност на газопрееносната система на „Булгартрансгаз” ЕАД с проекта „Южен поток” (понастоящем е налице неопределеност по отношение на концепцията за бъдещото развитие на проекта).

1.2. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България. В тази връзка разработената от „Булгартрансгаз” ЕАД концепция включва следните проекти:

- Изграждане на нова инфраструктура на два етапа, състояща се от 844 км газопроводи с преобладаващ диаметър Dn 1200 от Варна до Оряхово, осигуряваща допълнителен капацитет от 42.6 млрд. м<sup>3</sup>/г. и две нови компресорни станции с обща инсталирана мощност 265 MW за осигуряване на необходимото налягане за пренос. Очаква се първият етап да бъде реализиран до края на 2019 г., а вторият - до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 2 100 млн. евро;

- Модернизация на съществуващата мрежа за транзитен пренос – чрез изграждане на 50 км лупинг Dn 1200 от Провадия до село Рупча, подмяна на 20 км (2x10 км) съществуващи газопроводи Dn 1000 от компресорна станция (КС) „Странджа” до границата с Турция, както и повишаване на мощността на КС Странджа с 10 MW. Реализацията на проекта ще осигури нов капацитет от 6 млрд. м<sup>3</sup>/г. към Турция. Планира се да бъде изграден до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 103 млн. евро;

- Модернизация на националната газопрееносна мрежа - Северен полупръстен, чрез изграждането на 383 км лупинг Dn 700 от КС „Вълчи дол” до линеен кран (ЛК) Нови Искър. С реализацията на този проект ще се осигури нов изходен капацитет от 4 млрд. м<sup>3</sup>/г. в направления Сърбия (през IBS), Румъния (през IBR) и ПГХ „Чирен” (за пренос при нагнетяване и добив, в размер на до 500 млн. м<sup>3</sup>/г.). Очаква се този проект да бъде реализиран до края на 2022 г., като очакваната инвестиция е в размер на 195 млн. евро.

Благоприятното развитие на гореизброените нови проекти в периода 2019 - 2022 г. ще осигури общо нов капацитет за пренос от 52.6 млрд. м<sup>3</sup>/г., което в пълна степен удовлетворява амбицията на България да се превърне в значим газов хъб (разпределителен газов център) в Югоизточна Европа. Общият размер на инвестицията за постигането на тази цел е около 2.4 млрд. евро.

1.3. Развитие на газовата инфраструктура в България във връзка с проекта Eastring:

Предвижда се Eastring да започне от съществуващата КС Велке Капушани в Словакия, да премине през територията на Унгария и да достигне до границата в района на село Кардам. Разглеждат се различни варианти на трасе, според които дължината на газопровода варира между 744 км и 1 015 км, а капацитетът между 20 и 40 млрд.м<sup>3</sup>/г. Концепцията, разработена на този етап от „Булгартрансгаз” ЕАД предвижда изграждането на нов газопровод от района село Странджа в близост до границата с Турция до района на

село Кардам в близост до границата с Румъния, с дължина 258 км, диаметър Dn 1 400 и работно налягане 75 bar, както и изграждане на нова компресорна станция в района на село Странджа с инсталирана мощност 60 MW. Капацитетът на новия газопровод е 20 млрд. м<sup>3</sup>/г., а очакваната инвестиция е в размер на 700 млн. евро. Очакваният срок за изпълнение е средата на 2022 г. С изпълнението на проекта ще бъде осигурен коридор за доставки на природен газ между България, газовите пазари на Централна Европа, Западна Европа и Турция;

2. Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни:

- Междусистемна газова връзка България-Румъния (IBR);
- Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB);
- Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS);
- Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB).

3. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ:

- Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“;
- Възможности за нови газови хранилища в България.

4. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения извършвани в момента:

- Изграждане на преносен газопровод до Силистра;
- Изграждане на преносен газопровод до Козлодуй и Оряхово;
- Газопроводно отклонение Разлог – Банско;
- Газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп;
- Газопроводно отклонение до Свищов;
- Газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря- в етап на проучвателни дейности.

5. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура:

- Модернизация на компресорни станции „Странджа“, „Лозенец“, „Петрич“ и „Ихтиман“

- Модернизация на съществуващите системи за автоматично управление (САУ) на Газо-компресорен агрегат (ГКА) и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“;

- Изграждане на очистни съоръжения (пускови и поемни камери) по газопроводни отклонения Девня , Бургас и Димитровград;

- Изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“;

- Изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград - Чирен, Батулци-Николаево-Плевен, Полски Сеновец –Търговище и Николаево – Полски Сеновец.

6. Междусистемни връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти в обхванатия период. Към настоящия момент не са изяснени източниците и маршрутите, от които би достигнал природен газ до територията на България. В тази връзка са възможни различни варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Планираните дейности в периода 2015-2024 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който да позволи разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната. Реализирането на всички

горепосочени проекти е взаимно свързано и ще допринесе за ефективността и развитието на общеевропейската газова мрежа. Очакваният резултат от изпълнението на настоящия план е значително повишаване на качеството и обема на предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги, свързани с транспортирането и съхранението на природен газ и е в пряка връзка с превръщането на България в значим регионален газов център – хъб.

#### **Анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2014 г.**

С писмо вх. № Е-15-45-9 от 06.04.2015 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен доклад за дейността на оператора на газопреносна мрежа през 2014 г.

С писмо изх. № Е-15-45-11 от 18.06.2015 г. на КЕВР от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи прогнозните и отчетните данни за 2014 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2014 - 2023 г. С писмо вх. № Е-15-45-11 от 25.06.2015 г. дружеството е внесло в ДКЕВР справка за извършените инвестиции по дейности за 2014 г.

Разпределението на вложените средства за 2014 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е, както следва:

*Таблица №7*

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2014 г.	Инвестиции и ПИП и ИП План (хил. лв.)	Инвестиции и ПИП и ИП Отчет (хил. лв.)	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка План (хил. лв.)	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка Отчет (хил. лв.)	Общо План (хил. лв.)	Общо Отчет (хил. лв.)	Изпълнение %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	68 560	84 545	5 528	3 837	74 088	88 382	119%
Пренос по национална газопреносна мрежа	20 052	3 617	6 689	2 551	26 741	6 168	23%
Съхранение на пр.газ	4 511	235	9 877	373	14 388	608	4%
Общи за разпределяне по видове дейности	24 487	6 144	2 633	449	27 120	6 593	24%
<b>Общо</b>	<b>117 610</b>	<b>94 541</b>	<b>24 727</b>	<b>7 210</b>	<b>142 337</b>	<b>101 751</b>	<b>71%</b>

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за прединвестиционна подготовка, инвестиции и експлоатационна поддръжка за 2014 г. е в размер на 101 751 хил. лв., т. е. 71% изпълнение. Най-голямо неизпълнение се отчита в дейността „съхранение на природен газ“ - едва 4% от предвидените инвестиции за 2014 г.

#### **Финансово - икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2013 - 2014 г.**

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е разгледано и анализирано въз основа на изготвените от дружеството финансови отчети, като са съпоставени данните за 2013 г. и 2014 г.

##### **Анализ и динамика на структурата на приходите**

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“. Допълнително, като приход в отчета за всеобхватния доход е записана стойността на използвания природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата. В тази връзка, в счетоводния отчет природният газ за технологични нужди е представен и в приходната и в разходната част.

*Сравнение на приходите на дружеството за 2013 г. и 2014 г. е посочено в таблица №8.*

Таблица №8

Показатели	2013 г. хил. лв.	2014 г. хил. лв.	Изменение в %
Нетни приходи от продажби	390 713	363 529	-6.96
Финансови приходи	10 277	14 412	40.24
Общо приходи	400 990	377 941	-5.75

Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2014 г. възлиза на 377 941 хил. лв., като е отчетено намаление спрямо 2013 г. от 5.75% или 23 049 хил. лв.

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ до клиенти в страната, съхранение на природен газ, трансграничен пренос, безвъзмезден газ по транзитния газопровод, както и други приходи от дейността. През 2014 г. нетните приходи от продажбите представляват 96% от общия размер на приходите и са в размер на 363 529 хил. лв. или с 6.96% по-малко от тези през 2013 г.

В общата структура на приходите, реализирани през 2014 г. с най-голям относителен дял - 47.68%, заемат приходите от транзитен пренос на природен газ, възлизащи на 173 331 хил. лв. Отчетните приходи от транзитен пренос на природен газ, съпоставени с отчетните данни за 2013 г. са увеличени с 0.95%, независимо от намалението на фактически транзитираните количества природен газ с 6.27%. Увеличението на приходите се дължи на увеличената транзитна такса и на по-високия среднопотеглен (съгласно условията по договора за транзитен пренос) курс USA/BGN през 2014 г., съпоставен с този за 2013 г.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ в страната през 2014 г. е 13.96%, като са реализирани приходи с 4 442 хил. лв. по-малко от реализираните през 2013 г. Намалението е вследствие на по-малко пренесените количества природен газ, както и относителното намаление на потреблението на природен газ в страната в сравнение с 2013 г.

През отчетния период януари – декември 2014 г., сравнен със същия период на 2013 г. се наблюдава намаление на приходите от съхранение на природен газ с 58.60%, което се дължи на по-малките търговски обеми съхранен природен газ в ПГХ „Чирен“.

В общия обем приходи от дейността е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 135 700 хил. лв. Този газ се използва за гориво на компресорните станции по транзитния газопровод и не носи реален приход на дружеството. При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ за транзитен пренос и приходите от финансовата дейност, се забелязва, че приходите от основната дейност за 2014 г. бележат спад спрямо тези за 2013 г. с 4 711 хил. лв. или с 2.03%, дължащ се основно на намалените приходи от дейностите пренос и съхранение.

#### **Анализ и динамика на структурата на разходите**

Структурата на отчетените от „Булгартрансгаз“ ЕАД оперативни разходи се състои от: технологични разходи и разходи по икономически елементи.

Технологичните разходи представляват 56% за 2013 г. и 50% за 2014 г. от общия обем оперативни разходи. В тях са включени разходи за: пренос на природен газ до клиенти в страната, съхранение на природен газ и трансграничен пренос на природен газ. Размерът на технологичните разходи през 2014 г. е 147 560 хил. лв. или с 21 876 хил. лв. (12.91%) по-ниски в сравнение с данните от 2013 г.

