



**ГОДИШЕН КОНСОЛИДИРАН ДОКЛАД ЗА ДЕЙНОСТТА  
КОНСОЛИДИРАНА ДЕКЛАРАЦИЯ ЗА КОРПОРАТИВНО  
УПРАВЛЕНИЕ**

**ДОКЛАД НА НЕЗАВИСИМИЯ ОДИТОР**

**ГОДИШЕН КОНСОЛИДИРАН ФИНАНСОВ ОТЧЕТ**

**31 декември 2025 г.**



# **ГОДИШЕН КОНСОЛИДИРАН ДОКЛАД**

## **ЗА ДЕЙНОСТТА**

**на**

## **„БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД**

**За периода**

**От 01 януари до 31 декември 2025 г.**



Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

## Съдържание

---

<b>1. ОБЩА ИНФОРМАЦИЯ</b>	<b>3</b>
<b>2. ОПИСАНИЕ НА ПОЛИТИКИТЕ, КОИТО ДРУЖЕСТВОТО Е ПРЕДПРИЕЛО И СЛЕДВА ПО ОТНОШЕНИЕ НА СОЦИАЛНИТЕ ВЪПРОСИ И ВЪПРОСИ, СВЪРЗАНИ С УПРАВЛЕНИЕТО НА ЧОВЕШКИТЕ РЕСУРСИ</b>	<b>17</b>
<b>3. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ПРЕЗ 2025 Г.</b>	<b>22</b>
3.1. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА КОМПАНИЯТА-МАЙКА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	22
3.2. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА ДЪЩЕРНОТО ДРУЖЕСТВО „ГАЗОВ ХЪБ БАЛКАН“ ЕАД	33
<b>4. ФИНАНСОВО-ИКОНОМИЧЕСКО СЪСТОЯНИЕ</b>	<b>35</b>
4.1. ПРИХОДИ. АНАЛИЗ И ДИНАМИКА НА СТРУКТУРАТА НА ПРИХОДИТЕ	38
4.2. РАЗХОДИ. АНАЛИЗ И ДИНАМИКА НА СТРУКТУРАТА НА РАЗХОДИТЕ	41
4.3. ФИНАНСОВИ ПОКАЗАТЕЛИ	44
<b>5. ПРЕГЛЕД НА РИСКОВЕТЕ, НА КОИТО Е ИЗЛОЖЕНО ГРУПАТА</b>	<b>45</b>
<b>6. ОСНОВНИ ПРОЕКТИ НА ГРУПАТА</b>	<b>48</b>
<b>7. ЕКОЛОГИЯ</b>	<b>52</b>
<b>8. БЪДЕЩО РАЗВИТИЕ НА ГРУПАТА</b>	<b>57</b>
<b>9. ОПОВЕСТЯВАНЕ НА ИНФОРМАЦИЯТА ОТНОСНО КЛЮЧОВИТЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА РЕЗУЛТАТИТЕ ПО ЧЛ.8 ОТ РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2020/852 КЪМ 31.12.2025 Г.</b>	<b>60</b>
<b>10. СЪБИТИЯ, НАСТЪПИЛИ СЛЕД ДАТАТА НА ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ</b>	<b>72</b>

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Настоящият годишен консолидиран доклад за дейността представя коментар и анализ на финансовите отчети и друга съществена информация относно финансовото състояние и резултатите от дейността на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД и нейното дъщерно дружество – „Газов хъб Балкан“ ЕАД, наричани за кратко „Групата“, като обхваща едногодишния период от 01 януари до 31 декември 2025 г.

Той е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 39 от Закона за счетоводство, чл.187д, чл.247, ал.1, 2 и 3 от Търговския закон. Докладът за дейността съдържа допълнителна информацията, така както се изисква от Приложение 10 към Наредба № 2 от 17.09.2003 г. на Комисията за финансов надзор.

Докладът представлява обективен и вярно изложен преглед на развитието, резултатите от дейността и състоянието на „Булгартрансгаз“ ЕАД (наричано по-долу „Компанията-майка“) и нейното дъщерно Дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД като включва и описание на основните рискове, пред които е изправена Групата.

## **ОБЩА ИНФОРМАЦИЯ**

### **Правен статут и регистрация**

„Булгартрансгаз“ ЕАД (компанията-майка) и нейното дъщерно предприятие „Газов хъб Балкан“ ЕАД наричани („Групата“) извършват дейности свързани с транспортиране и осигуряване на електронна среда за търговия с природен газ.

- Компанията-майка в лицето на „Булгартрансгаз“ ЕАД е държавно контролирано предприятие, вписано в търговския регистър при Агенция по вписванията с ЕИК 175203478 и със седалище и адрес на управление в Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66.
- Дъщерното дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД е еднолично акционерно дружество със седалище в Република България, вписано в Търговски регистър и регистър на ЮЛНЦ към Агенцията по вписванията с ЕИК 205478458 на 18 януари 2019 г. Адресът на управление на Дружеството е България, гр. София, 1756, р-н Студентски, ж.к. „Дървеница“, бул. „Св. Климент Охридски“, до блок 19, Бизнес сграда „Кинтекс“.

### **История и предмет на дейност**

„Булгартрансгаз“ ЕАД е правопреемник на ДП „Нефт и газ“, създадено през 1973 г., и притежава над 50-годишен опит в преноса и съхранението на природен газ. Дружеството изпълнява функциите на комбиниран газов оператор по смисъла на чл. 39, ал. 1 от Закона за енергетиката, като осигурява стратегически важни услуги за енергийната система на Република България и региона.

„Булгартрансгаз“ ЕАД притежава следните лицензи, издадени от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), всяка със срок на действие от 35 години:

- Лицензия за пренос на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-06/29.11.2006 г.);
- Лицензия за пренос на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-09/29.11.2006 г.);

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- Лицензия за съхранение на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-10/29.11.2006 г.).

Лицензионните такси се заплащат съгласно действащата тарифа, одобрена от Министерския съвет.

С решение на КЕВР, прието въз основа на становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г., дружеството е сертифициран като независим преносен оператор в съответствие с изискванията на европейското енергийно законодателство (Директива 2009/73/ЕО и Регламент (ЕО) № 715/2009), което гарантира висока степен на прозрачност, независимост и равнопоставен достъп до инфраструктурата.

### **Основни функции и отговорности**

„Булгартрансгаз“ ЕАД осъществява ключови дейности, свързани с надеждното функциониране и развитието на газовата инфраструктура на страната, включително:

- управление и експлоатация на газопреносните мрежи и подземното газово хранилище (ПГХ);
- поддържането на баланса между вноса, добива и потреблението на природен газ;
- осигуряване на сигурен, ефективен и непрекъснат пренос и съхранение на природен газ при спазване на изискванията за качество и отчетност;
- поддържане на оптимален режим на работа на инфраструктурата;
- гарантиране на техническата изправност и безопасността на съоръженията;
- развитие и модернизация на инфраструктурата в съответствие с дългосрочните прогнози за потреблението и регионалните енергийни политики;
- осигуряване на равнопоставен достъп до мрежата и съоръженията;
- организация и администриране на балансиращия пазар на природен газ.

Наред с лицензионните си дейности, Дружеството развива и допълващи дейности с добавена стойност, включително:

- врязване под налягане и стопел операции;
- проектиране и изграждане на газови инсталации и съоръжения;
- изпълнение на строително-монтажни дейности по технологичната част;
- предоставяне на телекомуникационни услуги чрез отдаване под наем на тъмни оптични влакна.

**Дъщерното дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД** поддържа и управлява платформа за търговия с природен газ в България.

Предметът на дейност на „Газов хъб Балкан“ ЕАД е изграждане и опериране на електронна платформа, на която са създадени условия за сключване на двустранни сделки и борсов пазар на природен газ с физически и нефизически продукти - природен газ, енергийни продукти, енергийни носители, енергийни, зелени и бели сертификати, въглеродни емисии и други, свързани с енергопотреблението продукти.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е изцяло изградена в контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар и в подкрепа на плановете за развитие на газовата инфраструктура в цяла Европа. Концепцията за създаване и развитие на газоразпределителен център на територията на Република България, както и създаването на борса за търговия с природен газ, е активно подкрепяна от Министерски съвет на Република България и Европейската комисия и е строго съобразена с нуждите, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

Основният предмет на дейност на дъщерното дружество „Газов Хъб Балкан“ ЕАД включва управление и поддръжка на електронна платформа за търговия с природен газ, с физическа доставка. Акциите на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД не се котират на фондова борса.

### **Собственост и капитал**

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество в структурата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД. С учредителен акт от 15.01.2007 г. Дружеството се отделя от „Булгаргаз холдинг“ ЕАД.

Към 31.12.2025 г. регистрираният капитал на Дружеството възлиза на 1 710 078 297 лв., разпределен в същия брой поименни акции с номинал 1 лв. всяка. През 2025 г. капиталът е увеличен с 95 292 033 лв., което отразява продължаващата инвестиционна активност и стратегическо развитие на Дружеството.

Едноличният собственик на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, в който Министерство на енергетиката притежава 100% от регистрирания капитал.

### **Промени в собствеността и емитирани инструменти**

През 2025 г. Групата не е придобила собствени акции. Към момента не разполага с информация за договорености, които биха довели до промени в акционерната структура.

**Информация за известните на Групата договорености (включително и след приключване на финансовата година), в резултат на които в бъдещ период могат да настъпят промени в притежавания относителен дял акции или облигации от настоящи акционери или облигационери**

Групата не е емитирала облигации и не планира използване на такъв инструмент в краткосрочен план.

### **Органи на управление на Групата**

Във връзка със сертифицирането на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор, с решение на Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) от 25.01.2013 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД преминава от едностепенна в двустепенна система на управление. Органи на управлението на Дружеството са:

- Едноличен собственик на капитала;
- Надзорен съвет;

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- Управителен съвет.

Дружеството се управлява и представлява от Изпълнителен директор, който осъществява оперативното ръководство на Дружеството и организира дейността му.

#### **Членове на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД към 31.12.2025 г.:**

- Деян Валериев Димитров;
- Снежана Бобева Йовкова - Маркова;
- Николай Иванов Стефанов;
- Екатерина Христова Михайлова;
- Драгомир Митков Монеv.

Драгомир Монеv е Председател, а Снежана Бобева Йовкова - Маркова е Заместник - председател на Надзорния съвет на Дружеството.

#### **Състав на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД към 31.12.2025 г.:**

- Дарина Христова Колева;
- Кирил Димчов Равначки;
- Владимир Асенов Малинов.

Дарина Колева е Председател на Управителния съвет на Дружеството, а Владимир Малинов е Изпълнителен директор на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **Органи на управление на „Газов хъб Балкан“ ЕАД към 31.12.2025 г.**

Дъщерното дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД е с едностепенна система на управление – Съвет на директорите.

Със свое решение от 23.01.2025 г. Съветът на директорите на „Газов хъб Балкан“ ЕАД избра Владимир Малинов за председател на Съвета на директорите. Считано от 04.02.2025 г. като член на Съвета на директорите на Дружеството в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел е вписан Владимир Малинов, който заема мястото на Дарина Колева.

Към 31.12.2025 г. членове на Съвета на директорите са Владимир Малинов, Кирил Равначки и Петя Иванова.

Към 31.12.2025 г. Дружеството се представлява и управлява от Изпълнителния директор Петя Иванова.

#### **Свързани лица и сделки**

Свързаните лица на Групата включват принципал, в лицето на Министерството на енергетиката, едноличен собственик на капитала, дъщерни и съвместно-контролирани предприятия, ключов управленски персонал и предприятия под общ контрол.

Предприятие-майка и крайно контролиращо лице за Дружеството е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ).

През 2025 г. Групата има сделки със следните дружества от групата на БЕХ:

„Български Енергиен Холдинг“ ЕАД                      контролиращо дружество

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

„Булгаргаз“ ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„ЕСО“ ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„Мини Марица Изток“ ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„Национална електрическа компания“ ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„Булгартел“ ЕАД	съвместно контролирано предприятие с ЕСО
„Южен поток България“ АД	съвместно контролирано предприятие на БЕХ
„Ай Си Джи Би“ АД	съвместно контролирано предприятие на БЕХ
„Газтрейд“ С.А.	съвместно контролирано предприятие
„Газов хъб Балкан“ ЕАД	дъщерно дружество

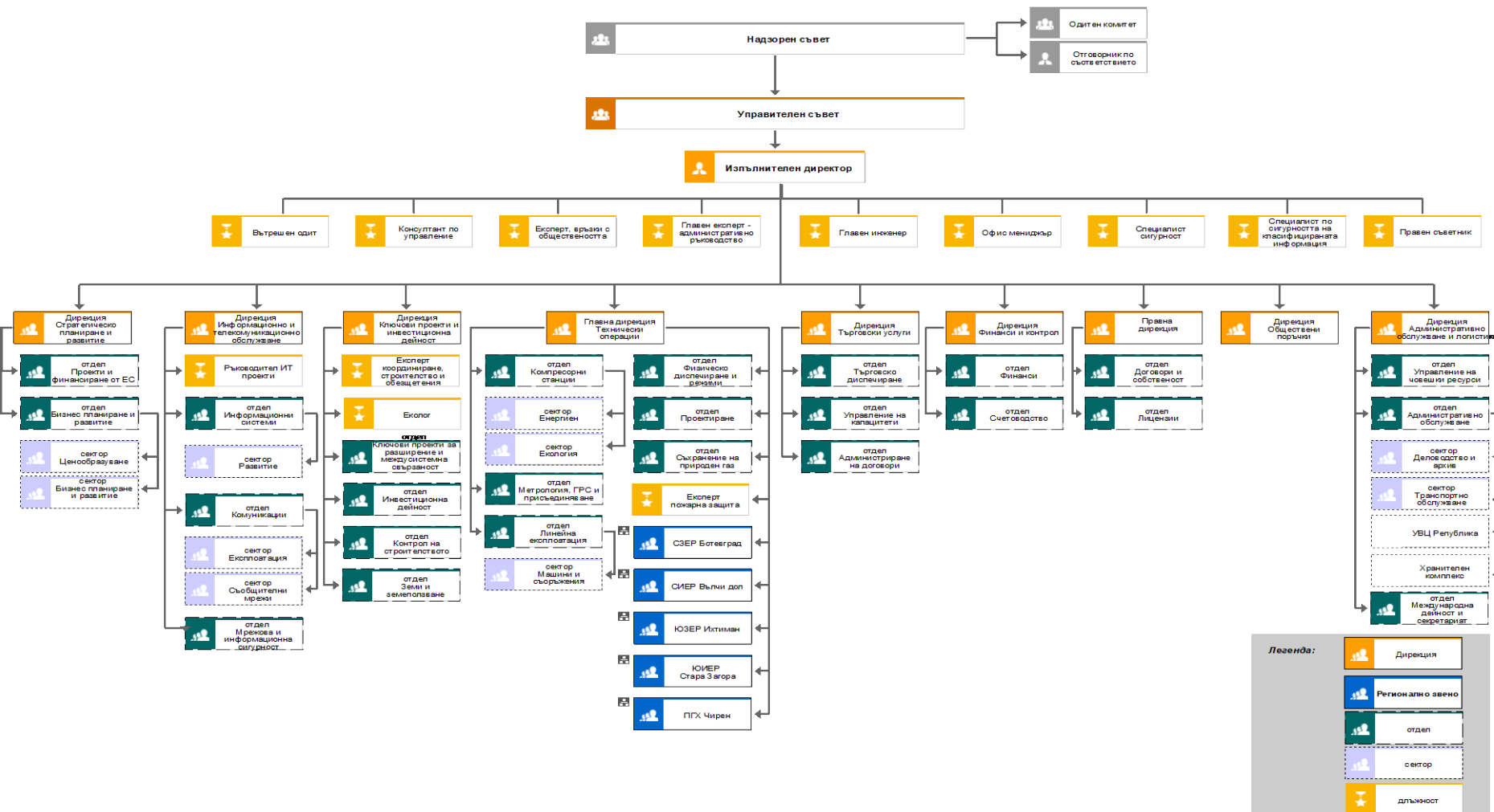
### **Клонове на Групата**

Групата няма регистрирани клонове. Дейността на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД административно е разделена на 5 регионални звена, които не са обособени като отделни юридически лица.



Годишен консолидиран доклад за дейността  
За годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Схема на управленската и организационна структура на "Булгартрансгаз" ЕАД Последна актуализация: 20.12.2023



Годишен консолидиран доклад за дейността

За годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **Задължения на членовете на УС**

В съответствие с изискванията на МСФО счетоводни стандарти, приети за прилагане от Европейската комисия, членовете на Управителния съвет в качеството им на ръководен оран, гарантират, че при изготвянето на финансовия отчет за финансовата година, приключила на 31.12.2025 г., последователно са заимствани и прилагани подходящи счетоводни политики и са заложили разумни и предпазливи прогнози и оценки. Членовете на Управителния съвет гарантират, че приложимите счетоводни стандарти са следвани и финансовият отчет е изготвен съобразно принципа на действащото предприятие.

### **Информация по чл.247, ал.2 от Търговския закон - Възнаграждения на ключов ръководен персонал**

Групата има отношение на свързано лице с директори и служители с контролни функции. Общата сума на начислените възнаграждения през 2025 г., включени в разходите за персонал, е както следва:

- Изплатени възнаграждения на Изпълнителния директор и на членовете на Управителния и Надзорния съвет – 1 308 хил. лв.
- Осигурителни вноски върху възнагражденията на Изпълнителния директор и на членовете на Управителния и Надзорния съвет – 63 хил. лв.

### **Информация, относно договорите по чл. 240б от Търговския закон, сключени през годината**

Членовете на Надзорния съвет, на Управителния съвет или лицата, свързани с тях, не са в договорни отношения извън обичайната дейност на Групата или в разрез с възприетите пазарни норми.

### **Информация, относно придобиването и притежаването на акции на Групата от членовете на Надзорния съвет и на Управителния съвет.**

Членовете на Надзорния съвет и на Управителния съвет не притежават акции на Групата. За тях не са предвидени привилегии или изключителни права да придобиват акции и облигации на Групата. Всички акции са собственост на „Български енергиен холдинг“ ЕАД.

**Информация относно участието към 31.12.2025 г. на членовете на съветите в търговски дружества като неограничено отговорни съдружници, притежаването на повече от 25 на сто от капитала на друго дружество, както и участието им в управлението на други дружества или кооперации като прокуристи, управители или членове на съвети (в съответствие на чл. 247, ал. 2, т.4 от Търговския закон).**

### **Надзорен съвет на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД:**

Драгомир Митков Монеv – Председател на НС

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- Собственик и управител на **"АЙ Констръкшън" ЕООД**
- Съдружник и управител на **"МЕЙДЕЙИН" ООД**

Снежана Бобева Йовкова - Маркова – Заместник - председател на НС

- Съдружник във **„ФАЙНСПЕЙС“ ООД**

Николай Иванов Стефанов – Член на НС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Екатерина Христова Михайлова

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Деян Валериев Димитров

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

#### **Управителен съвет на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД:**

Дарина Христова Колева – Председател на УС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Кирил Димчов Равначки – член на УС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- Участва в управлението на „Газов хъб Балкан“ ЕАД като член на Съвета на директорите.

Владимир Асенов Малинов - член на УС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Участва в управлението на „Газов хъб Балкан“ ЕАД като член на Съвета на директорите;
- Участва в управлението на Газтрейд С.А., Гърция като член на Съвета на директорите.

**Управителен съвет на дъщерното дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД:**

Владимир Малинов – Председател на Съвета на директорите

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Кирил Димчов Равначки – Член на Съвета на директорите

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Петя Иванова – Член на Съвета на директорите и Изпълнителен директор

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Членовете на Съвета на директорите не притежават акции на Дружеството.

През представените периоди няма придобиване или прехвърляне на собствени акции.

Няма сключени договори по чл. 240 б от Търговския закон.

Членовете на Съвета на директорите нямат права да придобиват акции на Дружеството.

**Действия в областта на научно-изследователските дейности**

Групата не извършва действия в научно-изследователските дейности.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

**Информация за висящи съдебни, административни или арбитражни производства, касаещи задължения или вземания на емитента, съответно лицето по § 1д от допълнителните разпоредби на ЗППЦК, в размер най-малко 10 на сто от собствения му капитал; ако общата стойност на задълженията или вземанията на емитента, съответно лицето по § 1д от допълнителните разпоредби на ЗППЦК, по всички образувани производства надхвърля 10 на сто от собствения му капитал, се представя информация за всяко производство поотделно.**

Към датата на финансовия отчет Групата не е страна по оценяеми висящи съдебни, административни или арбитражни производства, касаещи задължения или вземания, на които общата стойност да надхвърля 10 на сто от собствения капитал на Групата.

### **ИНФОРМАЦИЯ ЗА ОСНОВНИТЕ НЕМАТЕРИАЛНИ РЕСУРСИ И ОБЯСНЕНИЕ ОТНОСНО НАЧИНА, ПО КОЙТО БИЗНЕС МОДЕЛЪТ НА ПРЕДПРИЯТИЕТО ЗАВИСИ ОТ ТЯХ, КАКТО И НАЧИНА, ПО КОЙТО ТЕЗИ РЕСУРСИ СА ИЗТОЧНИК ЗА СЪЗДАВАНЕ НА СТОЙНОСТ НА ПРЕДПРИЯТИЕТО (ЧЛ. 39, АЛ. 2 ЗСЧ)**

Нематериалните активи придобити и контролирани от Групата играят ключова роля в дейността и нейното развитие, като те могат да окажат съществено влияние върху ефективността и устойчивостта на компанията. Основните начини, по които нематериалните активи влияят на Групата са следните:

#### **Репутация**

Добрата репутация и сигурността, която предоставя Групата в ролята си на оператор води до увеличаване на приходите и подобряване на финансовото ѝ състояние чрез привличане на нови клиенти и запазване на съществуващите, което от своя страна допринася за повишаване на качеството на предоставяните услуги.

#### **Софтуер и информационни системи**

В Групата се използват различни софтуери и информационни системи свързани с процесите на наблюдение и управление на газопреносната система, търговията с капацитети на пренос, тяхното отчитане и балансиране, както и всички допълнителни системи подsigуряващи нормалното функциониране на бизнес процесите и тяхната непрекъснатост.

Основните информационни системи по същество се отнасят до обезпечаване на основната дейност на Групата и спомагат за ефективното функциониране и гарантиране на сигурността и непрекъснатостта на доставките на природен газ на територията на Република България, оптимизация на разходите, управление на риска, подобряване на обслужването и повишаване на оперативната ефективност.

Сигурността на тези информационни системи се поддържа чрез спазване на политиките и правилата установени от имплементираната система за управление на сигурността на информацията, в съответствие с изискванията на стандарта ISO/IEC 27001:2022, сертифицирана от независима акредитирана организация.

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Промените в Законът за Киберсигурност на Република България от 17/02/2026 г. определя Групата като обект от съществено значение, което допълнително налага изисквания за спазване на високи стандарти на киберсигурност и обезпечаване на непрекъсваемост на бизнес процесите, чрез адекватни организационни и технически мерки.

Целите и задачите, с които се ангажира ръководството, във връзка с поддържането на системата за управление на сигурността на информацията и изискванията на Закона за Киберсигурност са да осигури следните аспекти на системите:

- Поверителност, интегритет и наличност на информационните системи;
- Одобряване и обезпечаване на необходимите действия за минимизиране на рисковете, които е възможно да причинят загуби или вреди на Групата, клиентите, партньорите и други заинтересовани страни;
- Предприемане на мерки за непрекъсваемост на процеса и минимизиране на степента на загуби или вреди, причинени от евентуални пробиви в сигурността на информационните системи;
- Информираност и ангажираност на служителите на Групата относно техните задължения и отговорности по отношение спазване на политиките и мерките свързани с информационната сигурност;
- Съответствие на дейността на Групата с приложимите нормативни и договорни изисквания, свързани с информационната сигурност и киберсигурност.

### **Обучение и човешки капитал**

Ръководството на Групата разглежда управлението на човешките ресурси като ключов фактор за изпълнение на своите мисия, цели и програми. С интегрирането на корпоративната социална отговорност се цели превръщането ѝ в неразделна част от цялостната стратегия на Групата. Основни инструменти за привличане и задържане на качествени служители са повишаване на квалификацията, създаване на системен подход при управление на човешкия капитал (благоприятна работна среда, социални придобивки, кариерни пътеки, баланс на работа и личен живот) и осигуряване на медицински прегледи.

Служителите, техните знания, умения и мотивация са решаващ фактор за обезпечаване на компанията-майка като модерен национален и регионален газопреносен оператор, инвестиращ в поддържане и разширяване на надеждна газова инфраструктура, участващ в трансгранични енергийни проекти и играещ ключова роля в постигането на целите на европейския свободен газов пазар.

През 2025 г. в Групата са проведени 8 специализирани и 22 вътрешни обучения, свързани със ЗБУР и СУОС и задължителни инструктажи по други наредби.