*Сравнение на разходите на дружеството за 2013 г. и 2014 г. е посочено в таблица №9.*

Таблица №9

Показатели	2013 г. хил. лв.	2014 г. хил. лв.	Изменение в %
------------	---------------------	---------------------	------------------

<b>Технологични разходи</b>	<b>169 436</b>	<b>147 560</b>	<b>-12.91%</b>
за пренос на природен газ до клиенти в страната	9 042	9 735	7.66%
за съхранение на природен газ	2 221	2 125	-4.33%
за трансграничен пренос на природен газ	158 173	135 700	-14.21%
<b>Разходи по икономически елементи в т.ч.:</b>	<b>135 015</b>	<b>144 959</b>	<b>7.37%</b>
<i>Разходи за материали</i>	<i>5 808</i>	<i>7 317</i>	<i>25.99%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>7 715</i>	<i>9 434</i>	<i>22.28%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>70 748</i>	<i>69 904</i>	<i>-1.19%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>35 972</i>	<i>41 252</i>	<i>14.68%</i>
<i>Разходи за соц. осигуряване</i>	<i>5 484</i>	<i>6 183</i>	<i>12.74%</i>
<i>Други разходи</i>	<i>9 288</i>	<i>10 869</i>	<i>17.02%</i>
<b>Оперативни разходи</b>	<b>304 451</b>	<b>292 519</b>	<b>-3.92%</b>
<b>Разходи в т. ч.:</b> от промени в салда незав. строителство, отч. стойност на продадени активи, разходи за обезценка и др.	<b>-1 599</b>	<b>192</b>	<b>-112.01%</b>
<b>Финансови разходи</b>	<b>3 549</b>	<b>882</b>	<b>-75.14%</b>
<b>Общо разходи</b>	<b>306 401</b>	<b>293 593</b>	<b>-4.18%</b>

Разходите по икономически елементи за 2014 г. са в размер на 144 959 хил.лв. и представляват 49.56% от оперативните разходи. Като цяло, разходите по икономически елементи бележат ръст със 7.37% или с 9 944 хил. лв., от които разходите за материали се увеличават с 25.99%, разходите за външни услуги – с 22.28% и други разходи със 17.02%. Разходите за амортизации намаляват през 2014 г. с 844 хил. лв. спрямо 2013 г. или 1.19%.

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2014 г. са с 11 932 хил. лв. или с 3.92% по-ниски от отчетените през 2013 г. Намалението на оперативните разходи се дължи основно на намалението на технологичните разходи за транзитен пренос на природен газ с 22 473 хил. лв. или с 14.21%, на намалението на технологичните разходи за съхранение на природен газ с 96 хил. лв. или с 4.33%, както и на намалението на амортизациите с 844 хил. лв. или с 1.19%. Намалението на технологичните разходи за транзитен пренос на природен газ се дължи на по-малките количества отчетен технологичен газ през 2014 г., спрямо отчетните количества през 2013 г., както и намаление на среднопретеглената цена, по която е осчетоводен безвъзмездният газ за 2014 г. в размер на 573.52 лв./1000м<sup>3</sup>, съпоставена с тази през 2013 г. в размер на 599.63 лв./1000м<sup>3</sup>.

Финансовите разходи през 2014 г. намаляват спрямо 2013 г. с 75.14% или с 2 667 хил.лв., като през 2013 г. са били в размер на 3 549 хил.лв., а през 2014 г. в размер на 882 хил. лв. Общо разходите през 2014 г. намаляват с 12 808 хил. лв. спрямо 2013 г. или с 4.18%

От извършения анализ на приходите и разходите е видно, че приходите от лицензионните дейности покриват извършените от „Булгартрансгаз“ ЕАД разходи.

*Сравнение на активите, пасивите и собствения капитал е посочено в таблица № 10.*

**Таблица №10**

<b>Показатели</b>	<b>2013 г. хил. лв.</b>	<b>2014 г. хил. лв.</b>	<b>Изменение в %</b>
<i>Нетекущи активи</i>	<i>1 699 784</i>	<i>1 769 548</i>	<i>4.10%</i>
<i>Текущи активи</i>	<i>322 351</i>	<i>309 048</i>	<i>-4.13%</i>
<b>Общо активи</b>	<b>2 022 135</b>	<b>2 078 596</b>	<b>2.79%</b>

Обща сума на капитал и резерви	1 885 055	1 906 503	1.14%
<b>Общо пасиви</b>	<b>137 080</b>	<b>172 093</b>	<b>25.54%</b>
Дългосрочни задължения	130 106	161 624	24.22%
Краткосрочни задължения	6 974	10 469	50.11%
<b>Задължения със свързани лица</b>	<b>509</b>	<b>559</b>	<b>9.82%</b>
<b>Общо капитал и пасиви</b>	<b>2 022 135</b>	<b>2 078 596</b>	<b>2.79%</b>

Към края на 2014 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 078 596 хил. лв., като стойността им е нараснала с 56 461 хил. лв. или с 2.79% спрямо отчетната 2013 г. Дълготрайните активи представляват 85.13% от общата стойност на активите на дружеството. През 2014 г. стойността на дълготрайните активи се е увеличила с 4.10% в сравнение с 2013 г. Най-голям дял в дълготрайните активи имат „имоти, машини, съоръжения и оборудване“, в чиято стойност е включена стойността на „предплащания за активи“ в размер на 1 675 995 хил. лв. или 80.63% от дълготрайните активи на дружеството. Дълготрайните материални активи са увеличени с 23 041 хил.лв. или с 1.39% спрямо стойността им към края на 2013 г., което се дължи на изпълнението на инвестиционната програма на дружеството. Балансовата стойност на нематериалните активи е увеличена с 15.12% или от 1 997 хил. лв. за 2013 г. на 2 299 хил. лв. към края на 2014 г.

Дългосрочните вземания са в размер на 58 286 хил. лв., като от тях 67 хил. лв. са платени гаранционни договори по депозити и бележат намаление с 34.95% спрямо отчетените през 2013 г., а останалите 58 219 хил. лв. са дългосрочни вземания на дружеството от „Корпоративна търговска банка“ АД (КТБ).

Краткотрайните активи са в размер на 309 048 хил. лв., от които стоково-материални запаси 109 851 хил. лв., търговски и други вземания в размер на 22 041 хил. лв., вземания от свързани лица са 68 865 хил. лв. В сравнение с 2013 г. стойността на краткотрайните активи към края на 2014 г. е намаляла с 4.13% или с 13 303 хил. лв. Намалението на краткотрайните активи се дължи, както на намалението на вземанията от свързани лица с 45 156 хил. лв. (върнат целеви заем от „Българския енергиен холдинг“ ЕАД в размер на 100 000 хил. лв.), така и на записването на паричните наличности в КТБ в размер на 58 219 хил. лв. в отчета за финансовото състояние като дългосрочни вземания от финансови институции.

Значително увеличение бележат материалните запаси с 81 137 хил. лв., като увеличението в основната част се дължи на изпълнение на наложени със заповед на Министъра на икономиката и енергетиката задължения към обществото за закупуване и съхранение в ПГХ „Чирен“ на 140 млн. м<sup>3</sup> природен газ, с цел осигуряване на сигурността на доставките на природен газ в страната.

*Сравнение на финансовите показатели за 2013 г. и 2014 г. е посочено в таблица №11*

**Таблица №11**

Показатели	2013 г. отчет	2014 г. отчет
<b>Показатели за рентабилност</b>		
<i>Коефициент на рентабилност на приходите от продажби</i>	0.41	0.37
<i>Коефициент на рентабилност на собствения капитал</i>	0.05	0.04
<i>Коефициент на рентабилност на пасивите</i>	0.69	0.49
<i>Коефициент на рентабилност на активите</i>	0.06	0.05
<b>Показатели за ефективност</b>		
<i>Коефициент на ефективност на разходите</i>	1.29	1.24

Коефициент на ефективност на приходите	0.78	0.81
<b>Показатели за ликвидност</b>		
Коефициент на обща ликвидност	46.22	29.52
Коефициент на бърза ликвидност	42.10	19.03
Коефициент на абсолютна ликвидност	23.56	10.34
<b>Показатели за финансова автономност</b>		
Коефициент на финансова автономност	13.75	11.08
Коефициент на задлъжнялост	0.06	0.08
Коефициент на финансиране на дълготрайните активи	1.19	1.17
Коефициент на финансиране на краткотрайните активи	5.87	6.20

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба преди данъци/нетен размер на приходите от продажби) за отчетната 2014 г. е 0.37 и показва, че всеки 1 лев приход носи съответно от 0.37 лв. печалба.

Коефициентът на ефективност на разходите (приходи/разходи) е 1.24 и показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1.24 лв. приходи през периода януари – декември 2014 г.

Коефициентът на обща ликвидност за отчетната 2014 г. е 29.25 и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява по-добри възможности за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност към 31.12.2014 г. е 19.03 и показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения.

Коефициентът на финансова автономност към 31.12.2014 г. е 11.08 и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над 1-ца показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задлъжнялост показва степента на зависимост на дружеството от своите кредитори за уреждане на задълженията си, като показва колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал, т.е. отчитат 0.08 лв. задължения на 1 лв. собствен капитал към 31.12.2014 г.

Коефициентът на финансиране на дълготрайните активи показва каква част от дълготрайните активи се финансира за сметка на постоянния капитал. Стойността му към 31.12.2014 г. е 1.17 и показва, че дружеството има наличен нетен оборотен капитал.

Коефициентът на финансиране на краткотрайните активи на дружеството е 6.20 към края на 2014 г. и дава представа за частта на краткотрайните активи, която е формирана от собствените оборотни средства.

Сравнение на финансовите резултати за 2013 г. и 2014 г. е посочено в таблица №12.

Таблица №12

Финансови показатели	2013 г. хил. лв.	2014 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации.	158 609	140 722	-11.28%
ЕБИТ - Печалба преди лихви и данъци	87 861	70 818	-19.40%
ЕВТ - печалба преди данъци	94 589	84 348	-10.83%
<b>Нетна печалба за периода</b>	<b>85 095</b>	<b>75 690</b>	<b>-11.05%</b>

Въз основа на анализ на горепосочените показатели може да се направи извода, че финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е стабилно, че дружеството е в състояние безпроблемно да продължи да изпълнява

**задълженията си, произтичащи от чл. 170 от ЗЕ и разполага с финансови възможности да изпълни инвестиционната си програма.**

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ), във връзка с осъществяването на правомощията си по регулиране дейността на независим преносен оператор на газопреносни мрежи, Комисията одобрява 10-годишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на наредбата по чл. 60 от ЗЕ - НЛДЕ.

На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ Комисията за енергийно и водно регулиране провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно 10-годишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, *който не може да е по-кратък от 14 дни*. От лицата или предприятията, които твърдят, че са потенциални ползватели на мрежата, може да бъде поискано да обосноват твърденията си. Резултатите от процеса на консултации, включително възможните нужди от инвестиции, се публикуват на страницата на Комисията в интернет.

След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване, дали 10-годишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с 10-годишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

#### **Изказвания по т.2:**

Докладваха Е. Маринова и Р. Тахир. Тахир отбеляза, че Десетгодишният план е публикуван от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД и от дружеството са заявили, че няма постъпили становища от заинтересовани страни.

И. Н. Иванов коментира запис в таблица №1: *„Междусистемна газова връзка България-Румъния (Русе-Гюргево) – подземен преход на основна и резервна тръба“ и график за изпълнение – 2015 г.* Иванов счита, че е очевидно, че това не може да се осъществи. Иванов отчете, че заявлението е подадено през м. април, но счита, че в някои от частите е остаряло, в други звучи пожелателно.

И. Н. Иванов коментира *„Свързване с Междусистемна газова връзка Гърция – България“* и записания срок 2015-2017 г. Вече 4 месеца се чака от гръцка страна определяне на дата, на която може окончателното инвестиционно решение да бъде подписано от двете страни. Този срок също няма да се спази.