Общият брой на хората, обучени във външни обучения е 220, от които 71 са преминали специализирани обучения по наредба.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **Корпоративна култура и организационна структура**

Един от ключовите фактори за успех по пътя към осъществяването на мисията, визията, стратегическите и оперативните цели на Групата е изграждането на корпоративна култура, в основата на която стоят определени принципи и ценности. Тези принципи и ценности са залегнали в Етичния кодекс на Групата.

Ясно дефинираната и споделена от всички служители корпоративна култура, включително прилагане на най-добри практики в управлението (системи за управление, управление на бизнес процеси и т.н.) подобряват вътрешната комуникация и координация, което води до по-добра производителност, до увеличаване ефикасността и ефективността на изпълняваните процеси в Групата.

Също така Ръководството на Групата декларира своята ангажираност да развива висока култура на здраве и безопасност при работа, във всички дейности и на всички нива в структурата на Групата. Ръководството е убедено, че чрез осигуряване на безопасни и здравословни условия на труд, съответстващи на нормативните изисквания, всеки инцидент или професионално заболяване могат да бъдат избегнати.

В Групата функционира интегрирана система за управление, която включва:

- Система за управление на здравето и безопасността при работа в съответствие с изискванията на стандарта ISO 45001:2018, сертифицирана от независима акредитирана организация;
- Система за управление по околна среда в съответствие с изискванията на стандарта ISO 14001:2015, сертифицирана от независима акредитирана организация;
- Система за управление на сигурността на информацията в съответствие с изискванията на стандарта ISO/IEC 27001:2022, сертифицирана от независима акредитирана организация;
- Система за управление на качеството в съответствие с изискванията на стандарта ISO 9001:2015, внедрена частично към настоящия момент;
- Система за управление на сигурността и целостта на газопреносната мрежа: линейна част в съответствие с изискванията на стандарта EN 17649:2022, внедрена частично към момента.

### **Екологични политики и отговорности**

Групата развива дейността си като прилага политики за намаляване на цялостния си отпечатък върху околната среда и климата при строителството и експлоатацията на съоръженията си, прилагайки най - добри налични техники и практики, опазвайки човешкото здраве както при рутинни, така и при извънредни ситуации и инциденти.

Основни инструменти за осъществяване на целите на екологичните политики и отговорности, прилагани от Групата са:

- Оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС) и екологична оценка (ЕО). Опазването на околната среда при проектиране, строителство и експлоатация на нови инвестиционни проекти и/или поддръжка и модернизация на съществуващи съоръжения, собственост на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД се осъществява

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

въз основа на оценките, анализите и планираните мерки в процедурите по Оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС) и в резултат на извършена екологична оценка (ЕО) на необходимите за разрешаване на строителните дейности подробни устройствени планове. Оценката на въздействието върху околната среда (ОВОС) е основният превантивен инструмент, който „Булгартрансгаз“ ЕАД използва за идентифициране на възможните отрицателни въздействия върху околната среда и човешкото здраве в резултат на извършваните от Дружеството дейности.

➤ **Комплексни разрешителни**

Дейностите, които изискват комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването са определени в Директивата за емисиите от промишлеността. Основен инструмент за опазване на околната среда от тези дейности е прилагането от съответните инсталации на най - добри налични техники. За целта на Дружеството се издават комплексни разрешителни по реда на Глава седма, раздел втори на ЗООС.

➤ **Ограничаване и адаптация към изменението на климата**

За съответните горивни инсталации, в обхвата на Закона за ограничаване изменението на Климата на компанията-майка са издадени и се спазват издадените Разрешителни за емисии на парникови газове. Планират се и се осъществяват дейности, като част от инвестиционната/експлоатационната дейност на компанията-майка за намаляване на емисиите на парникови газове и осъществяване на целите на Европейския съюз за намаляване емисиите на парникови газове. Дружеството планира и осъществява мерки за адаптиране към изменението на климата в съответствие с наличните национални и международни стратегически документи и местни условия.

➤ **Система за управление по околна среда**

Компанията-майка има действаща (разработена, внедрена и сертифицирана) система за управление по отношение на околната среда, отговаряща изцяло на изискванията на стандарт ISO 14001:2015. През 2023 г. във връзка с изпълнението на проекта за разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“, „Булгартрансгаз“ ЕАД одобри и към настоящия момент изпълнява „Екологичен и социален план за управление и мониторинг“, както и „План за ангажиране на заинтересованите страни“. Съгласно „Екологичния и социален план за управление и мониторинг“, интегрираната система за управление на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е надградена със система за управление на социалната отговорност. По-конкретно, екологичните и социални въздействия от проекта за разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ се управляват като единна система в съответствие с общоприетата по света концепция за взаимосвързаност. В съответствие с горепосоченото, от 2023 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД прилага системен подход към управлението по околна среда, надграждащ обхвата съгласно стандарта ISO 14001:2015.

### **Партньорства с газопреносни оператори и асоциации на Групата**

Партньорствата на регионално и европейско ниво са ключови за сигурността на снабдяването, развитието на инфраструктурата и интеграцията на газовите пазари.

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД успешно си сътрудничи с газопреносните оператори и проектни компании от региона: DESFA S.A., Gastrade S.A., Transgaz S.A.,

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Transportgas Srbija, Gastrans d.o.o., Botas S.A., TAGTAS, ICGB AD, Номас АД, както и с газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Украйна и Молдова.

Компанията-майка е член и съучредител на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ENTSOG). „Булгартрансгаз“ ЕАД е активен участник и в инициативата за създаване на Европейската мрежа на мрежовите оператори за водород (ENNH), с цел установяване на сътрудничество между операторите, прилагане на нововъведената регулаторна рамка и синхронизиране на вижданията и обединяване на усилията във връзка с напредъка по развитието на водородни мрежи и декарбонизация на енергийния сектор, в синергия със средносрочните и дългосрочните цели на ЕС.

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е член на Gas Infrastructure Europe (GIE) - организация обединяваща 72 газови компании (газопреносни оператори, оператори на хранилища и оператори на терминали за втечен природен газ) от 25 държави в Европа.

GIE е представителна организация към европейските институции и други заинтересовани страни, която има за цел да намери пазарно базирани решения, за да отговори най-добре на интересите на потребителите на мрежата. Също така GIE насърчава оперативната съвместимост на европейските газови системи за подобряване на трансграничния обмен на газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД активно участва и в текущите процеси за адаптиране на енергийния сектор в съответствие с плановете за постигане на декарбонизация на енергетиката и климатична неутралност съгласно европейската енергийна политика. Важни в тази връзка са участията на дружеството в инициативите European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A) и European Hydrogen Backbone (EHB) в рамките на GIE.

В процес на развитие са и други ключови партньорства в областта на водорода, както с газопреносни оператори в региона в рамките на регионалната инициатива (SEEHуС) за изграждане на приоритетен Югоизточен европейски водороден коридор от Гърция през България, Румъния, Унгария, Словакия и Чехия до Германия, така и с различни водородни асоциации на национално и европейско ниво, във връзка с необходимостта от координирано развитие по цялата верига на стойност на водорода.

## **Партньорства между „Газов хъб Балкан“ ЕАД и други организации**

### **Еурорех**

На 18 април 2023 г. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД стана член на Асоциацията на Европейските енергийни борси – EUROPEX. Еурорех е асоциацията на енергийни борси, пазарни оператори и делегирани оператори в Европа.

Сред основните приоритети на Еурорех са:

- Насърчаване и създаване на условия за ефективни, достъпни, ликвидни, сигурни и прозрачни енергийни и екологични пазари на едро;
- Да представлява интересите на членовете пред законодателни и регулаторни органи, както и други заинтересовани страни, като работи за общи позиции по конкретни въпроси и осигурява единен глас;

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- Осигурява подкрепа на членовете по регионални и национални политически въпроси, свързани с европейските енергийни пазари на едро.

### **Keler CCP**

„Газов Хъб Балкан“ ЕАД проведе публична и недискриминационна процедура по избор на изпълнител за предоставяне на клирингови услуги за нуждите на пазара на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД в изпълнение на разпоредбата на чл. 175, ал. 3 от Закона за енергетиката, съгласно която операторите на организиран борсов пазар на природен газ сключват договори с лице, предоставящо клирингови услуги. В резултат, на 24 юни 2024 г. ГХБ подписа Споразумение за предоставяне на клирингови услуги с унгарската клирингова къща KEELER CCP. То ще осигури въвеждането на услуги от централен контрагент за пазара на ГХБ с оглед намаляване на финансовите и пазарните рискове за членовете на ГХБ. Очакваният срок за реализация на проекта за клиринг на пазара на ГХБ е второто тримесечие на 2025 г.

### **Energy Community**

На 10.09.2021 г. „Газов хъб Балкан“ ЕАД се присъедини към Меморандума за разбирателство за трансгранично сътрудничество относно развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа (SEEGAS) – инициатива на Energy community. В рамките на инициативата за развитие на интегриран пазар на природен газ в югоизточна и източна Европа, съвместно с „Газов хъб Балкан“ ЕАД участват борсови оператори и оператори на газопреносни мрежи. Меморандумът цели създаването и развитието на полезна борсова инфраструктура за търговия с природен газ, която да улесни търговията с природен газ и да е база за сътрудничеството между страните за имплементиране на ефективна клирингова система за транзакции с природен газ в съответствие с европейските практики.

*Като заключение следва да се отчете, че нематериалните активи са ключов фактор за успеха на Групата, като те не само подпомагат ежедневната оперативна дейност, но и създават дългосрочна добавена стойност и устойчивост на компанията.*

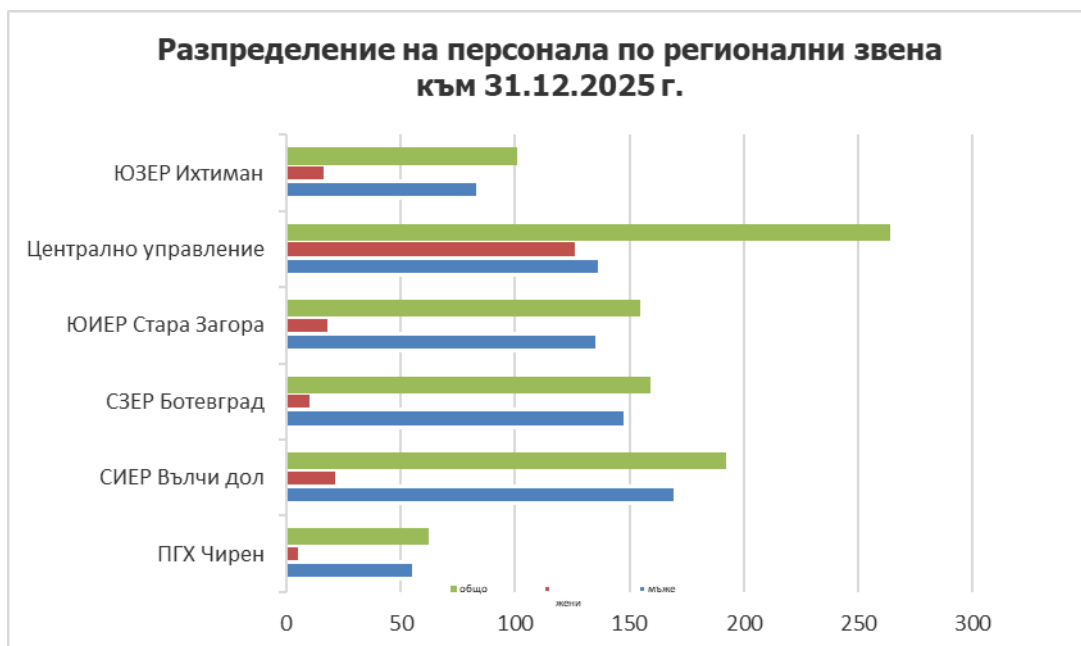
## **2. ОПИСАНИЕ НА ПОЛИТИКИТЕ, КОИТО ГРУПАТА Е ПРЕДПРИЕЛА И СЛЕДВА ПО ОТНОШЕНИЕ НА СОЦИАЛНИТЕ ВЪПРОСИ И ВЪПРОСИ, СВЪРЗАНИ С УПРАВЛЕНИЕТО НА ЧОВЕШКИТЕ РЕСУРСИ**

### **Кадрово обезпечаване – численост на персонала по регионални звена, образование, възрастов състав**

Ръководството на Групата отделя специално внимание на политиката в областта на човешките ресурси в посока създаване на условия за висока мотивация и перспективи за развитие на персонала. Непрекъснатото усъвършенстване и подобряване условията на труд, осигуряване на перспективи за развитие на персонала и висок жизнен стандарт, са основни направления в трудово-социалната политика на Ръководството и намират израз в действащия Колективен трудов договор.