И. Н. Иванов коментира таблица №5 - Инвестиционната програма за периода 2018-2024 г. Посочена е годишната програма за инвестиции. За седемте години общата сума е 260 млн. лв. В същото време, когато се говори за проекти с ключово значение и развитието на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България, първи проект е изграждане на нова инфраструктура от Варна до Оряхово. Очакваната инвестиция е в размер на 2 100 млн. евро. И. Н. Иванов попита къде тази инвестиция е отразена в общия план за инвестиции на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

И. Н. Иванов коментира описанието на Eastring: *„Предвижда се Eastring да започне от съществуващата КС Велке Капушани в Словакия, да премине през територията на Унгария и да достигне до границата в района на село Кардам.“* Иванов подчерта, че България няма граница с Унгария, за да достигне до границата в село Кардам. Така записан този проект не се вижда откъде ще постъпи природен газ и накъде ще се движи.

И. Н. Иванов очаква на тези въпроси „Булгартрансгаз“ ЕАД да даде отговори на общественото обсъждане. Иванов счита, че „Булгартрансгаз“ ЕАД е подходило малко формално.



Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката и чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

### **Р Е Ш И:**

1. Приема доклад относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г.;
2. Насрочва обществено обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 - 2024 г. на 14.09.2015 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени представители на заинтересованите лица;
4. Докладът и Десетгодишният план, датата и часът на общественото обсъждане по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с пет гласа „за”, от които два гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.3.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № ДОИ-9 от 02.07.2015 г. за **достъп до обществена информация, подадено от Кирил Петров Денев**, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление за достъп до обществена информация с вх. № ДОИ-9 от 02.07.2015 г. от Кирил Петров Денев, съдържащо искане за предоставяне на достъп до информация, съдържаща се в Решение № Ж-29 от 26.03.2015 г. на КЕВР чрез предоставяне на копие на хартиен носител.

Горепосочената информация, предмет на поискания достъп, се отнася до трети лица, поради което КЕВР на основание чл. 31, ал. 2 от Закона за достъп до обществена информация (ЗДОИ) с писмо с изх. № ДОИ-9 от 23.07.2015 г. е поискала изрично писмено съгласие за предоставяне ѝ от „Енерго-Про Мрежи“ АД и “Премиум” ЕООД.

„Енерго-Про Мрежи“ АД в качеството си на трето лице по чл. 31, ал. 2 от ЗДОИ, с писмо с вх. № ДОИ-9 от 10.08.2015 г. изразява съгласието си за предоставяне на частичен достъп на заявителя до Решение № Ж-29 от 26.03.2015 г. на КЕВР в частта му, отнасяща се до произнасянето на Комисията за арбитражната клауза в документи на „Енерго-Про Мрежи“ АД, а именно първите два абзаца на страница 4 от решението с аргумента, че в останалата си част решението съдържа данни и информация за трето неучастващо в административното производство лице.

“Премиум” ЕООД не изпраща отговор в предоставения му 7-дневен срок от получаване на писмото.

Съгласно легалното определение на чл. 2, ал. 1 от ЗДОИ, обществена информация по смисъла на ЗДОИ е всяка информация, свързана с обществения живот в Република България и даваща възможност на гражданите да си съставят собствено мнение относно дейността на задължените по закона субекти. Задължените субекти по чл. 3 от ЗДОИ следва да предоставят информацията, която е създадена в кръга на тяхната компетентност и е налична.

Съгласно чл. 37, ал. 1, т. 2 от ЗДОИ, е налице основание за отказ от предоставяне на достъп до обществена информация, когато същият засяга интересите на трето лице и няма негово изрично писмено съгласие за предоставяне на исканата обществена

информация, освен в случаите на надделяващ обществен интерес. Поисканата обществена информация се отнася до трети лица, а именно горепосочените дружества, поради което и на основание чл. 31, ал. 2 от ЗДОИ е изискано тяхното писмено съгласие.

“Премиум” ЕООД не е изразил изрично своето съгласие за предоставяне на достъп до исканата информация, а „Енерго-Про Мрежи“ АД изразява съгласие за предоставяне единствено на частичен достъп. Съгласно чл. 37, ал. 1, т. 2 от ЗДОИ несъгласието на третото лице е нормативно установено условие за отказ за предоставяне на исканата информация.

Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 4 и чл. 37, ал. 1, т. 2 от ЗДОИ, ограничението за предоставяне на служебна информация и несъгласието на третото лице могат да бъдат преодолявани, ако е налице надделяващ обществен интерес.

Съгласно § 1, т. 6 от Допълнителните разпоредби на ЗДОИ „надделяващ обществен интерес” е налице, когато чрез исканата информация се цели разкриване на корупция и на злоупотреба с власт, повишаване на прозрачността и отчетността на задължените субекти по чл. 3 от ЗДОИ. Този интерес обаче не се предполага до доказване на противното, нещо което законодателят изрично е предвидил за наличието на „обществен интерес”. Следователно, за да е налице надделяващ обществен интерес, доколкото законът отчитайки неговата значимост, свързва с него различни правни последици, а именно преодоляване на изричния отказ на трето лице или законово допуснатото ограничение за предоставяне на служебна информация, същият следва да бъде доказан. Това е така, защото той е критерий, който оправдава засягането на правните интереси и на незадължени по закона правни субекти, или предоставяне на информация представляваща търговска тайна. Предвид изложеното заявителят следва да посочи конкретни факти за наличие на надделяващ обществен интерес в заявлението си, ако е считал, че е налице такъв, имайки предвид, че информацията е такава, отнасяща се до трети лица и че е служебна такава.

#### **Изказвания по т.3:**

Докладва С. Петрова.

Р. Осман попита каква е практиката, когато няма изрично съгласие за даване на съгласие от една от страните. Осман отбеляза, че в Годишния доклад на КЕВР ще трябва да се отдели място на този въпрос.

И. Н. Иванов каза, че „Енерго-Про Мрежи“ АД дава съгласие за даване на информация само по два абзаца. “Премиум” ЕООД не дава отговор. Съгласно действащата разпоредба при липса на ясно съгласие се счита, че не може да се предостави достъп до обществената информация.

Предвид горното, на основание чл. 37, ал. 1, т. 2 от Закона за достъп до обществена информация,

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

#### **РЕШИ:**

Отказва достъп до исканата от Кирил Петров Денев със заявление вх. № ДОИ-9 от 02.07.2015 г. обществена информация.

Решението е взето с пет гласа „за”.

**По т.4.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № ДОИ-10 от 15.07.2015 г. за достъп до обществена информация, подадено от Сдружение за изследователски

**практики, представявано от Вера Стаевска – ръководител проект „Зелени закони“ и Председател на Управителния съвет на сдружението, установи следното:**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията, с предишно наименование Държавна комисия за енергийно и водно регулиране) е постъпило заявление с вх. № ДОИ-10 от 15.07.2015 г. за предоставяне на достъп до обществена информация, подадено от Сдружение за изследователски практики, представявано от Вера Стаевска – ръководител проект „Зелени закони“ и Председател на Управителния съвет на сдружението, съдържащо искане за предоставяне на копие на хартиен носител и копие на технически носител – компактдиск или електронна поща на следната информация и документи:

1. Колко проверки и на кои топлоелектрически централи (ТЕЦ) и заводски ТЕЦ са извършени от КЕВР за периода 2007 г. - 2015 г. включително, във връзка с производството и продажбата на електрическа енергия, произведена по комбиниран способ;

2. Установени ли са нарушения и в кои дружества, свързани с продажбата на електрическа енергия на преференциални цени и насрещно закупуване на електрическа енергия на ниски цени от енергийния микс;

3. Установени ли са нарушения и в кои дружества, при които се продава на преференциални цени електрическа енергия, която не е произведена по комбиниран способ, а по други способи, напр. газови турбини;

4. Установени ли са нарушения и в кои дружества, свързани с манипулирането на преносната инфраструктура, с които да се установяват действия, посочени по-горе в т. 2 и т. 3;

5. Какви действия е предприела КЕВР, за да отстрани установените нарушенията, посочени по-горе в т. 2 – т. 4.

Законът за достъп до обществена информация (ЗДОИ) урежда обществените отношения, свързани с правото на достъп до обществена информация (чл. 1 от ЗДОИ).

Легалното определение на понятието „обществена информация“ е регламентирано в чл. 2, ал. 1 от ЗДОИ, като по смисъла на посочената разпоредба такава е всяка информация, свързана с обществения живот в Република България и даваща възможност на гражданите да си съставят собствено мнение относно дейността на задължените по закона субекти. Задължените субекти по чл. 3 от ЗДОИ следва да предоставят информацията, която е създадена в кръга на тяхната компетентност и е налична.

От друга страна, на основание разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 26 от Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР публикува на интернет страницата си годишни доклади за дейността си, включително за резултатите от контрола за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на енергийните пазари и за тяхното ефективно функциониране.

По отношение на информацията, посочена по-горе в т. 3 следва да се има предвид, че съгласно чл. 2 от Наредбата за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин (НИСПЕЕПКН) сертификатите за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин се издават от КЕВР като официални непрехвърляеми документи, удостоверяващи производителя, количеството електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, периода на производство, производствената централа и нейната мощност.

Предвид гореизложеното, съгласно действащата нормативна уредба, количествата електрическа енергия, произведени по комбиниран начин се установяват със сертификати за произход, които комисията издава по реда и условията на Закона за енергетиката и НИСПЕЕПКН. При разглеждане на заявленията за издаване на сертификатите за произход се извършва проверка за начина на производство на съответното количество електрическа

енергия за всеки производител. За издадените сертификати КЕВР поддържа и публикува на интернет страницата си регистър на сертификатите за произход.

В връзка с горното, исканата информация, отнасяща се за извършените проверки и резултатите от тях в периода 2007 г. - 2014 г. и предмет на т. 1, т. 2, т. 3 и т. 4 от заявление за достъп до обществена информация с вх. № ДООИ-10 от 15.07.2015 г. е публикувана на интернет страницата на Комисията и е общодостъпна, а относно проверките, извършени през 2015 г. - извършени са три такива, съответно в „Топлофикация Сливен“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ ЕАД при които не са установени нарушения от видовете, посочени в заявлението.

Що се касае до искането за предоставяне на достъп до информацията посочена по-горе в т. 5 следва да се има предвид, че във връзка с резултатите от извършените проверки, за периода 2007 г. – 2015 г., не са установени нарушения от вида, посочен в заявлението, и съответно не са предприемани действия по отстраняване на такива.

#### **Изказвания по т.4:**

Докладва С. Петрова.

У. Калева отбеляза, че има техническа грешка. Проверките са три - на „Топлофикация Сливен“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ ЕАД. И по трите проверки няма установени нарушения.

И. Н. Иванов каза докладът и проектът на решение да се коригират.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 12, ал. 2, т. 1 от Закона за достъп до обществена информация,

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

#### **РЕШИ:**

Указва на Вера Стаевска, ръководител проект „Зелени закони“ и Председател на Управителния съвет на Сдружение за изследователски практики, че информация за броя и резултатите от извършените проверки на топлоелектрическите централи за периода 2007 г. – 2014 г. са общодостъпни на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране в подраздел „Годишен отчет“, а такава за броя и резултатите от извършените проверки на топлоелектрическите централи за 2015 г. се съдържа в мотивите на настоящото решение.

Решението е взето с пет гласа „за“.

**По т.5.** Комисията разгледа доклад относно **комплексна планова проверка в „Топлофикация Русе“ ЕАД** по изпълнение условията на Лицензия № Л-029-03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и Лицензия № Л-030-05/15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“.

В изпълнение на заповед № 3-Е-121/20.05.2015 г., работна група от ДКЕВР е посетила „Топлофикация Русе“ ЕАД, гр. Русе, за извършване на комплексна, планова проверка по документи и на място по изпълнение условията на Лицензия № Л-029-03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и Лицензия № Л-030-05/15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“, издадени на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

Проверката беше извършена в обем, съгласно Програмата, изпратена на дружеството с писмо с изх. № Е-14-09-15/20.05.2015 г.

Проведени бяха срещи и разговори със следните длъжностни лица:

Севдалин Желев – Изпълнителен Директор на „Топлофикация Русе“ ЕАД;

Стефан Маринов – Главен инженер на „Топлофикация Русе“ ЕАД;

Иван Димитров – Р-л отдел „Продажба топлоенергия“ на „Топлофикация Русе“ ЕАД;

Йорданка Милева – Р-л отдел „Бизнес развитие и пазар“ на „Топлофикация Русе“ ЕАД;

Павлина Петрова – Р-л направление „Финансови икономически дейности“ на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

В хода на проверката е посетено Управлението на „Топлофикация Русе“ ЕАД, център за работа с клиенти, групов абонатна станция ГАС № 9 захранваща с топлинна енергия група сгради етажна собственост, командна зала за диспечирание и управление на централата и ТЕЦ „Изток“.

„Топлофикация Русе“ ЕАД произвежда топлинна и електрическа енергия и снабдява целогодишно потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и пара, както за битови така и за стопански нужди.

Общо инсталираната електрическа мощност в дружеството е  $400 \text{ MW}_{\text{el}}$ , а инсталираната топлинна мощност е  $798 \text{ MW}_{\text{th}}$ .

Основните съоръжения, с които се осъществява лицензионната дейност - производство на електрическа и топлинна енергия са:

#### **Топлофикационна част:**

*1) седем броя ЕПГ със стационарни номера 1, 2, 3, 4, 5, 7 и 8, както следва:*

- един брой ЕПГ тип 1В-96-220 с номинално паропроизводство  $200 \text{ t/h}$ , номинално налягане на прегрятата пара –  $9,5 \text{ MPa}$ , температура на прегрятата пара –  $540^\circ\text{C}$  и КПД  $89,71\%$ ;

- един брой ЕПГ тип 1В-96-220 с номинално паропроизводство  $200 \text{ t/h}$ , номинално налягане на прегрятата пара –  $9,5 \text{ MPa}$ , температура на прегрятата пара –  $540^\circ\text{C}$  и КПД  $88,58\%$ ;

- един брой ЕПГ тип 1В-139-365 с номинално паропроизводство  $365 \text{ t/h}$ , номинално налягане на прегрятата пара –  $13,98 \text{ MPa}$ , температура на прегрятата пара –  $535^\circ\text{C}$ ;

- един брой ЕПГ тип 1В-139-365 с номинално паропроизводство  $365 \text{ t/h}$ , номинално налягане на прегрятата пара –  $13,98 \text{ MPa}$ , температура на прегрятата пара –  $535^\circ\text{C}$  и КПД  $85,26\%$ ;

- три броя ЕПГ тип БКЗ-220-100 с номинално паропроизводство  $220 \text{ t/h}$ , номинално налягане на прегрятата пара –  $10 \text{ MPa}$ , температура на прегрятата пара –  $540^\circ\text{C}$  и КПД  $90\%$ ;

*2) четири броя ТГ със стационарни номера ТГ1, ТГ2, ТГ5, и ТГ6, както следва:*

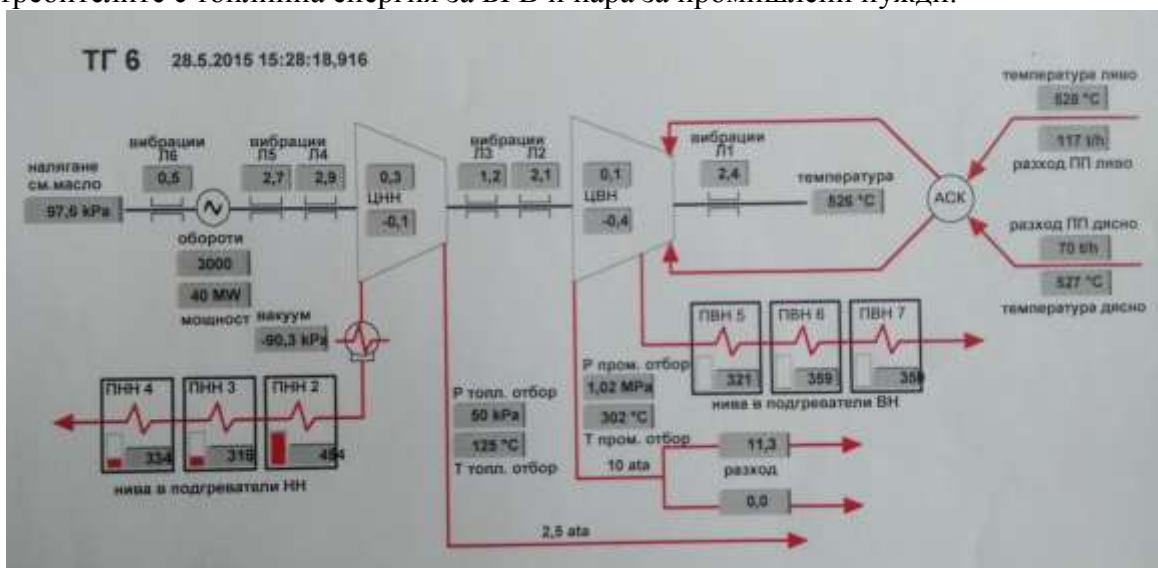
- два броя кондензационни парни турбини с регулируеми пароотбори тип ПТ-30-90/12/1,2 и електрически генератори с номинална проектна мощност  $30 \text{ MW}_{\text{el}}$  (ТГ 1 и ТГ 2);

- два броя кондензационни парни турбини с регулируеми пароотбори тип ПТ-60-90/12/1,2 и електрически генератори с номинална проектна мощност  $60 \text{ MW}_{\text{el}}$  (ТГ 5 и ТГ 6);

#### **Кондензационна част:**

- два броя кондензационни парни турбини тип К-110-130/33,6 и електрически генератори с номинална проектна мощност 110 MW<sub>el</sub> (ТГ 3 и ТГ 4) за производство само на електрическа енергия;

По време на проверката беше установено, че в работа са ЕПГ 8, ТГ 6 (мнемо схема *фиг.1*) и спомагателните съоръжения към тях, работещи в летен режим за снабдяване потребителите с топлинна енергия за БГВ и пара за промишлени нужди.



Фиг. 1

Топлинните товари към момента на проверката бяха – 10,92 MW на потребителите присъединени към водните магистрали за снабдяване с топлинна енергия за БГВ и 1,64 MW на потребителите присъединени към парните магистрали за снабдяване с пара за промишлени нужди.

Параметри на съоръженията произвеждащи ел. енергия към момента на проверката:

✓ ТГ 6 – P<sub>E</sub> = 19,00 MW

Централизираното топлоснабдяване в град Русе се осъществява чрез изградената топлопреносна мрежа за топлоносител гореща вода с дължина на трасето – 79 337 м. Магистралните топлопроводи са с обща дължина 19 188 м, разпределителните топлопроводи са 29 700, присъединителните топлопроводи са 17 818 м, а топлопроводите дворна мрежа са 12 631м. Топлопреносната мрежа обхваща и парни магистрали доставящи пара за стопански нужди.

Към момента на проверката общият брой на потребителите ползващи услугата топлоснабдяване е 18 985 бр. Според характера на потреблението „Топлофикация Русе“ ЕАД снабдява с топлинна енергия следните групи потребители:

- Стопански потребители – 1 231 бр.
- Битови потребители – 17 754 бр.

Към 05. 2015 г. в експлоатация са 534 бр. абонатни станции (АС) в това число 395 бр. АС за битови нужди, 128 бр. АС за небитови нужди и 11 бр. групови абонатни станции (ГАС). Всички АС присъединени към топлопреносната мрежа на „Топлофикация Русе“ ЕАД са с индиректна схема на свързване, оборудвани със система с автоматично регулиране в т.ч. контролери за абонатни станции и мотор вентили, регулиращи температурата на входящата вода в отоплителната инсталация в зависимост от външната температура и температурата на подгрята вода за битово-горещо водоснабдяване.

Абонатните станции са оборудвани и с регулатори за диференциално налягане за поддържане на постоянен напор пред регулираните контури на абонатната станция, независимо от моментния разход на мрежова вода.

От дружеството бе изискано да представи информация за изпълнението на производствената, ремонтната, инвестиционната и социална програми само за периода м. януари – м. май 2015 г., тъй като „Топлофикация Русе“ ЕАД е представило в КЕВР за одобрение бизнес план за периода 2015-2019 г., към който е приложило и отчет за изпълнение на предходния план за периода 2010-2014 г., във връзка с който от отдел „Цени и лицензии – ЕП, ВКП и топлоснабдяване“ е извършен анализ на представените данни и е изготвен доклад.

Във връзка с гореизложеното, с настоящия доклад не направен финансово-икономически анализ на дейността на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

От проверката на място и от предоставената документация могат да бъдат направени следните констатации:

### **1. Изпълнение на производствената програма:**

За разглеждания период м. януари - м. май 2015 г., произведената електрическа енергия е 133 788 MWh<sub>el</sub>, в това число:

- 125 010 MWh<sub>el</sub> електрическа енергия произведена в топлофикационната част на централата;

- 8 778 MWh<sub>el</sub> електрическа енергия произведена в кондензационната част на централата.

Продадената електрическа енергия е 109 085 MWh<sub>el</sub> в това число:

- 101 277 MWh<sub>el</sub> от топлофикационната част на централата;

- 7 808 MWh<sub>el</sub> от кондензационната част на централата – Блок 4.

За разглеждания период 92,84 % от електрическата енергия е произведена от топлофикационната част на централата, а 7,16 % от кондензационната част – Блок 4.

Постигнатия специфичен разход на условно гориво за производство на електрическа енергия от топлофикационната част на централата за периода варира от 286 до 371 г.у.г./кWh, а при разделното производство на ел. енергия от кондензационната част на централата е около 396 г.у.г./кWh.

Произведеното количество топлинна енергия за разглеждания период възлиза на 249 045 MWh<sub>th</sub>. Нуждите от топлинна енергия с топлоносител гореща вода и с пара за промишлени нужди през отоплителния период се покриват от работата на три енергийни котли – ЕПГ 5, ЕПГ 7 и ЕПГ 8, и два турбогенератора – ТГ 5 и ТГ 6, а през неотопителния сезон с ЕПГ 8 и ТГ 6, и спомагателните съоръжения към тях. Собствените нужди на топлинна енергия на централата възлизат на 28,66 % от произведената топлинна енергия. Специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна енергия варира от 130 г.у.г./кWh до 142 г.у.г./кWh.