Към края на четвърто тримесечие на 2025 г. персоналот в Групата наброява 935 човека.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година



Разпределението на персонала по НКПД – 2011 показва балансирана структура, съобразена със спецификата на дейността на Дружеството и необходимостта от поддържане на надеждна и ефективна експлоатация на газопреносната инфраструктура:

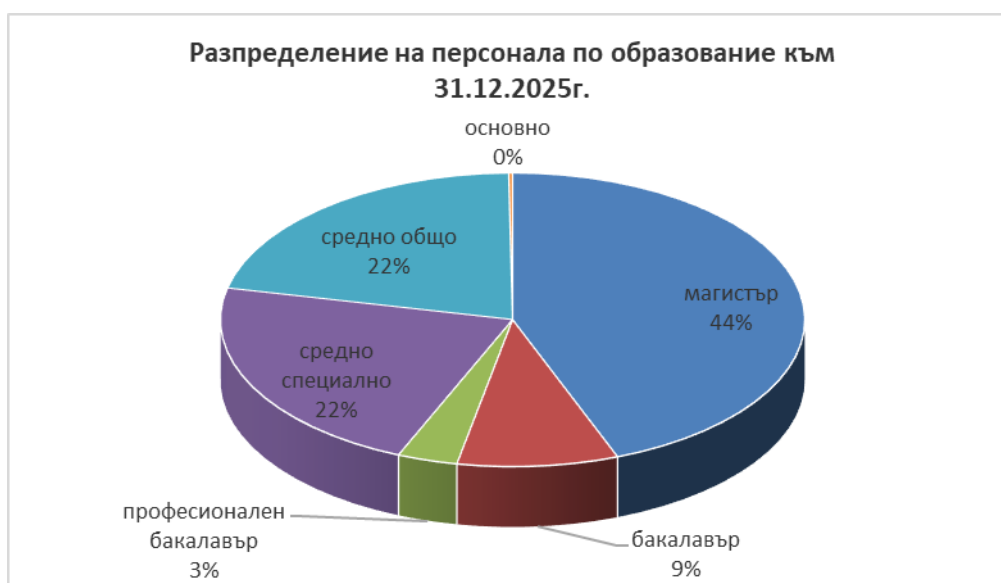
<i>Разпределение на персонала, съгласно НКПД – 2011</i>	<i>Брой</i>
<b>Клас 1 Ръководители</b>	<b>78</b>
<b>Клас 2 Специалисти</b>	<b>95</b>
<b>Клас 3 Техници и приложни специалисти</b>	<b>231</b>
<b>Клас 4 Помощен административен персонал</b>	<b>39</b>
<b>Клас 5 Персонал, зает с услуги за населението, търговията и охраната</b>	<b>13</b>
<b>Клас 7 Квалифицирани работници и сродни на тях занаятчии</b>	<b>175</b>
<b>Клас 8 Машинни оператори и монтажници</b>	<b>270</b>
<b>Клас 9 Професии, неизискващи специална квалификация</b>	<b>34</b>

Групата последователно прилага политика за равни възможности и недискриминация, като осигурява равен достъп до професионално развитие и кариерно израстване за всички служители.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Наблюдаваните дисбаланси в половата структура на персонала са обусловени от спецификата на сектора и традиционното разпределение на професиите. В тази връзка Групата предприема мерки за насърчаване на по-широко участие на жени в технически и инженерни направления, включително чрез обучения и възможности за професионално развитие.

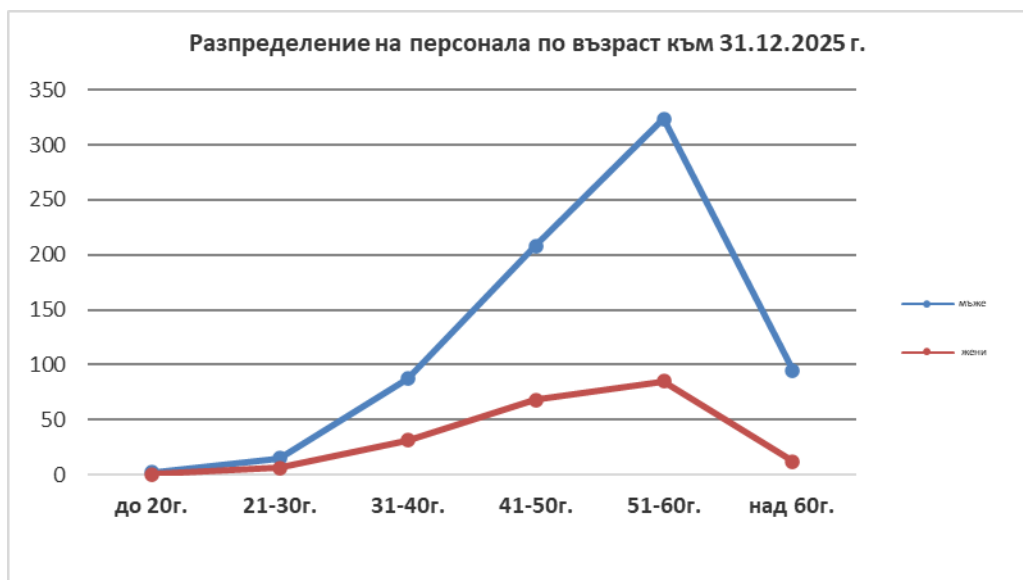
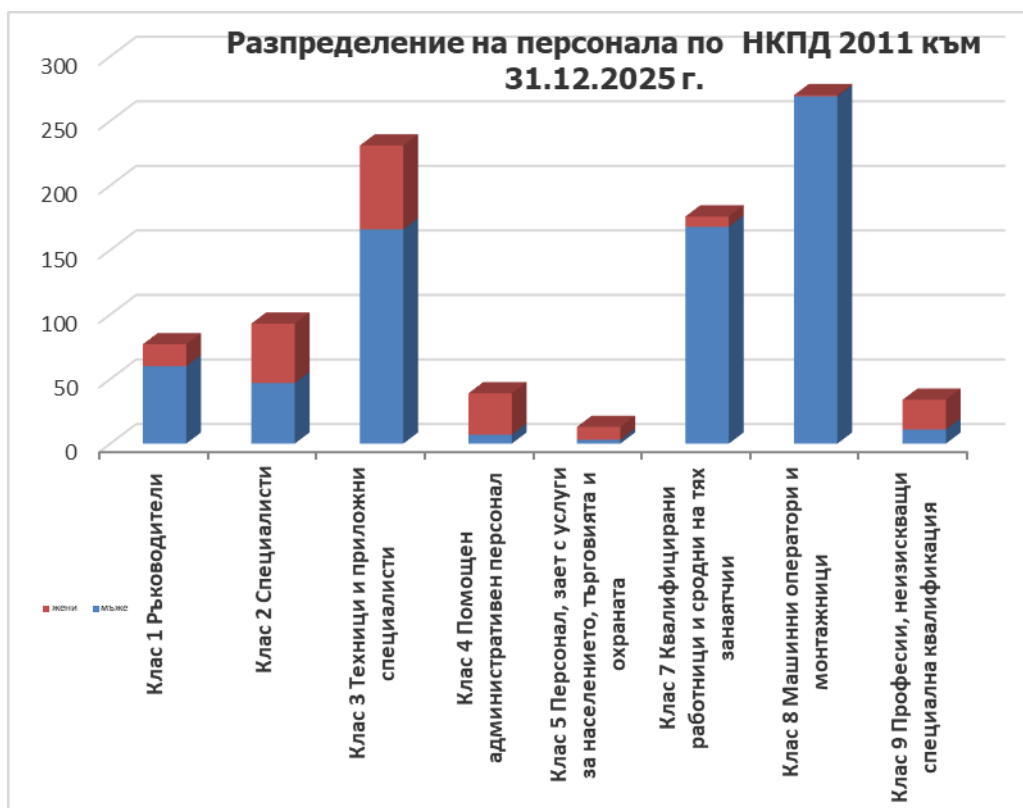
Създадени са условия за развитие на индивидуалния потенциал на служителите, включително подготовка за заемане на ръководни позиции, при отчитане на необходимостта от баланс между професионалния и личния живот.



Запазва се тенденцията на преобладаващ дял на персонала със средно и средно специално образование, което е обусловено от специфичните изисквания за експлоатация на газопреносната инфраструктура.

Относителният дял на служителите с висше образование възлиза на 56%, като тяхната експертиза, ангажираност и професионален капацитет допринасят съществено за качеството на управленските решения и развитието Групата.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година



Възрастовата структура на персонала отразява общите демографски тенденции в страната, включително застаряване на работната сила и удължаване на трудовия живот.

В този контекст Групата прилага подход за ефективно управление на поколенческите различия, насочен към:

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- съхраняване и предаване на експертни знания и опит;
- развитие на млади специалисти;
- създаване на балансирана и устойчива работна среда

### **Основни стратегически приоритети за развитие на човешките ресурси в Групата**

Основните приоритети в областта на човешките ресурси са насочени към:

- осигуряване на квалифициран и компетентен персонал, необходим за изпълнение на лицензионните задължения и стратегическите цели на Групата;
- повишаване на ефективността и гъвкавостта на процесите по подбор и развитие на персонала;
- удължаване на активния професионален живот чрез поддържане на здравето и работоспособността на служителите;
- интегриране на социално отговорни практики с цел повишаване на устойчивостта и конкурентоспособността на Групата.

### **Въпроси, свързани с правата на човека**

Управлението на човешките ресурси в Групата се извършва в съответствие с националните закони и разпоредби за социална ангажираност, включително прилагане на международните конвенции на ООН, СЗО, МОТ и ЕС, по които Република България е страна.

Един от факторите за успех по пътя към осъществяването на мисията, визията, стратегическите и оперативните цели на Групата е изграждането на корпоративна култура, в основата на която стоят определени принципи и ценности. Социалната политика на Дружеството е насочена с грижа към служителите и обществото и се постига чрез:

- при изпълнение на своята оперативна дейност Групата зачита човешките права на всеки индивид и се прилагат принципите за недискриминация и уважение по отношение на всички служители, партньори, широката общественост и местните общности;
- ангажиране с всички заинтересовани страни от дейностите и проектите на Групата с цел предоставяне на релевантна информация в съответствие с международните стандарти и най-добри практики;
- ангажиране с местните власти, обществеността и собственици/ арендатори/ ползватели на поземлени имоти за ефективен принос към плана за икономическо и социално развитие на съответните общности, както и спазване на изискванията на националното законодателство и международните стандарти относно възстановяване на поминъка, когато е приложимо и във връзка с придобиването на поземлени имоти;
- създаване на безопасно работно място за всички работници и служители;

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- поставяне на измерими цели и задачи, насочени към непрекъснато подобряване на стратегията и политиката за корпоративна и социална отговорност;
- и други практики.

В Групата се предоставят равни права и възможности за работа, развитие и кариерно израстване, в зависимост единствено от инициативата, професионалната квалификация, притежавания опит и лични качества на работещите, както и от постигнатите резултати в работата им.

### **3. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА ГРУПАТА ПРЕЗ 2025 Г.**

#### **3.1. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА КОМПАНИЯТА-МАЙКА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД**

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД се извършват въз основа на издадени лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в областта.

Текущото наблюдение върху дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД, включващо анализ и оценка на информацията за отчетните резултати, както и периодични регулаторни прегледи, се осъществяват от Комисията за енергийно и водно регулиране.

#### **Ценообразуване на услугите по пренос и съхранение на природен газ**

##### **Входно-изходен тарифен модел**

От 01.10.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе ефективен входно-изходен модел за ценообразуване на услугите по достъп и пренос на природен газ, съгласно Регламент (ЕО) № 715/2009, Закона за енергетиката и подзаконовата нормативна рамка.

С въвеждането на този модел:

- се премина от система „пощенска марка“ към двукомпонентна тарифна система с преобладаваща компонента на база резервиран капацитет;
- се осигуриха стимули за подобряване на ефективността на оператора;
- се гарантираха прозрачност, стабилност и недискриминационност в достъпа до преносната мрежа.

##### **Регулаторни решения и методики**

- За периода 1.10.2020 – 30.09.2025 г., с Решение № НГП-1/02.10.2020 г., бяха утвърдени необходими приходи за вторият регулаторен период;
- За периода 1.10.2025 – 30.09.2030 г., с Решение № НГП-1/19.09.2025 г., бяха утвърдени необходими приходи за новият регулаторен период и параметри на тарифния модел;
- За газовата година 01.10.2024 г. – 30.09.2025 г. цени за достъп и пренос са определени с решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Протокол № 815/10.06.2024 г.);

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- За газовата година 01.10.2025 г. – 30.09.2026 г. цени за достъп и пренос са определени с решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Протокол № 945/25.09.2025 г.).