Отпуснатата към топлопреносната мрежа топлинна енергия за разглеждания период е 177 681 MWh<sub>th</sub>, а продадената е 112 844 MWh<sub>th</sub>.

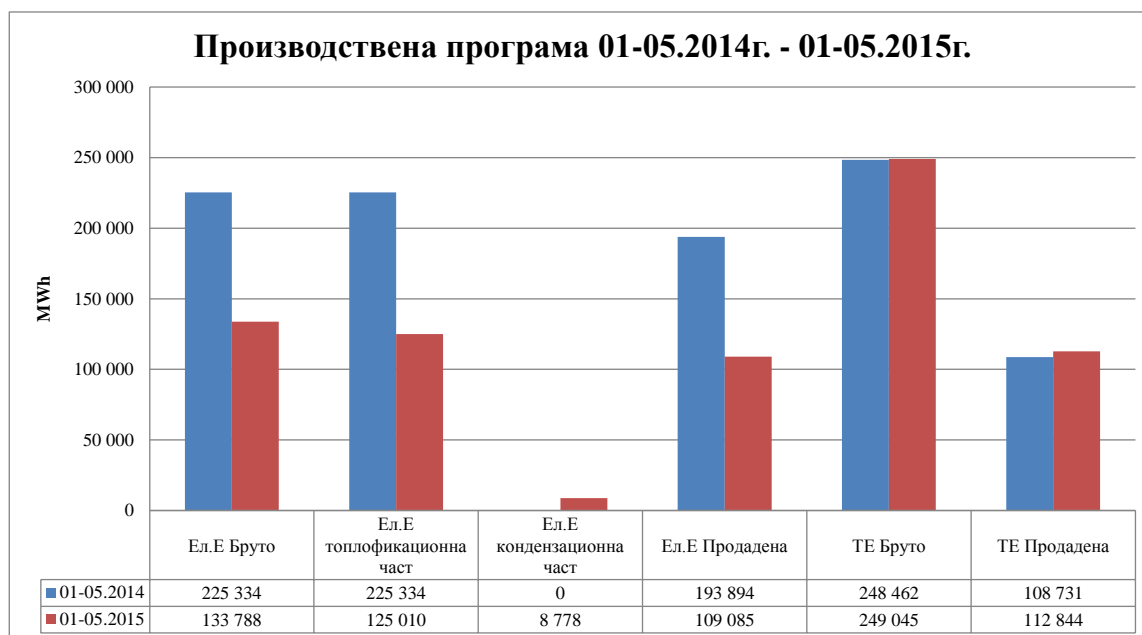
Данните за разглеждания период показват, че технологичните разходи на топлинна енергия при преноса с топлоносител гореща вода варират от 10 030 до 17 693 MWh<sub>th</sub>, като общо за периода възлизат на 62 307 MWh<sub>th</sub>, което е 36,15 % от отпуснатата към потребителите топлинна енергия. При преноса с топлоносител водна пара, технологичните разходи за разглеждания период възлизат на 2 530 MWh<sub>th</sub> – 47,34 %.

В таблицата по-долу е представено изпълнението на производствената програма от „Топлофикация Русе“ ЕАД за периода 01-05. 2015 г.

ПОКАЗАТЕЛИ		МЯРКА	01.2015 план	01.2015 отчет	02.2015 план	02.2015 отчет	03.2015 план	03.2015 отчет	04.2015 план	04.2015 отчет	05.2015 план	05.2015 прогноза	05.2015 отчет	01.2015- 05.2015 отчет
ТОПЛОФИКАЦИОННА ЧАСТ	<b>ЕЛ.ЕНЕРГИЯ- бруто производство</b>	МВтч	<b>29 300</b>	<b>22 926</b>	<b>29 793</b>	<b>33 147</b>	<b>22 794</b>	<b>22 063</b>	<b>27 703</b>	<b>21 390</b>	<b>30 349</b>	<b>24 991</b>	<b>25 484</b>	<b>125 010</b>
	Специфичен разход на условно гориво за ел.енергия	г.у.г./кВтч.	382	314	392	377	366	286	370	296	419	444	371	329
	Собствени нужди	МВтч	6 144	4 987	5 760	5 519	4 711	4 450	4 585	4 572	4 544	4 468	4 205	23 733
	Собствени нужди	%	20,97%	21,75%	19,33%	16,65%	20,67%	20,17%	16,55%	21,37%	14,97%	17,88%	16,50%	18,98%
	<b>Продадена ел.енергия</b>	МВтч	<b>23 156</b>	<b>17 939</b>	<b>24 033</b>	<b>27 628</b>	<b>18 083</b>	<b>17 613</b>	<b>23 118</b>	<b>16 818</b>	<b>25 805</b>	<b>20 523</b>	<b>21 279</b>	<b>101 277</b>
	<b>ТОПЛОЕНЕРГИЯ - бруто производство в т.ч.:</b>	МВтч	<b>60 200</b>	<b>60 795</b>	<b>50 600</b>	<b>50 386</b>	<b>52 600</b>	<b>54 920</b>	<b>42 300</b>	<b>46 046</b>	<b>34 980</b>	<b>37 454</b>	<b>36 898</b>	<b>249 045</b>
	гореща вода	МВтч	<b>48 685</b>	<b>49 166</b>	<b>40 615</b>	<b>40 443</b>	<b>38 373</b>	<b>43 198</b>	<b>28 111</b>	<b>31 689</b>	<b>19 013</b>	<b>20 580</b>	<b>19 212</b>	<b>183 708</b>
	пара	МВтч	<b>11 515</b>	<b>11 629</b>	<b>9 985</b>	<b>9 943</b>	<b>14 227</b>	<b>11 722</b>	<b>14 189</b>	<b>14 357</b>	<b>15 967</b>	<b>16 874</b>	<b>17 686</b>	<b>65 337</b>
	Специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия	г.у.г./кВтч.	142	138	142	142	138	130	137	131	139	136	131	<b>134</b>
	Разход въглища	t	19 163	14 354	18 622	19 644	13 850	12 095	14 464	10 699	15 081	14 562	12 523	<b>69 315</b>
	Разход растителна биомаса	t	2 037	1 109	1 978	1 463	1 466	1 261	1 562	1 152	1 614	1 326	1 252	<b>6 237</b>
	Разход мазут	t	30		30		10	16	10		10			<b>16</b>
	Разход природен газ	1000 m <sup>3</sup>	80	117	60	76	30	94	30	69	60		1	<b>357</b>
	Собствени нужди	МВтч	13 704	13 780	11 301	11 259	12 629	13 318	14 025	15 290	15 779	16 894		71 364
	Собствени нужди	%	22,76%	22,67%	22,33%	22,35%	24,01%	24,25%	33,16%	33,21%	45,11%	45,11%		28,66%
	<b>Отпусната топлинна енергия в т. ч.:</b>	МВтч	<b>46 496</b>	<b>47 015</b>	<b>39 299</b>	<b>39 127</b>	<b>39 971</b>	<b>41 602</b>	<b>28 275</b>	<b>30 756</b>	<b>19 201</b>	<b>20 560</b>	<b>19 181</b>	<b>177 681</b>
	с гореща вода	МВтч	<b>45 387</b>	<b>45 894</b>	<b>38 198</b>	<b>38 031</b>	<b>37 892</b>	<b>40 583</b>	<b>27 250</b>	<b>29 750</b>	<b>18 098</b>	<b>19 454</b>	<b>18 079</b>	172 337
	с пара	МВтч	<b>1 109</b>	<b>1 121</b>	<b>1 101</b>	<b>1 096</b>	<b>2 079</b>	<b>1 019</b>	<b>1 025</b>	<b>1 006</b>	<b>1 103</b>	<b>1 106</b>	<b>1 102</b>	5 344
	<b>Продадена (доставена) топлинна енергия в т.ч.:</b>	МВтч	<b>33 130</b>	<b>33 192</b>	<b>29 550</b>	<b>33 556</b>	<b>26 555</b>	<b>23 470</b>	<b>12 916</b>	<b>14 048</b>	<b>8 590</b>	<b>9 188</b>	<b>8 578</b>	112 844
	с гореща вода	МВтч	<b>32 500</b>	<b>32 555</b>	<b>28 960</b>	<b>28 960</b>	<b>25 372</b>	<b>26 890</b>	<b>12 436</b>	<b>13 576</b>	<b>8 060</b>	<b>8 661</b>	<b>8 049</b>	110 030
	с пара	МВтч	<b>630</b>	<b>637</b>	<b>590</b>	<b>596</b>	<b>1 183</b>	<b>580</b>	<b>481</b>	<b>472</b>	<b>530</b>	<b>527</b>	<b>529</b>	2 814
	<b>Загуби по преноса, в т.ч.:</b>	МВтч	13 366	13 823	9 749	5 571	13 416	18 132	15 359	16 708	10 611	11 372	10 603	64 837
	с гореща вода	МВтч	12 887	13 339	9 238	5 071	12 520	17 693	14 815	16 174	10 038	10 793	10 030	62 307
	с гореща вода	%	28,39%	29,06%	24,18%	13,33%	33,04%	43,60%	54,37%	54,37%	55,46%	55,48%	55,48%	36,15%
	с пара	МВтч	479	484	511	500	896	439	544	534	574	579	573	2 530
	с пара	%	43,19%	43,18%	46,41%	45,62%	43,10%	43,08%	53,07%	53,08%	52,04%	52,35%	52,00%	47,34%
	КОНЦЕНТ. ЧАСТ - БЛОК 4	<b>ЕЛ.ЕНЕРГИЯ- бруто производство</b>	МВтч	<b>19 960</b>	<b>8 778</b>	<b>9 980</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14 970</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Специфичен разход на условно гориво за ел.енергия		г.у.г./кВтч.	391	396	396	0	0	0	0	0	397	0	0	<b>396</b>
Разход въглища		t	9 011	3 615	4 509	0	0	0	0	0	6 817	0	0	<b>3 615</b>
Разход мазут		t	20	12	20	0	0	0	0	0	10	0	0	<b>12</b>
Разход природен газ		1000 m <sup>3</sup>	50	173	50	0	0	0	0	0	70	0	0	<b>173</b>
<b>Продадена ел.енергия</b>		МВтч	<b>18 000</b>	<b>7 808</b>	<b>9 000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13 500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7 808</b>



На *фиг. 2* са показани в графичен вид количествата произведени и реализирани електрическа и топлинна енергия от топлофикационната част на централата, както и производството и реализацията на електрическа енергия, произведени от кондензационната част – Блок 4.



*Фиг.2*

От представените данни за изпълнението на производствените програми за периода м. януари – м. май за 2014 г. и за същия период 2015 г. е видно, че произведената електрическа енергия в топлофикационната част на централата през 2015 г. е с  $100\,324 \text{ MWh}_{\text{el}} - 44,5\%$  по-малко в сравнение със същия период на 2014 г., като причината за това са направените в ЗЕ промени, свързани с изкупуването и заплащането на електрическата енергия, която не е от високоефективно комбинирано производство. Продадена топлинна енергия за периода м. януари – м. май за 2015 г. е с  $4\,113 \text{ MWh}_{\text{th}}$  повече в сравнение със същия период на 2014г.

## 2. Изпълнение на ремонтната програма:

Ремонтната дейност се извършва съгласно утвърден план въз основа на обосновка за необходимите ремонти в топлоизточниците и топлопреносната мрежа и планираните средства в бизнес плана за ремонт и поддръжка на съоръженията. Дружеството е представило планираните мероприятията по позиции за първите 4 месеца на 2015 г., както следва:

- 1) Оптимизационни дейности котел №5 и №7;
- 2) Оптимизационни дейности по мелнични системи;
- 3) Профилактика маслена и регулираща системи, почистване тръбни снопове Кондензатори №5 и №6;
- 4) Реконструкция и модернизация кондензационни и охладителни системи ТА 6;
- 5) Резервни части за багерни помпи;
- 6) Резервни брони за мелници;
- 7) Доставка и подмяна на регулираща и дренажна арматура;
- 8) Реконструкция и модернизация на кондензационни и охладителни системи за ТА – 4 бр.;
- 9) Подмяна на операционна система на АСУТП на ПГ5;
- 10) Реконструкция тръбопровод 70 м участък, Ду 200;
- 11) Реконструкция 4 бр. салникови компенсатори, компенсаторни елементи;

## 12) Реконструкция на 8 бр. компенсаторни елемента;

Поради настъпили промени в графика за ремонта на основните съоръжения, усвояването на част от средствата по мероприятия от 1 – 4 е препланирано за по-късен период от ремонтната кампания.

Допълнително са изпълнени следните ремонтни дейности:

- 1) Изработка и доставка на 8 бр. основни горелки на ПГ 5;
- 2) Аварийен ремонт мелница 8А;
- 3) Аварийни ремонти по магистрални тръбопроводи, дворни мрежи и абонатни станции от топлопреносната мрежа;

След направения анализ на представените от дружеството данни за изпълнение на ремонтната програма, се констатира, че от планираните средства по ремонтната програма за периода 01-04.2015 г. в размер на 657 000 лв. са усвоени 137 910 лв. - 79%. Планираните средства за извършване на ремонтните дейности за месец май са 398 800 лв.

### 3. Изпълнение на инвестиционната програма:

Инвестиционната дейност на “Топлофикация Русе” ЕАД е изпълнявана след технико-икономическа обосновка за всеки предвиден обект за ново строителство или за реконструкция и модернизация. За периода 01 – 05. 2015 г. са изразходвани общо 360,258 хил. лв., като прогнозният размер на инвестиционните разходи за съответния период е 8 297 хил. лв., или изпълнението е около 43,4 % от предвидените в бизнес плана средства.

Изпълнени са следните инвестиционни проекти:

- **Реконструкция на стгуротвала** – I етап, реконструкция на I<sup>ва</sup> клетка за временно депониране; изграждане на помпена станция и тръбопровод за оборотна вода – инвестиция 143 227,80 лв.;

- **Сепарираща инсталация** – Изграждане на сгради и инфраструктура, монтаж на оборудване – инвестиция 6 500 лв.;

- **Инсталация за изгаряне на биомаса** – II етап – инвестиция прогноза месец май 35 000 лв.;

- **Реконструкция на Парогенератор № 7-** за изгаряне на въглища с по-нисък емисионен фактор – инвестиция 25 521,70 лв.;

- **Реконструкция в ТЕЦ „Русе Изток“** – капитализирани ремонти – инвестиция 91 829,53 лв.;

- **Топлофикационна мрежа** – капитализирани ремонти, реконструкции АС, присъединяване на нови потребители – инвестиция 360 257,70 лв.;

Ефектите от направените инвестиции са:

- спазване изискванията на законодателството и Комплексното разрешително;  
- оползотворяване на битови отпадъци, в т.ч. производство на RDF за изгаряне в ПГ2;

- намаляване разходите за CO<sub>2</sub> водещи до намаляване себестойността на енергията;

- намаляване на себестойността на енергията;

- поддържане на работоспособността на оборудването, намаляване на аварийността, повишаване на енергийната ефективност;

- поддържане на работоспособността на оборудването, намаляване на аварийността, увеличаване дела на комбинираното производство;

#### 4. Изпълнение на социалната програма:

Основните насоки в социалната политиката на дружеството са залегнали в Колективния трудов договор, Наредбата за образуване на работните заплати и Програмата за изразходване на средствата от социалния фонд.

Лимитът на средствата по социалния фонд е определен, като % от средствата за работна заплата и през годините е различен. За 2015 г. планираните средства за социални дейности са в размер от 72 000 лв., които са отпуснати с решение на изпълнителния директор на дружеството. От социалния фонд се ползват равноправно всички 310 работници и служители на дружеството. Програмата за изразходване на средствата за социално развитие и подпомагане включва:

- Средства за профилактични прегледи и ваксини;
- Осигуряване на средства при продължително боледуване в рамките на една календарна година;
- Осигуряване на средства при трайна неработоспособност;
- Осигуряване на средства при смъртен изход;
- Осигуряване на средства за юбилеи, ритуали, раждания и погребения;
- Осигуряване на средства за културни и спортни мероприятия;
- Ползване и поддържане на почивни бази;
- Осигуряване на средства за честване на деня на енергетиката;
- Ваучери от 30 лв. за всички 310 служители на дружеството;
- Изплащане на средства за новогодишни подаръци за деца под 14 г. по 25 лв. за 105 деца на служители на дружеството;
- Изплащане на средства за новогодишни подаръци по 30 лв. за всички служители на дружеството.

Фирмената, социална политика на дружеството включва и подбор и развитие на кадрите, обучение, квалификация и професионално развитие.

#### 5. Събираемост на вземанията

Събираемостта на вземанията от топлинна и електрическа енергия на дружеството е определена като отношение на постъпленията през годината към просрочените вземания от минали години и фактурираната енергия съответно за топлинна или електрическа енергия за годината.

Събираемостта на вземанията на „Топлофикация Русе“ ЕАД, съгласно представена справка от дружеството, по видове потребители през 2014 г. е както следва:

Потребители	01-12.2014			
	Начално салдо 01.01.2014	Начислена ЕЕ и ТЕ 01-11. 2014	Платени суми 01-12.2014	Събираемост; %
	1	2	3	3/(1+2)
ЕЕ към НЕК	19 956 913	59 462 777	41 925 188	52,79%
ЕЕ към Енерго-про	283 982	4 635 651	5 087 220	103,41%
Разполаг. към ЕСО	1 628 104	8 434 717	9 523 292	94,64%
ЕЕ за свободен пазар	0	2 094 078	2 094 078	100,00%
<b>Общо ЕЕ</b>	<b>21 868 999</b>	<b>74 627 224</b>	<b>58 629 777</b>	<b>60,76%</b>
ТЕ с ГВ към Фирми, в т ч.	770 865	3 961 083	4 613 473	97,50%
Бюджетни	445 063	2 555 335	2 944 577	98,14%
Стопански	325 802	1 405 748	1 668 896	96,38%

Население	1 963 655	7 806 881	8 907 858	91,17%
Общо ТЕ с ГВ	2 734 520	11 767 964	13 521 331	93,23%
ТЕ с Пара	80 105	614 163	694 269	100,00%
<b>Общо ТЕ</b>	<b>2 814 625</b>	<b>12 382 127</b>	<b>14 215 600</b>	<b>93,54%</b>
<b>Общо ЕЕ и ТЕ</b>	<b>24 683 624</b>	<b>87 009 351</b>	<b>72 845 377</b>	<b>65,22%</b>

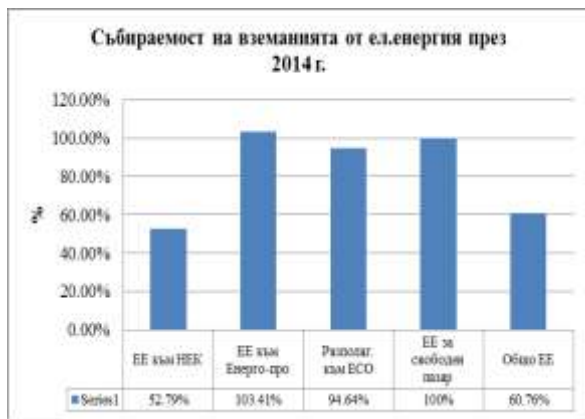
През 2014 г. са начислени суми по съдебни и присъдени вземания от текущата и предходни години и са получени приходи от тях както следва:

	Начално салдо 01.01.2014	Начислени суми 01-11.2014	Платени суми 01-12.2014	Събираемост; %
Съдебни	167 593	383 384	532 935	96,73%
Присъдени	1 656 040	291 244	415 709	21,35%

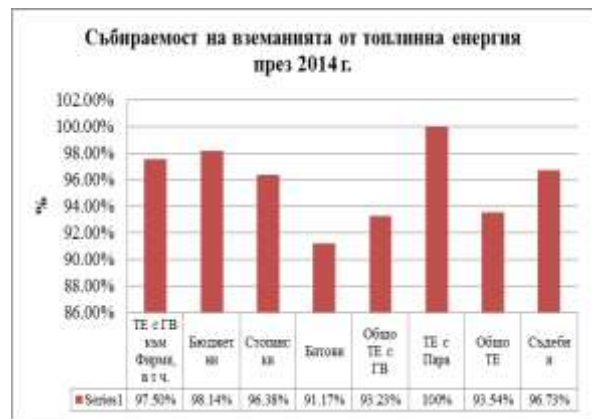
За периода от 01.01.2015 г. до 31.04.2015 г. събираемостта на вземанията на „Топлофикация Русе“ ЕАД, е следната:

Вид потребител	01.01.2015 - 31.04.2015			
	Начално салдо 01.01.2015	Начислена топлоенергия 01-31.03.2015	Платени суми 01.01.- 30.04.2015	Събираемост; %
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3/(1+2)</b>
ЕЕ към НЕК	18 337 347	6 886 960	10 131 067	40,16%
ЕЕ към Енерго-про	264 588	1 433 980	1 698 568	100,00%
Разполаг. към ЕСО	803 520	3 678 014	4 481 534	100,00%
<b>Общо ЕЕ</b>	<b>19 405 455</b>	<b>11 998 953</b>	<b>16 311 169</b>	<b>51,94%</b>
ТЕ с ГВ към Фирми, в т.ч.	888 553	2 948 081	3 089 189	80,52%
бюджетни	544 551	1 922 086	2 058 714	83,46%
стопански	344 002	1 025 995	1 030 475	75,22%
Население	2 265 013	4 686 500	5 507 945	79,23%
Общо ТЕ с ГВ	3 153 566	7 634 580	8 597 134	79,69%
ТЕ с Пара	54 276	184 273	238 143	99,83%
<b>Общо ТЕ</b>	<b>3 207 841</b>	<b>7 818 854</b>	<b>8 835 276</b>	<b>80,13%</b>
<b>Общо ЕЕ и ТЕ</b>	<b>22 613 297</b>	<b>19 817 807</b>	<b>25 146 446</b>	<b>59,26%</b>
За периода 01.01.2015-30.04.2015г. са начислени суми по съдебни и присъдени вземания и са получени приходи от тях както следва:				
Вид потребител	Присъдени към 01.01.2015 начално салдо	Образувани изпълнителни производства	Събрани 01.01.- 30.04.2015	Събираемост; %
Съдебни	149 228.83	36 516.03	60 620.18	32,64%
Присъдени	1 884 257.94	39 377.95	114 758.88	5,97%

На фиг. 3 – фиг. 6 са показани в графичен вид събираемостта на вземанията на „Топлофикация Русе“ ЕАД от електрическа и топлинна енергия за 2014 г. и към 31.04.2015 г. съгласно представената справка от дружеството:



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6

От предоставената от „Топлофикация Русе“ ЕАД информация може да се направи извода, че събираемостта на вземанията от топлинна енергия, общо в годишен план за 2014 г. е много висок процент възлизащ на 93,54%, което показва, че дружеството води добра маркетингова политика, предлага качествена услуга и е в добра комуникация с клиентите на топлинна енергия.