### **Ценообразуване на услугите по съхранение**

С решение Ц-34/13.08.2020 г. на КЕВР са утвърдени необходими приходи за дейността съхранение на природен газ и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на дружеството. Утвърдените цени се отнасят за предоставените услуги по търговско съхранение на природен газ.

### **Режим на дневно балансиране**

От 01.10.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе ефективен режим на дневно балансиране, съобразно Правила за Балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс в съответствие с изискванията на Регламент 312/2014 г. за установяване на мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

Ефектите от заложените изисквания в Регламента, позволяват пазарноориентирано балансиране чрез използване на краткосрочни стандартизирани продукти, като мрежовите ползватели извършват първичното балансиране, а операторите, имат роля по остатъчното балансиране, с цел цялостно балансирана система в дневен разрез, за което основна отговорност носят ползвателите. В допълнение се повишава ликвидността и конкуренция и се наблюдава повишаване на churn rate на хъбовете (съотношението между търговските обеми газ към физически доставения).

С въвеждането на новия режим на балансиране се изпълняват изискванията на Регламента и по-конкретно в частта относно изискванията за предоставяне на информация и ежедневно финансово изчистване на натрупаните дневни дисбаланси с месечен период на сетълмент.

След проведена в периода 15.08.2025 г. – 24.08.2025 г. публична консултация с решение по т.5 от Протокол №940/29.08.2025 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД са определени стойности на параметрите по чл.25 на Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при балансиране (Методиката) валидни за газовата година 2025/2026 г., както следва:

- размер на малката корекция по чл. 12 ал.4 на Методиката в размер на 8%;
- размер на периода на изчистване на сметката за неутралност при балансиране от 6 месеца;
- прилагат се критерии за определяне на цена на природния газ за балансиране, както следва - повече от две търговски сделки за покупко/продажба на природен газ с общ обем не по-малък от 1 000 MWh за деня на отчитане.

В съответствие с чл. 26 от Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при балансиране, с решение по т.1 от Протокол №943/15.09.2024 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е определен и приложимият размер на таксата за неутралност при балансиране от – 0,0092 лв./MWh, приложим за периода 01.10.2025 г. – 31.03.2026 г.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **Промяна в счетоводната политика при оценка на природния газ**

От 01.04.2020 г. КЕВР утвърждава месечна цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, като компонентите включително и компонентът „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи“ за MWh нямат публичен характер. В тази връзка с решение на Управителния съвет на Дружеството е направена промяна в счетоводната политика и считано от 01.04.2020 г. последващата оценка на природния газ (материален запас) се определя както следва:

- Безвъзмездният газ за компресорни станции по газопреносната мрежа - по цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, определена с Решение на КЕВР за съответния месец в MWh;
- Природният газ в газопреносната мрежа, който не е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД - по цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, определена с Решение на КЕВР за съответния месец в MWh;
- Разлика калоричност на природен газ вход – изход, генерирана в газопреносната мрежа - по цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, определена с Решение на КЕВР за съответния месец в MWh.

В следствие въвеждането на „Входно-изходния“ тарифен модел, „Булгартрансгаз“ ЕАД използва мерна единица MWh, за отчитане на природния газ.

### **Пренос на природен газ**

Газопреносната мрежа, представлява сложно съоръжение, съставено от 3 484 км газопроводи и газопроводни отклонения, както и компресорните станции – КС „Кардам“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“, КС „Расово“, КС „Провадия“, КС „Нова Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на 374 MW.

Мрежата обхваща също система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, както и 113 изходни точки (АГРС и ГИС) на територията на страната с общо 243 пункта за доставка на природен газ и 10 междусистемни точки на свързване с операторите на газопреносни мрежи от съседни държави.

Среднодневният резервиран капацитет на входните и изходните точки през 2025 г. се запазва на стабилни нива – 1 509 453 MWh, практически без изменение спрямо 2024 г. (1 509 406 MWh), което потвърждава устойчивия интерес към използване на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В качеството си на оператор на газопреносни мрежи, „Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

единно управление, надеждна експлоатация и сигурен пренос на природен газ като същевременно поддържа високи стандарти за безопасност, техническа надеждност и съответствие с европейските изисквания за опазване на околната среда. Изпълняват се планираните дейности по поддръжка и развитие на газопреносната система, насочени към повишаване на нейната ефективност и устойчивост.

### **Пренос на природен газ до национални изходни точки на територията на България**

През отчетната 2025 г. пренесените количества природен газ до изходни точки в България възлизат на 27 655 910 MWh, което е съпоставимо с нивата от предходната година (27 850 701 MWh) и потвърждава стабилното натоварване на системата.

<b>Пренесени количества природен газ до изходни точки в България , MWh</b>			
<b>Пренос</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>Изменение 2025 г./ 2024 г. в %</b>
Януари	3 084 060	3 082 961	0,04%
Февруари	3 119 263	2 508 196	24,36%
Март	2 685 123	2 740 078	(2,01%)
Април	2 281 207	2 047 338	11,42%
Май	1 765 111	2 008 558	(12,12%)
Юни	1 544 695	1 824 499	(15,34%)
Юли	1 561 353	1 588 515	(1,71%)
Август	1 519 698	1 835 909	(17,22%)
Септември	1 815 680	1 895 728	(4,22%)
Октомври	2 314 461	2 201 288	5,14%
Ноември	2 703 984	3 038 172	(11,00%)
Декември	3 261 275	3 079 459	5,90%
<b>Общо:</b>	<b>27 655 910</b>	<b>27 850 701</b>	<b>(0,70%)</b>

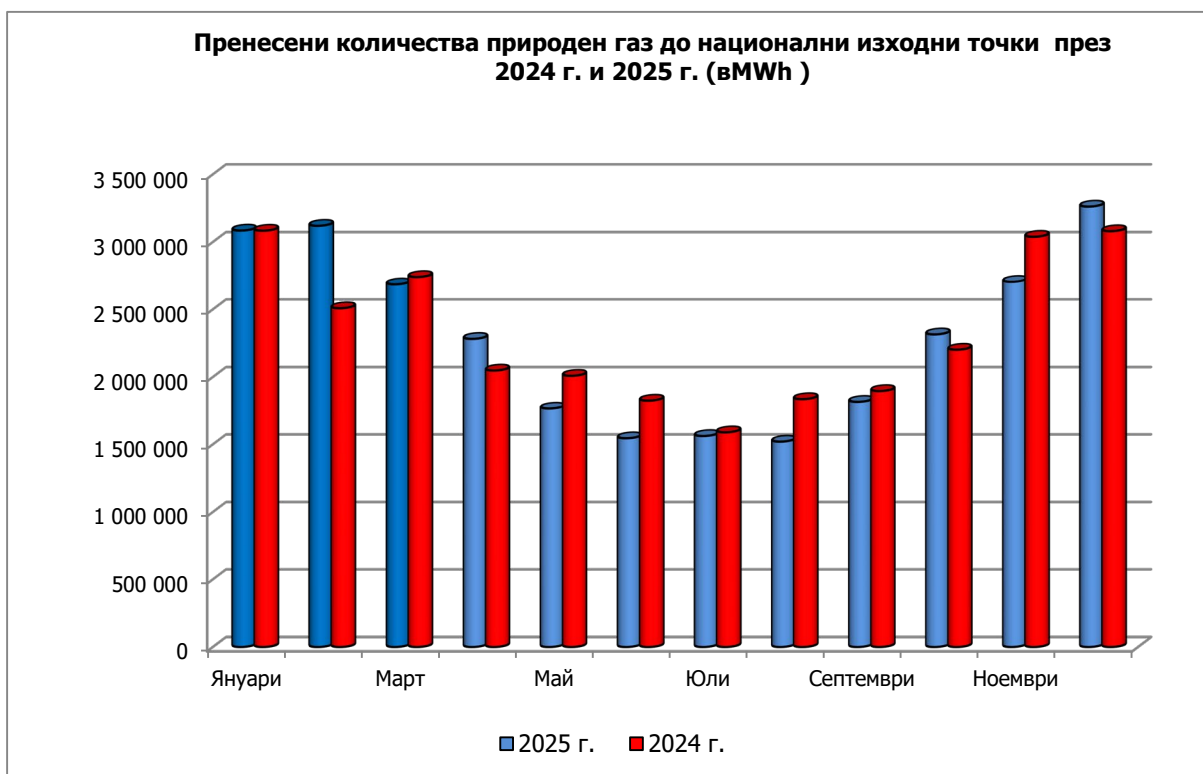
Месечната динамика на преноса отразява характерната сезонност на потреблението, като през зимните месеци се наблюдават по-високи обеми, а през летния период – традиционно по-ниска активност. Въпреки това общият ритъм на работа на системата остава устойчив и предвидим:

- В началото на годината количествата се запазват на стабилни нива, като през февруари е отчетен значителен ръст, допринасящ за положителната динамика за периода.
- През пролетните месеци се наблюдава равномерно развитие на преноса, включително отчетливо повишение през април.
- Периодът май – септември се характеризира със сезонно по-ниски обеми, обусловени основно от климатични фактори, без това да влияе съществено върху общата натовареност на мрежата.
- В края на годината се отчита възстановяване на обемите и запазване на стабилна тенденция, въпреки по-топлите от очакваното температури през ноември. На следващата графика е показана динамиката на изменение на пренесения природен газ в MWh, за разглеждания период.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

В обобщение, резултатите за периода януари – декември 2025 г. потвърждават устойчивата експлоатация на националната газопреносна система, високата степен на надеждност на инфраструктурата и стабилния интерес към използването на капацитета на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

На следващата графика е представена динамиката на изменение на пренесените количества природен газ (MWh) за разглеждания период.



### Пренос на природен газ по трансграничната мрежа

Точките от Газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с газопреносните системи на съседни оператори са:

- Негру вода 1/Кардам – Входно-изходна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Румъния;
- Негру вода 2,3/Кардам – Входна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Румъния;
- Русе/Гюргево – Входно-изходна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Румъния;
- Кулата/Сидирокастро – Входно-изходна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Гърция;
- Странджа /Малкочлар - Изходна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Турция;

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- Кюстендил/Жидилово - Изходна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Северна Македония;
- Странджа 2/Малкочлар – Входна точка на свързване между мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Турция
- Киреево/Зайчар – Входно-изходна точка на междусистемно свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Сърбия;
- Стара Загора - Входно-изходна точка на свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и IСGB;
- Калотина/Димитровград - Входно-изходна точка на свързване между газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Сърбия.



Годишен консолидиран доклад за дейността

За годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Входящите потоци природен газ, които са пренесени до точки на междусистемно свързване с оператори на съседни държави, изразени в MWh, за разглеждания период са следните:

Пренос на природен газ до границите на съседни държави по мрежата на Булгартрансгаз ЕАД по месеци, в MWh										
Месец	Гърция		Северна Македония		Сърбия		Румъния		Общо	
	2025 г.	2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.	2024 г.
Януари	3 592 520	2 029 763	504 265	510 113	10 835 150	9 286 715	2 051 362	1 143 465	16 983 297	12 970 056
Февруари	3 462 836	2 428 431	454 371	426 191	9 429 717	8 729 256	3 363 451	1 241 202	16 710 375	12 825 079
Март	1 756 921	2 790 497	236 704	262 802	10 205 299	9 781 582	2 765 219	1 509 063	14 964 143	14 343 944
Април	2 112 233	2 476 310	74 696	134 089	8 622 918	7 732 256	2 382 471	2 304 453	13 192 318	12 647 109
Май	3 065 454	3 261 278	40 783	41 510	9 319 387	8 623 766	2 898 516	2 277 913	15 324 141	14 204 467
Юни	2 551 690	3 240 716	91 661	202 954	7 088 173	6 922 500	2 836 732	2 346 400	12 568 255	12 712 570
Юли	3 389 423	4 093 417	295 191	344 148	9 321 075	9 121 590	4 354 222	2 419 637	17 359 911	15 978 791
Август	2 575 138	4 004 579	228 883	380 395	9 297 817	9 067 706	4 758 578	2 338 562	16 860 416	15 791 243
Септември	3 114 562	3 459 929	223 935	358 501	9 116 037	9 041 865	3 685 410	2 375 424	16 139 944	15 235 719
Октомври	3 113 977	2 710 886	365 581	198 143	9 715 280	9 932 691	4 570 821	2 539 539	17 765 659	15 381 259
Ноември	2 696 893	3 564 716	430 563	477 781	10 426 989	10 402 071	4 276 216	1 801 941	17 830 661	16 246 509
Декември	3 886 625	3 387 061	514 832	441 640	10 551 073	10 873 486	4 222 392	1 886 074	19 174 921	16 588 261
<b>Общо:</b>	<b>35 318 272</b>	<b>37 447 583</b>	<b>3 461 465</b>	<b>3 778 267</b>	<b>113 928 915</b>	<b>109 515 484</b>	<b>42 165 390</b>	<b>24 183 673</b>	<b>194 874 041</b>	<b>174 925 007</b>

Годишен индивидуален доклад за дейността

За годината, приключваща на 31 декември 2025 година

През дванадесетте месеца на 2025 г. общият пренос на природен газ по трансграничната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД достига 194 874 041 MWh, което представлява увеличение с 11,40% спрямо 2024 г. (174 925 007 MWh).