## 6. Средства за търговско и контролно измерване на топлинната енергия

Отпуснатата топлинна енергия от ТЕЦ Русе към топлопреносната мрежа на гр. Русе се измерва чрез два ултразвукови топломери монтирани на изхода от централата на всеки един от водните магистрални клонове южен и северен. На съответните клонове са монтирани и два броя разходомери. Монтиран е и топломер за допълващата вода. „Топлофикация Русе“ ЕАД снабдява с пара три стопански потребителя чрез две парни магистрали, като на съответните клонове към потребителите са монтирани три броя топломери за пара, измерващи отпуснатата пара към потребителите. Дружеството поддържа база данни за всички монтирани топломери 765 бр. (517 бр. с радио-отчет) и водомери собственост на „Топлофикация Русе“ ЕАД с технически данни, номера, и валидност на стикера за метрологична проверка. Във всички абонатни станции количеството топлинна енергия се измерва чрез ултразвукови топломери, одобрени като тип, нови или преминали метрологична проверка. Топломерите и водомерите в абонатните станции се отчитат от служителите на дружеството за обработка и анализ. Създадена е организация за сравняване на отчетните данни за отделните сгради и възможност да се извършва анализ на потреблението на топлинна енергия за съответна сграда.

Дружеството своевременно прави периодична проверка на топломерите на всеки две години, съгласно Закона за измерванията. През 2014 г. са закупени и пуснати в

експлоатация 235 бр. топломери. През 2015 г. следва да се направи последваща периодична проверка на 425 топломера. Цялата документация по проверка на топломерите се съхранява в архива на „Метрология и стандартизация“ и е достъпна за проверка и контрол. Повредените топломери и тези, за които проверката е установила, че са невалидни се подменят. В посетената групов абонатна станция, бяха проверени на място инсталираните топломери. Топломерите са закупени 2014 г. и би следвало да минат на задължителна проверка през 2016 г., за да се спази двегодишния задължителен период.

## **7. Взаимоотношения с потребителите**

При извършената проверка се установи, че дружеството осигурява 24 часово телефонно обслужване при възникнали аварии. В „Центъра за работа с клиентите“, намиращ се в отделна сградата в центъра на града, потребителите могат да получават справки и информация, устно, писмено и по телефон във връзка с интересуващи ги въпроси свързани с: централизираното топлоснабдяване; задължителните стъпки преди прекъсване на доставката в случай на неплатени сметки; подаване на сигнали за прекъсване на топлоснабдяването; смяна на абонат; жалби и др. Всеки писмен сигнал се завежда с регистрационен номер, срок за отговор и реален срок за изпълнение. В „Центъра за работа с клиентите“ се следи и проучва мнението на потребителите за качеството и непрекъснатостта на топлоподаването, като се стреми да задоволи нуждите и желанията на абонатите си.

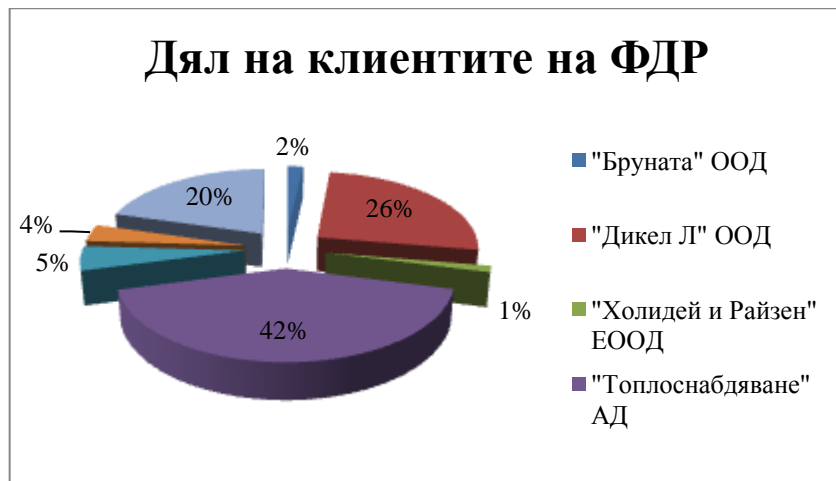
Дружеството прилага утвърдените от КЕВР цени на топлинната енергия за разглеждания период. Информацията към издаваните от дружеството фактури за ползвана топлинна енергия отговаря на одобрените от КЕВР Общи условия на договорите за продажба на топлинна енергия за битови нужди.

Съгласно копие на протокол от заседание на Съвета на директорите на „Топлофикация Русе“ ЕАД от 06.08.2013 г. с взето решение по т. 3.2 от същия, се определя максимална цена за подгръване на 1 м<sup>3</sup> вода в размер от 9 лв. с ДДС.

Потребителите могат да заплащат сумите за топлинна енергия в каси на дружеството, както и в клонове на фирми занимаващи се с платежни услуги и парични преводи.

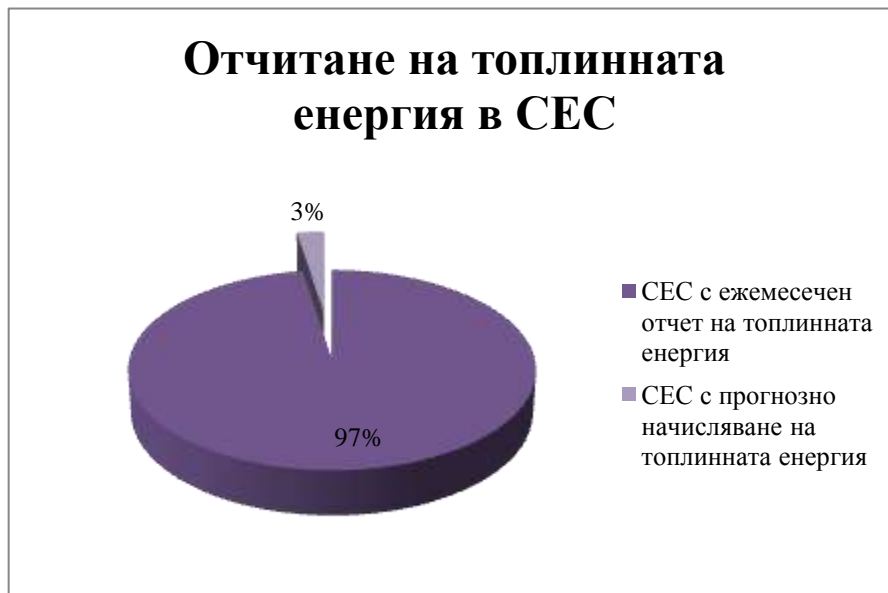
„Топлофикация Русе“ ЕАД е сключило договори за възлагане извършването на услугата дялово разпределение в сгради етажна собственост с шест фирми. Дружество също извършва услугата дялово разпределение на топлинна енергия за 3,55% от клиентите на територията на лицензията. С най-голям дял за извършване на услугата дялово разпределение е фирма „Топлоснабдяване“ АД - 41,94%, следван от фирма „Дикей Л“ ООД с 25,8%, „Техем сървисис“ ЕООД с 20,51%, „Жоко-Енерджи“ ЕООД – 5,03%, „Бруната“ ООД с 1,80% и „Холидей и Райзен“ ЕООД с 1,33% от общия брой 18 878 клиенти на дружеството. Всички споменати фирми извършващи услугата дялово разпределение са вписани в публичния регистър по чл. 139а, от ЗЕ.

На *фиг. 7* са представени фирмите за дялово разпределение със съответния дял на клиенти на „Топлофикация Русе“ ЕАД.



Фиг. 7

На *фиг. 8* е представено процентното разпределение на клиентите избрали дяловото разпределение на топлинна енергия да се извършва по ежемесечен отчет или по прогнозно начисляване на топлинната енергия.



Фиг. 8

Уведомяването на потребителите за аварии по топлопреносната мрежа и планови ремонти се извършва по два начина в зависимост от продължителността:

- за аварии или ремонти с продължителност над 48 часа клиентите се уведомяват чрез интернет страницата на дружеството, средства за масова информация и регионална преса, като и поставяне на уведомителни писма на входовете на сградите;
- за аварии или ремонти с продължителност до 48 часа се уведомява Община Русе, а засегнатите клиенти, чрез интернет страницата на дружеството, както и поставяне на уведомителни писма на входовете на сградите.

В интернет страницата на „Топлофикация Русе“ ЕАД всеки клиент има възможност да провери своята сметка и да получи разяснения относно въпроси свързани с дейността на дружеството.

## 8. Показатели за качеството на топлоснабдяването

### 8.1. Норми за качество на топлинната енергия

Дружеството използва режим на централно регулиране, чрез стъпаловидна промяна на температурата на мрежовата вода на изхода на топлоизточниците и променливи дебити на мрежовата вода.

Местното регулиране на топлопотреблението в автоматизираните абонатни станции на „Топлофикация Русе“ ЕАД позволява недопускането на недогриване или прегряване на отопляваните помещения, поддържане на температурата на топлата вода, както и ефективност на потреблението на топлинната енергия. Всички абонатни станции на „Топлофикация Русе“ ЕАД са оборудвани със системи за автоматично регулиране (контролери за АС, регулиращи мотор-вентили, диференциални регулатори с ограничител на дебит). Дружеството е създадо организация за настройка и поддържане на системата за автоматично регулиране на топлопотреблението в абонатните станции. Дружеството разполага с резервни части и отстранява дефекти в регулатора, температурните осезатели и мотор-вентилите в абонатните станции или ги подменя.

### 8.2. Непрекъснатост на снабдяването с топлинна енергия

През 2015 г. са регистрирани 3 бр. случайни прекъсвания на снабдяването с топлинна енергия, причинени от топлопреносното предприятие със средна продължителност 30 часа, като и 3 бр. са станали през време на отоплителния сезон.

Дружеството е създадо организация за своевременно откриване и отстраняване на аварията по топлопреносната мрежа и е предприело мерки за ограничаване на броя на потребителите с прекъснато топлоснабдяване, причинено от аварията на топлопреносната мрежа.

### 8.3. Качество на търговските услуги

За периода 01.01.2015-27.05.2015г. в дружеството са постъпили общо 36 бр. жалби и запитвания от потребители, като 3 бр. от тях са свързани с искания за проверка на влошено качество на топлоподаването. Несъгласие с начислени суми за топлинна енергия, жалбите са 25 бр. Времето за отговор на поставените от потребителите въпроси е между 15 и 20 дни, при определен от КЕВР 30-дневен срок.

Проверките за влошено качество на топлоподаването и предприемането на мерки за отстраняване на проблемите е ставало в срок до 3 дни, при определен от КЕВР 7-дневен срок.

#### СПРАВКА

за подадени жалби и възражения за периода 01.01.2015-27.05.2015

	общ брой	брой писмени отговори до 15 дни	брой писмени отговори от 15 до 30 дни	над 30 дни	брой основателн и жалби	брой неоснователн и жалби
Качество на услугата	3	0	2	0	1	2
Несъгласие с нормативната уредба	0	0	0	0	0	0
Присъединяване	0	0	0	0	0	0
Несъгласие с начислени суми	25	0	22	0	17	5
Други	8	0	8	0	1	7



## 9. Присъединяване на потребители към топлопреносната мрежа за периода 2009-2014 г.

За периода 2009 – 2014 г. в дружеството са регистрирани следните договори за присъединяване на нови сгради към централизираното топлоснабдяване:

2009г.	брой искания за присъединяване	срок на обработка	предложени предварителни договори	реално направени присъединявания	сключени договори за присъединяване	ползване на съоръжения на клиенти
	бр.	дни	бр.	бр.	бр.	бр.
	10	30	9	9	9	
2010г.	брой искания за присъединяване	срок на обработка	предложени предварителни договори	реално направени присъединявания	сключени договори за присъединяване	ползване на съоръжения на клиенти
	бр.	дни	бр.	бр.	бр.	бр.
	10	30	6	6	6	
2011г.	брой искания за присъединяване	срок на обработка	предложени предварителни договори	реално направени присъединявания	сключени договори за присъединяване	ползване на съоръжения на клиенти
	бр.	дни	бр.	бр.	бр.	бр.
	19	30	14	13	13	1
2012г.	брой искания за присъединяване	срок на обработка	предложени предварителни договори	реално направени присъединявания	сключени договори за присъединяване	ползване на съоръжения на клиенти
	бр.	дни	бр.	бр.	бр.	бр.
	11	30	6	5	5	1
2013г.	брой искания за присъединяване	срок на обработка	предложени предварителни договори	реално направени присъединявания	сключени договори за присъединяване	ползване на съоръжения на клиенти
	бр.	дни	бр.	бр.	бр.	бр.
	9	30	6	5	5	1
2014г.	брой искания за присъединяване	срок на обработка	предложени предварителни договори	реално направени присъединявания	сключени договори за присъединяване	ползване на съоръжения на клиенти
	бр.	дни	бр.	бр.	бр.	бр.
	19	30	17	9	9	

От подадени 78 бр. искания за присъединяване на сгради етажна собственост към топлопреносната мрежа на дружество за периода 2009 – 2014 г., сключените окончателни договори за присъединяване са 47 бр., като в 3 абонатни станции „Топлофикация Русе“ ЕАД ползва съоръженията изградени от клиентите. За периода 01.2015 - 05.2015г. в дружеството няма подадени заявления за присъединяване.

## 10. Отчет за изпълнението на програмата за изкупуване на енергийни обекти и съоръжения за периода 2010 – 2014 г., които съгласно ЗЕ трябва да са собственост на лицензианта

Дружеството изпълнява изготвената програма за изкупуване на енергийни обекти и съоръжения, които съгласно ЗЕ трябва да са негова собственост, като за разглеждания период 2010 г. – 2014 г. дружеството е изкупило 21 бр. абонатни станции и присъединителни тръбопроводи - през 2010 г. техният брой е 9, през 2011г. – 7 бр., през 2014 г. – 5 бр.

### **11. Абонатни станции с потребление на топлинната енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване под 50%**

Във връзка с чл. 78 от Наредба 16-334 за топлоснабдяването „Когато топлинният товар на отоплителните тела в сграда-етажна собственост, е намален с над 50 % от проектния отоплителен товар на сградата и количеството на енергията, отделена от сградната инсталация, е по-голямо от количеството на енергията за отопление на имотите, топлопреносното предприятие е длъжно писмено да уведоми потребителите в сградата-етажна собственост”, дружеството е изпратило писма до потребителите на 30 абонатни станции с разяснения за произтичащите от това последствия. Всички уведомления са изпратени с обратни разписки. От нито една СЕС не е изпратено становище до дружеството за прекратяване на топлоснабдяването, като и самото дружество не е използвало правото си дадено му в чл. 78, ал. 7 да прекрати топлоснабдяването на тези СЕС.

### **12. Управленска и организационна структура на дружеството**

„Топлофикация Русе“ ЕАД е регистрирано и вписано като еднолично акционерно дружество, със седалище и адрес на управление гр. Русе, ул. ТЕЦ Изток 1, като 100% от дружеството е собственост на „Топлофикация Плевен“ ЕАД.

„Топлофикация Русе“ ЕАД се управлява от Съвет на директорите в състав от четирима членове:

Ангел Милетиев Ангелов – съвет на директорите;  
Севдалин Желев Желев - съвет на директорите;  
Стефан Великов Маринов - съвет на директорите;  
Севдалин Желев Желев – изпълнителен директор.

Представена е действащата организационно-управленска структура на дружеството приета с протокол на Съвета на директорите от 20.10.2014 г.

### **13. Застраховки**

Дружеството е сключило необходимите договори за застраховки изискани в лицензиите. Представени са заверени копия на застрахователни договори (застрахователни полици и добавъците към тях) по:

- „Застраховка на имуществото“, с което се упражнява лицензионната дейност срещу риска „пожар или палеж“, „експлозия“, „земетресение“ „гръмотевица“, „повреда на машини“, „увреждане от дим“, „увреждане от вода“, „буря“, „градушка“, „сняг“, „вандализъм“, „злонамерени действия“, „самолетни катастрофи“, „кражби“ и „природни бедствия“. Съответната застраховка е сключена със застрахователна компания „ОЗК-Застраховане“ АД.

- „Трудова Злополука“, задължителна застраховка, съгласно „Наредба за задължително застраховане на работници и служители“ и изискана в лицензията, сключена със застраховател „ОЗК-Застраховане“ АД.

- „Обща гражданска отговорност“ сключена със застраховател „ОЗК-Застраховане“ АД.

### **Дадени предписания**

С Констативен протокол № 03-01-001/29.05.2015 г. на основание на чл. 80, ал. 4 от Закона за енергетиката, на проверяваното лице е дадено предписание в срок до 15.06.2015г. да представи в КЕВР, коригиран бизнес план за периода 2015-2019 г. в частта му за прогнозни приходи от продажби на електрическа енергия, които да са съобразени с направените изменения в Закона за енергетиката от 06.03.2015 г. С писмо с вх. № Е -14-09-22/ 17.06.2015 г. дружеството е поискало удължение на срока на даденото предписание за предоставяне на актуализиран бизнес план до 30.06.2015 г. На 01.07.2015 г. с писмо, с вх. № Е -14-09-1/ 01.07.2015 г., „Топлофикация Русе“ ЕАД е представило в комисията актуализиран в съответствие с дадените предписания бизнес план за периода 2015 – 2019 г.

### **Заклучения:**

Дружеството е изпълнило даденото му с Констативен протокол № 03-01-001/29.05.2015 г. предписание и изпълнява условията и изискванията на издадените му лицензии за производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

### **Изказвания по т.5:**

Докладва У. Калева.

Р. Осман отбеляза, че не е съгласен с текста, че дружеството води правилна маркетингона политика и събираемостта е много висока. Р. Осман каза, че ако се върне малко назад, преди месец-два, в нарушение на Правилата за конкуренцията „Топлофикация Русе“ ЕАД са получили една възможност за високоефективна енергия...

И. Н. Иванов припомни, че през м. юни високоефективна енергия е прехвърлена от новия ценови период за м. юни.

Р. Осман каза, че приема доклада, но формално не е съгласен с двете констатации. Осман каза, че се е запознал с искане на Видахим, което е разглеждано докато е бил в отпуск, и го намира за недопустимо. Р. Осман счита, че един прецедент предизвиква да се искат от Комисията незаконосъобразни неща. Осман намира не толкова за добра маркетинговата политика на „Топлофикация Русе“ ЕАД, колкото е имало позитивно отношение от страна на сериозни държавни ведомства от различни среди по отношение на политиката на дружеството. Тогава Р. Осман официално е изразил несъгласието си за участието на израелския посланик. Това повече не трябва да се допуска, участие на чужд дипломат в работни групи. Това е недопустимо. Р. Осман отново изрази мнение, че маркетинговата политикана „Топлофикация Русе“ ЕАД не е толкова добра.

У. Калева уточни, че става въпрос за добра маркетингова политика с битовите потребители, където събираемостта е 93%. За сравнение Калева даде събираемостта в София, която е 47%.

И. Н. Иванов каза, че действително е впечатлен от този процент – 93%. Събираемостта за електрическата енергия е само 60%, но това е подвеждащо. Касае се за НЕК ЕАД, който не си плаща изкупената от топлофикацията електрическа енергия. В доклада е посочено, че събираемостта на вземанията на „Топлофикация Русе“ ЕАД към Енерго-Про е 103%, което Иванов намира за невярно. Може би се касае за изплатени стари задължения, но събираемост от 103% няма.

И. Н. Иванов припомни, че в столични ежедневници е излязла информация, че за новия отоплителен сезон „Топлофикация Русе“ ЕАД има присъединени нови 600 абонати,

което също е впечатляващо.

Предвид гореизложеното, Комисията

### **Р Е Ш И:**

Приема за информация доклад относно комплексна планова проверка в „Топлофикация Русе” ЕАД по изпълнение условията на Лицензия № Л-029-03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и Лицензия № Л-030-05/15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“.

Решението е взето с пет гласа „за”, от които два гласа на членовете на комисията със стаж в сектор „Енергетика“.

#### **Приложения:**

1. Доклад с вх. № Е-Дк-249/14.08.2015 г. относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2015-2024 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-253/27.08.2015 г. и Решение на КЕВР № ДОИ-5 от 08.09.2015 г. по заявление с вх. № ДОИ-9 от 23.07.2015 г. за достъп до обществена информация.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-254/28.08.2015 г и Решение на КЕВР № ДОИ-6 от 08.09.2015 г. по заявление с вх. № ДОИ-10 от 15.07.2015 г. за достъп до обществена информация.

5. Доклад с вх. № Е-Дк-239/27.07.2015 г относно комплексна планова проверка в „Топлофикация Русе” ЕАД по изпълнение условията на Лицензия № Л-029-03/15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и Лицензия № Л-030-05/15.11.2000 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“.

#### **ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

1. ....  
(Р. Осман)

2. ....  
(А. Йорданов)

3. ....  
(Г. Златев)

4. ....  
(Д. Кочков)

#### **ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

#### **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Н. ГЕОРГИЕВ**