Ръстът се дължи основно на засилените потоци към Румъния и Сърбия, които затвърждават значението на българската инфраструктура като стратегически маршрут за доставки в региона на Югоизточна Европа.



Анализът на направленията показва:

- Значително увеличение на преноса към Румъния, което е водещ фактор за общия растеж през периода;
- Стабилно развитие на потоците към Сърбия, подкрепено от устойчиво търсене на капацитет;
- Сезонна корекция на обемите в направленията към Гърция и Северна Македония, обусловена от пазарната конюнктура, без съществено отражение върху общата натовареност на системата.

Месечната динамика следва типичния сезонен профил на регионалното потребление. Най-висок месечен обем е отчетен през декември 2025 г. – 19 174 921 MWh (9,84% от общия пренос), докато по-ниските стойности през летния период отразяват обичайното намаление на търсенето. Независимо от сезонните колебания, натовареността през междусистемните точки на свързване остава стабилна и предвидима.

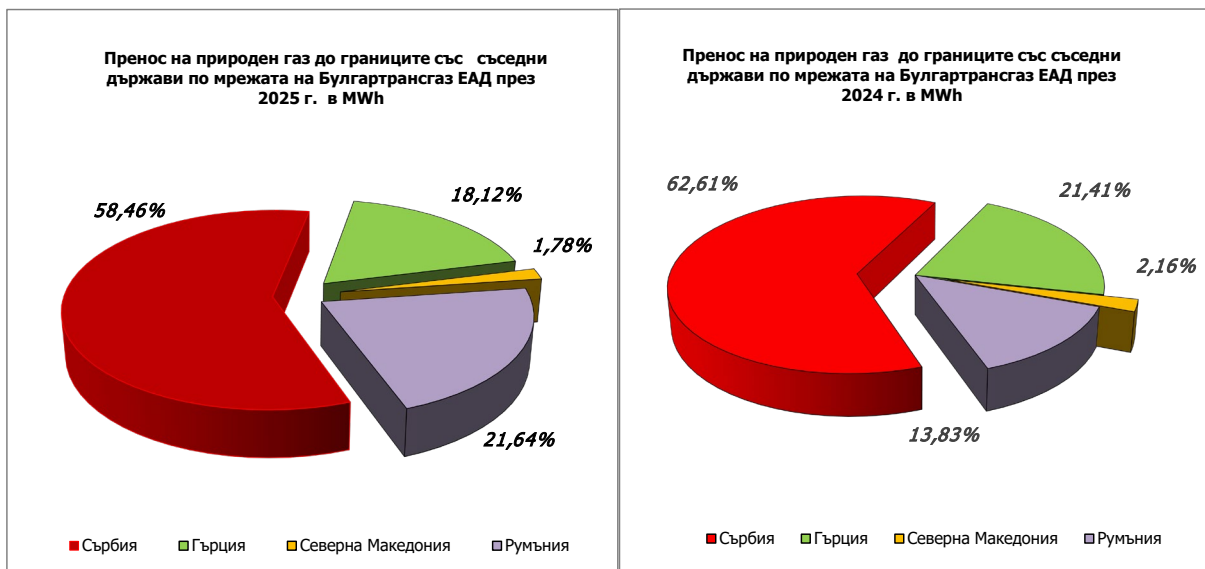
В обобщение, резултатите за 2025 г. потвърждават засилената роля на „Булгартрансгаз“ ЕАД като ключов оператор за междусистемен пренос в региона, характеризиращ се с

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

висока степен на оперативна надеждност, гъвкавост на потоците и устойчив интерес към резервиране на трансграничен капацитет.

Процентното разпределение на пренесения природен газ за Гърция, Сърбия, Румъния и Северна Македония през 2025 г. и предходната 2024 г. е представено на графиките по-долу.



Тези данни потвърждават гъвкавостта на българската газопреносна система и нейната способност да отговаря на динамиката на регионалните пазари, като запазва високи нива на натовареност и надеждност.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

## Съхранение на природен газ



Дейността по съхранение на природен газ се осъществява в подземното газохранилище „Чирен“, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД – единственото съоръжение от този тип на територията на страната. ПГХ „Чирен“ представлява комплекс от подземни и надземни съоръжения, включващ експлоатационни сондажи, събирателни газопроводи, компресорна станция с инсталирана мощност около 9 MW, както и съоръжения за подготовка, обработка, контрол и измерване на природния газ.

Газохранилището, разположено в близост до град Враца разполага с 24 експлоатационни сондажи и необходимата технологична инфраструктура за нагнетяване и добив на природен газ, като към 2025 г. капацитетът позволява съхранение до 650 млн. м<sup>3</sup>. Технологичният процес е цикличен и следва сезонната динамика на потреблението – нагнетяване през топлите месеци и добив през зимния период.

През периода януари – декември 2025 г. от ПГХ „Чирен“ са добити 4 285 760 MWh и са нагнетени 4 791 466 MWh природен газ. Нагнетените количества надвишават тези от 2024 г. със 7,50% (334 465 MWh), което потвърждава активното използване на хранилището като инструмент за управление на сезонните дисбаланси и за повишаване сигурността на доставките.

Общият нагнетен и добит природен газ през отчетния период на 2025 г. и предходната 2024 г. са представени в таблицата по-долу, както следва:

<b>Добити и нагнетени количества природен газ през 2025 г. спрямо 2024 г. в MWh</b>				
<b>Месец</b>	<b>Добив 2025 г.</b>	<b>Добив 2024 г.</b>	<b>Нагнетяване 2025 г.</b>	<b>Нагнетяване 2024 г.</b>
Януари	1 100 401	886 811	40 920	33 127
Февруари	1 089 858	722 960	56 129	35 779
Март	375 388	758 971	156 667	49 540
Април	226 059	394 430	21 621	391 881

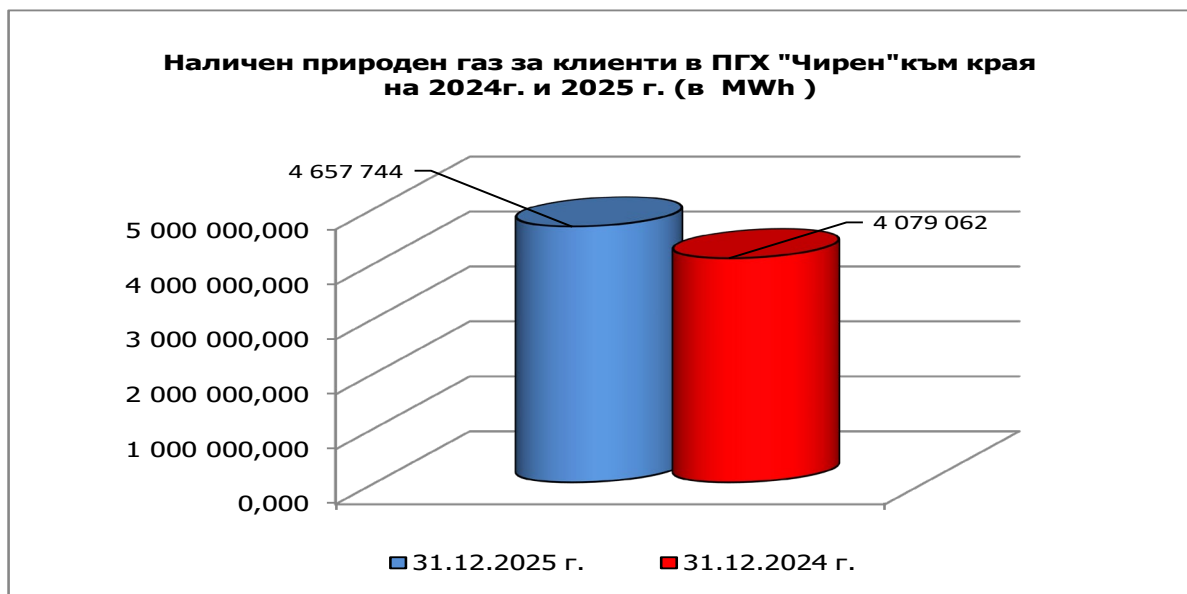
Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Май	12 619	21 694	688 468	834 399
Юни	89 280	154 379	599 846	938 513
Юли	8 411	19 901	788 238	701 005
Август	49 190	138 664	1 046 350	440 593
Септември	28 302	151 332	907 175	505 060
Октомври	37 206	13 054	276 425	374 618
Ноември	369 234	697 494	154 879	52 580
Декември	899 812	1 027 587	54 748	99 906
<b>Общо:</b>	<b>4 285 760</b>	<b>4 987 277</b>	<b>4 791 466</b>	<b>4 457 001</b>

Добивът на природен газ се осъществява в обеми, съответстващи на пазарните нужди, като се поддържа балансирана експлоатация на съоръженията и оптимално използване на техническите възможности на хранилището.

Природният газ, собственост на клиенти към 01.01.2025 г., възлиза на 4 079 062 MWh, като към 31.12.2025 г. достига 4 657 744 MWh. Посочените данни включват реално и виртуално добити и нагнетени количества в съответствие с договорните механизми за съхранение.

Резултатите за отчетния период потвърждават устойчивото натоварване на ПГХ „Чирен“, неговата ключова роля за покриване на сезонната неравномерност в потреблението на природен газ и значението му за гарантиране сигурността на доставките както на национално, така и на регионално ниво. Графичното изражение на наличността на природен газ за клиенти в ПГХ „Чирен“ през периода януари – декември на 2025 г. и за същия период през предходната 2024 г. е представено на следващата графика:



Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **3.2. Резултати от дейността на дъщерното дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД**

Дружеството оперира платформа за търговия за нуждите на пазарите на природен газ в рамките на „Газов хъб Балкан“. В синергия с физическата инфраструктура на газоразпределителния център е изграден първият ликвиден физически и търговски газов хъб в регион на Югоизточна Европа, базиран в България. „Газов хъб Балкан“ ЕАД предоставя на участниците на пазара на природен газ в България и региона възможност да използват търговска платформа с всички необходими функционалности, съгласно изискванията на чл. 10 от Регламент (ЕС) № 312/2014 за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, както и дългосрочен сегмент за сделки с физическа доставка.

**Краткосрочният сегмент** на платформата предлага краткосрочни стандартизирани продукти „в рамките на деня“, „ден напред“ и „уикенд“, както и продукти за нуждите на балансиране на мрежата на операторите на газопреносни мрежи. Търговията се осъществява на анонимен принцип съгласно разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014., като считано от 15 юли 2025 г. ГХБ въведе клирингови услуги за всички продукти, търгувани на екран в сътрудничество с KEELER CCP.

**Дългосрочният сегмент** на платформата предлага продукти, търгуеми на средносрочна и дългосрочна база на анонимен и неанонимен принцип, както следва:

- Седмични;
- Месечни
- Остатък от месеца (Balance of Month);
- Тримесечни;
- Сезонни (лятно и зимно полугодие)
- Годишни.

Дългосрочният сегмент предоставя и среда за администриране на дългосрочни договори с предмет покупко-продажба на природен газ (основно на ВТТ), първоначално предложен на членовете на ГХБ с оглед изпълнение на изискванията на чл. 176, ал. 3 от Закона за енергетиката, а именно дългосрочни сделки с период на доставка период по-малък или равен на една година да бъдат сключвани/ администрирани на организиран борсов пазар. След 1 януари 2025 г., когато това изискване отпадна, услугата се предлага на доброволен принцип.

**Брокерската услуга** дава възможност за сключване на договори за покупка на газ от страна на крайни клиенти/крайни снабдителни, пряко присъединени към газопреносната система на България, без за тях да възникват разходи за членство на платформата за търговия и без да има нужда да получават достъп до услугите по достъп и пренос през

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

мрежата на оператора на преносна система „Булгартрансгаз“ ЕАД. Брокерската услуга предоставяше и средата за администриране на дългосрочни договори с предмет покупко-продажба на природен газ на физическа изходна точка с присъединени крайни клиенти/газоразпределителни дружества за период след 1 януари 2020 г., по-малък или равен на една година, в изпълнение изискванията на чл. 176, ал. 3 от Закона за енергетиката, а след 1 януари 2025 г., когато това изискване отпадна, тя се предлага на доброволен принцип.

### **Информация относно търговията с природен газ на отделните сегменти на платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД:**

За периода 01.01.2025 - 31.12.2025 г. на Платформата за търговия са изтъргувани количества по продукти и по дата на транзакция в системата за търговия, т.е. в рамките на отчетната 2025 г., както следва:

#### **Краткосрочен сегмент:**

Количествата по сделките на краткосрочния сегмент до 31.12.2025 г. достигат 16 466 760 MWh спрямо 16 153 381 MWh за същия период на 2024 г., което представлява увеличение от 1,94%. Броят сделки за разглеждания период е 47 092 бр.

2025 SPOT data													2025
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	
Number of trades	3101	3,664	2,752	2,574	2,483	2,804	2,625	4,426	4,441	6,257	6,292	5,673	47,092
Monthly traded volumes, MWh	1,455,185	2,033,100	1,754,969	1,230,250	1,008,128	1,183,126	1,029,636	1,298,174	1,291,557	1,503,528	1,470,357	1,208,750	16,466,760
Number of participants	110	112	113	120	120	121	124	124	126	124	126	126	

#### **Дългосрочен сегмент (включително сделки на ВТТ и по брокерска услуга):**

На дългосрочния сегмент (включително сделки на виртуална търговска точка и брокерска услуга) количествата по сделките до 31.12.2025 г. възлизат на 21 634 395 MWh спрямо 26 123 714 MWh за същия период на 2024 г., което представлява намаление от 17,18% спрямо предходната година. Броят сделки за разглеждания период е 599 бр.

2025 LONG-TERM data													2025
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	
Number of trades	30	48	45	47	57	48	67	55	35	59	43	65	599
Monthly traded volumes, MWh	561,458	1,687,138	1,519,053	1,645,547	1,463,487	1,731,722	2,025,172	2,401,710	1,594,160	1,835,501	2,137,488	3,031,959	21,634,395
Number of participants	110	112	113	120	120	121	124	124	126	124	126	126	

През отчетния период бяха приети нови членове, в резултат от което общият брой членове на пазара на ГХБ достигна 126 към 31.12.2025 г., от които три оператора на преносна мрежа и едно добивно предприятие.

#### **Web Приложено-програмен интерфейс (web API)**

През 2022 г. от страна на членове на пазара и специализирани електронни медии беше изразен интерес за установяването на автоматична комуникация между техните информационни системи и търговската система на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД чрез използване на уеб базиран автоматичен канал за комуникация. В тази връзка е имплементирана възможност чрез web API за получаване от страна на членовете на пазара на ГХБ на данни за тяхната търговия (оферти и сделки), както и на анонимни

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

данни за общата търговия по всеки сегмент (анонимни оферти и сделки, различни от тези на получаващата страна). Също така е имплементирана възможност за получаване (от членове и специализирани медии) на публичните данни, които се публикуват на сайта на ГХБ (среднопотеглени и референтни цени по сегменти, както и изтъргувани количества по сегменти, публична информация за членовете на пазара на ГХБ и др.).

### Провеждане на търгове на платформата за търговия

През отчетния период на платформата за търговия на ГХБ се проведеха пет търга за покупка на природен газ за технологични нужди на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

## 4. ФИНАНСОВО-ИКОНОМИЧЕСКО СЪСТОЯНИЕ

Финансово-икономическото състояние на Групата е разгледано и анализирано въз основа на изготвените финансово-счетоводни документи на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД и нейното дъщерно дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД за 2025 г., съпоставени с предходната 2024 г.

В хил. лв.

Финансови показатели	Отчет 01.01-31.12.2025 г.	Отчет 01.01-31.12.2024 г.	Изменение 2025 г./ 2024 г.
Общо приходи от лицензионни дейности	918 569	904 761	1,53%
Общо приходи	1 098 554	1 085 698	1,18%
Оперативни разходи	382 473	356 469	7,29%
ЕБИТДА	716 081	729 229	(1,80%)
Нетна печалба за периода	280 838	305 002	(7,92%)
Показатели за финансова стабилност и задлъжнялост	Отчет към 31.12.2025 г.	Отчет към 31.12.2024 г.	Изменение 2025 г./ 2024 г.
Коефициент на задлъжнялост	0,27	0,40	(31,00%)
Коефициент на финансова автономност	4,28	2,80	53,00%
Нетен дълг/ЕБИТДА	0,93	1,46	(36,30%)

През 2025 г. Групата реализира съществени управленски действия, насочени към намаляване на задлъжнялостта и оптимизиране на финансовите разходи, в резултат на което общият размер на задълженията към банки, свързани лица и по разсрочени плащания към изпълнители е намален от **1 459 402 хил. лв.** на **775 808 хил. лв.** което намира отражение и в същественото подобрене на показателите за задлъжнялост.

В резултат на тези действия са постигнати както съществени икономии по линия на лихвените разходи, така и допълнителни положителни ефекти, включително реализиран положителен финансов ефект от договорени отстъпки при предсрочно погасяване на задължения.

Следва да се отбележи, че Групата продължава да прилага последователна политика за оптимизиране на задлъжнялостта и укрепване на финансовата автономност, което

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

води до устойчиво намаление на нетекущите задължения, както и до съществено понижение на задълженията към свързани лица и търговските задължения.

През 2025 г. приходите от лицензионна дейност на Групата запазват високи и устойчиви нива, съпоставими с тези от предходната година, като се отчита ръст от **13 808 хил. лв. (1,53%)**.

Увеличението е резултат от последователно реализираните инвестиции в модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносната инфраструктура, както и от увеличени брой входно-изходни точки и повишената гъвкавост при доставките на природен газ от различни източници, включително LNG терминали в региона.

Разходите за дейността (без амортизации, обезценки, провизии и финансови разходи) възлизат на **382 473 хил. лв.**, което представлява увеличение с **26 004 хил. лв. (7,29%)** спрямо предходната година.

Основен фактор за това е по-високата цена на природния газ през първите осем месеца на 2025 г., спрямо същия период на 2024 г., която оказва пряко влияние върху разходите за технологични нужди и себестойността на природния газ, използван за балансиране. Общият размер на тези разходи достига **197 029 хил. лв.**, като нараства с **14 183 хил. лв.**

Допълнително нарастване се отчита и при разходите за външни услуги, свързани с извършване на инспекции, ремонти и поддръжка на газопреносната мрежа, както и вследствие на общото повишение на цените в страната.

ЕБИТДА за 2025 г. възлиза на **716 081 хил. лв.**, което представлява незначително понижение от **1,80%** спрямо отчетената рекордна стойност през 2024 г.

Намалението се дължи основно на увеличените технологични разходи, обусловени от по-високите обеми на пренесен природен газ и динамиката в цените на природния газ през годината, както и на нарастването на разходите за поддръжка на инфраструктурата.

Въпреки това, постигнатото ниво на ЕБИТДА ясно потвърждава запазването на висока оперативна ефективност и устойчивост на бизнес модела.

Намалението на нетната печалба е повлияно в значителна степен от увеличението на непаричните разходи, включително:

- разходите за амортизация, които нарастват с **33 436 хил. лв. (10,97%)** в резултат от въвеждането в експлоатация на нови активи;
- провизиите за квоти за въглеродни емисии, които достигат **48 812 хил. лв.**, като нарастват с **14 461 хил. лв. (42,10%)** спрямо предходната година.

Групата прилага консервативна политика при признаване на тези провизии, които се определят на база текущите пазарни цени на емисионните квоти и отразяват реалистична оценка на бъдещите задължения.

По отношение на финансовите резултати, през 2025 г. се наблюдава влияние на отрицателните валутни курсови разлики, свързани с динамиката на щатския долар, които водят до нетен отрицателен ефект в размер на приблизително **36 750 хил. лв.** без това да оказва съществено влияние върху оперативната дейност на Групата.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Въпреки това, благодарение на предприетите действия за оптимизация на задлъжнялостта и предоговаряне на условията по кредитни договори, е постигнат положителен ефект по линия на намаляване на лихвените разходи, което частично компенсира валутното влияние.

При изчисляване на показателите за задлъжнялост и финансова автономност от общия размер на пасивите са изключени отсрочените приходи от финансиране, тъй като същите не представляват реални финансови задължения на Групата.

За целите на анализа е използван коригиран показател EBITDA, при който са елиминирани ефектите от провизиите за въглеродни емисии и разходите за обезценки, с оглед представяне на по-реалистична оценка на оперативната ефективност.

Подобрението на финансовата позиция на Групата ясно се отразява и в ключовите показатели за финансова стабилност, като коефициентът на задлъжнялост намалява от 0,40 на 0,27, а коефициентът на финансова автономност се повишава от 2,80 на 4,28.

Коефициентът „Нетен дълг / EBITDA“ също се подобрява съществено – от **1,46 през 2024 г. до 0,93 през 2025 г.**, което отразява значителното намаление на задлъжнялостта и запазването на стабилна оперативна ефективност.

Нивото на показателя остава ниско и в консервативни граници, което е индикатор за ограничен финансов риск и висока способност на Групата да обслужва задълженията си.

Тези показатели ясно отразяват значително подобрене на капиталовата структура и намаление на финансовия риск.

Постигнатите нива на показателите създават допълнителен капацитет за привличане на външно финансиране при благоприятни условия.

В заключение, въпреки влиянието на външни фактори върху финансовия резултат, Групата запазва стабилно финансово състояние, висока оперативна ефективност и последователна политика по намаляване на задлъжнялостта.

Групата демонстрира устойчивост, финансова дисциплина и способност за генериране на стабилни парични потоци, което създава солидна основа за бъдещо развитие и реализация на стратегическите инвестиционни проекти на Групата.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

## ПРИХОДИ, РАЗХОДИ И ФИНАНСОВИ ПОКАЗАТЕЛИ

### 4.1. Приходи. Анализ и динамика на структурата на приходите

Основните приходи на Групата през периода 01.01–31.12.2025 г. се формират от лицензионните дейности по пренос и съхранение на природен газ, както и приходи от предоставена услуга за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ.

В табличен вид е представен сравнителен анализ на отчетните приходи през 2025 г. и 2024 г., както и динамиката на тяхното изменение.

Приходи за дейността	Отчет 01.01-31.12.2025 г.		Отчет 01.01-31.12.2024 г.		Изменение 2025 г./ 2024 г.	
	ст-ст	отн. тегло	ст-ст	отн. тегло	абс. ст-ст	в %
Приходи от пренос на природен газ	888 066	80,84%	868 843	80,03%	19 223	2,21%
Приходи от съхранение на природен газ	30 503	2,78%	35 918	3,31%	(5 415)	(15,08%)
Приходи от балансиране	44 322	4,03%	44 380	4,09%	(58)	(0,13%)
Приходи от безвъзмезден газ	113 398	10,32%	115 345	10,62%	(1 947)	(1,69%)
Приходи от предоставена услуга за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ	5 174	0,47%	5 270	0,49%	(96)	(1,8%)
Други приходи от дейността	17 091	1,56%	15 942	1,47%	1 149	7,21%
<b>Общо приходи от дейността</b>	<b>1 098 554</b>	<b>100,00%</b>	<b>1 085 698</b>	<b>100,00%</b>	<b>12 856</b>	<b>1,18%</b>
<b>Финансови приходи</b>	<b>59 965</b>	<b>5,46%</b>	<b>41 671</b>	<b>3,84%</b>	<b>18 294</b>	<b>43,90%</b>

През 2025 г. Групата реализира общо приходи от дейността в размер на 1 098 554 хил. лв., което представлява увеличение с 12 856 хил. лв. (1,18%) спрямо 2024 г.

Структурата на приходите се запазва стабилна, като основен дял продължават да заемат приходите от пренос на природен газ.

Приходите от пренос на природен газ възлизат на **888 066 хил. лв.**, с относителен дял от 80,84%, като нарастват с **19 223 хил. лв.** (2,21%) спрямо предходната година.

Ръстът се дължи на устойчивото търсене на услугата и на ефектите от реализираните инвестиции в разширяване и модернизация на газопреносната инфраструктура, които увеличават капацитета и гъвкавостта на системата.

Приходите от съхранение на природен газ възлизат на **30 503 хил. лв.**, като намаляват с **5 415 хил. лв.** (-15,08%) спрямо 2024 г.

Намалението се дължи основно на по-ниски реализирани тръжни премии, което не е резултат от спад в търсенето, а от по-добро планиране от страна на ползвателите и по-ефективно използване на предлаганите продукти за съхранение. Това отразява повишена зрялост и предвидимост на пазара.

Същевременно се запазва висок интерес към услугите по съхранение, подкрепен от:

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- внедрена електронна платформа за резервиране на капацитет;
- повишена прозрачност и автоматизация на процесите;
- засилено сътрудничество с български и международни клиенти.

Тези фактори утвърждават ПГХ „Чирен“ като стратегически актив на национално и регионално ниво.

Във връзка с Правилата за балансиране на пазара на природен газ, компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД в качеството ѝ на балансьор извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, което представлява компенсирание на разликите между количеството природен газ, подадено от даден ползвател на газопреносната мрежа на входните точки, и количеството природен газ, изтеглено от този ползвател през изходните точки на мрежата. Задължението на балансьора е да покрива индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреносните мрежи. Дружеството реализира приходи от балансиране, съответстващи на балансовите зони на газопреносните мрежи на територията на Република България.

В тази връзка и в съответствие с „Входно-изходния“ тарифен модел са сключени договори за покупка и продажба на природен газ за балансиране с клиентите, като през периода 01.01-31.12.2025 г., Дружеството реализира приходи от балансиране в размер на 44 322 хил. лв. (4,03% от общите приходи от продажби). При съпоставка с 2024 г. се отчита несъществено намаление на приходите от балансиране с (-0,13%) .

В рамките на приходите от дейността са осчетоводени и приходите от непаричното възнаграждение, получено от клиент, във връзка с договор за пренос на природен газ, които през 2025 г. са в размер на 113 398 хил. лв. (10,32% от общите приходи от продажби). Този газ се използва основно за гориво на компресорни станции по газопреносната система за пренос до границите със съседни държави и не носи реален приход на Групата. Приходите от непаричното възнаграждение под формата на безвъзмезден газ за 2025 г. са по-малки спрямо тези през 2024 г., като намалението е с 1 947 хил. лв. (-1,69%).

Другите приходи на Групата, които представляват 1,56% от общите приходи от продажби, са с 1 149 хил. лв. (7,21%) повече спрямо реализираните през 2024 г. През 2025 г. са отчетени 17 091 хил. лв., а през 2024 г. – 15 942 хил. лв. Увеличението се дължи основно на отчетени приходи от съвместно контролирани предприятия, включително начислени лихви по предоставено подчинено финансиране.

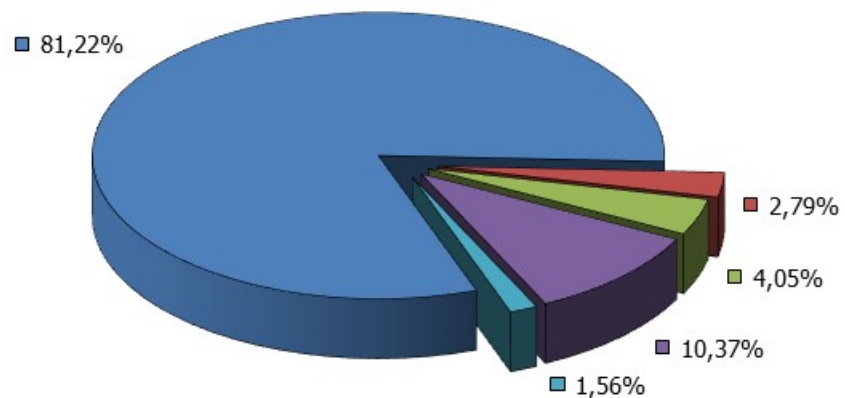
Групата отчита и приходи от предоставена услуга за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ в размер на 5 174 хил. лв., които включват дългосрочен и краткосрочен сегмент на платформата за търговия.

През 2025 г. Групата отчита финансови приходи в размер на 59 965 хил. лв., като съществен принос имат приходите, реализирани във връзка с предприетите действия по оптимизация на задлъжнялостта и управление на финансовите инструменти.

Структурата на отчетените нетни приходи от продажби през 2025 г., съпоставени с тези през 2024 г., е представена на следващата графика:

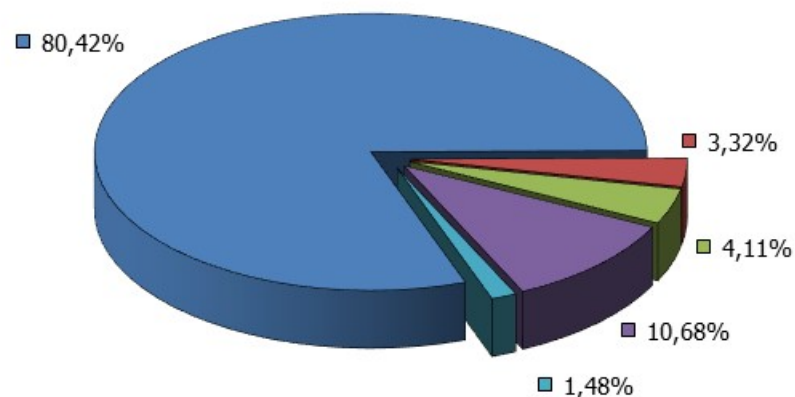
Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

**Приходи от дейността  
01.01.-31.12.2025 г.**



- Приходи от пренос на природен газ
- Приходи от съхранение на природен газ
- Приходи от балансиране

**Приходи от дейността  
01.01.-31.12.2024 г.**



- Приходи от безвъзмезден газ
- Други приходи от дейността

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

#### 4.2. Разходи. Анализ и динамика на структурата на разходите

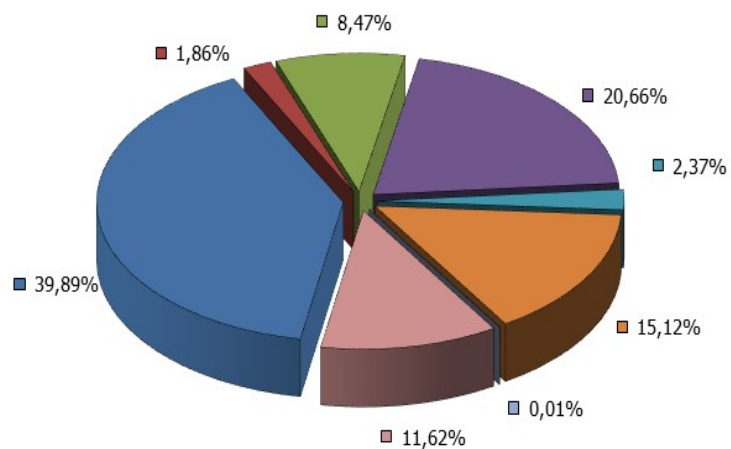
В хил. лв.

Разходи за дейността	Отчет 01.01-31.12.2025 г.		Отчет 01.01-31.12.2024 г.		Изменение 2025 г./ 2024 г.	
	ст-ст	отн. тегло	ст-ст	отн. тегло	абс. ст-ст	в %
Технологични разходи	152 576	39,89%	140 208	39,33%	12 368	8,82%
Разходи за материали	7 125	1,86%	8 022	2,25%	(897)	(11,18%)
Разходи за външни услуги	32 385	8,47%	18 403	5,16%	13 982	75,98%
Разходи за персонал	79 003	20,66%	73 607	20,65%	5 396	7,33%
Разходи за социално осигуряване	9 046	2,37%	8 629	2,42%	417	4,83%
Други разходи	57 838	15,12%	64 978	18,23%	(7 140)	(10,99%)
Промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство	48	0,01%	(15)	(0,00%)	63	(420,00%)
Себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадените стоки	44 453	11,62%	42 638	11,96%	1 815	4,26%
<b>Оперативни разходи</b>	<b>382 474</b>	<b>100,00%</b>	<b>356 470</b>	<b>100,00%</b>	<b>26 004</b>	<b>7,29%</b>
<b>Финансови разходи</b>	<b>69 936</b>	<b>18,29%</b>	<b>55 782</b>	<b>100,00%</b>	<b>14 155</b>	<b>25,37%</b>

Структурата на отчетените от Групата разходи за **оперативна дейност** през 2025 г., съпоставена със структурата на оперативните разходи през 2024 г., е представена на следващата графика:

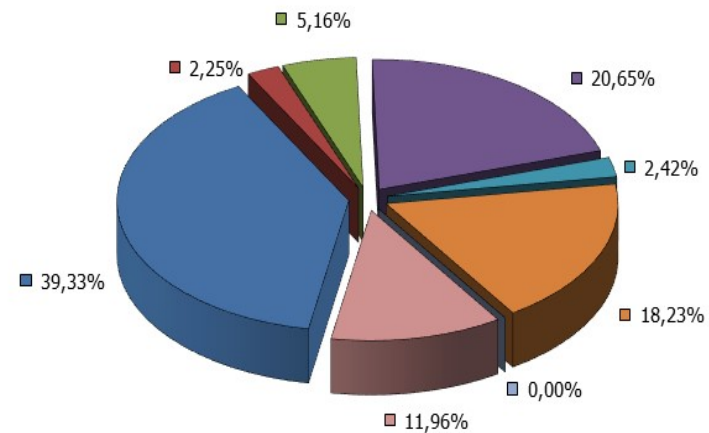
Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Разходи за оперативна дейност  
01.01.-31.12.2025 г.



- Технологични разходи
- Разходи за материали
- Разходи за външни услуги
- Разходи за персонал
- Разходи за социално осигуряване

Разходи за оперативна дейност  
01.01.-31.12.2024 г.



- Други разходи
- Промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство
- Себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадените стоки

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Структурата на отчетените разходи за оперативна дейност на Групата през 2025 г., съпоставена с тази за 2024 г., е представена в таблицата по-горе.

През 2025 г. оперативните разходи възлизат на 382 474 хил. лв., което представлява увеличение с 26 004 хил. лв. (7,29%) спрямо предходната година. Нарастването е резултат основно от увеличени технологични разходи и разходи за външни услуги, свързани с поддръжката и надеждната експлоатация на газопреносната инфраструктура.

Технологичните разходи възлизат на 152 576 хил. лв., като нарастват с 12 368 хил. лв. (8,82%) спрямо 2024 г. Увеличението се дължи основно на по-високите обеми на пренесен природен газ, както и на влиянието на цените на природния газ през отчетния период.

Разходите за материали са в размер на 7 125 хил. лв. (1,86% от оперативните разходи) и намаляват с 897 хил. лв. (-11,18%) спрямо предходната година. Намалението се дължи на по-ниски разходи за основни материали и резервни части, както и на оптимизирано потребление на енергийни ресурси.

Разходите за външни услуги възлизат на 32 385 хил. лв. (8,47% от оперативните разходи), като нарастват съществено с 13 982 хил. лв. (75,98%).

Увеличението се дължи основно на:

- разширен обхват на дейностите по превантивна поддръжка и ремонти на газопреносната система;
- извършени специализирани вътрешнотръбни инспекции, включително с използване на високотехнологични методи;
- разходи, свързани с управление и третиране на отпадъци;
- ефекта от инфлационната среда и актуализирани договорни условия с изпълнители.

Следва да се отбележи, че тези разходи имат инвестиционен характер по своята същност и са насочени към гарантиране на надеждността, безопасността и дългосрочната експлоатация на инфраструктурата.

Разходите за персонал възлизат на 79 003 хил. лв., като се увеличават с 5 396 хил. лв. (7,33%), а разходите за социално осигуряване – на 9 046 хил. лв., с увеличение от 417 хил. лв. (4,83%). Нарастването е обусловено както от политиката на Групата за поддържане на конкурентоспособни възнаграждения и осигуряване на необходимия квалифициран персонал, така и от динамиката на пазара на труда в страната, включително същественото увеличение на минималната работна заплата – от 933 лв. през 2024 г. на 1 077 лв. през 2025 г. (ръст от около 15%), както и отчетения ръст на средната работна заплата в страната с приблизително 11% на годишна база.

„Другите разходи за дейността“ възлизат на 57 838 хил. лв. и намаляват със 7 140 хил. лв. (-10,99%) спрямо 2024 г.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Основен компонент в тази група са разходите за фонд „Сигурност на енергийната система“, които възлизат на 45 929 хил. лв. и са пряко обвързани с приходите от лицензионна дейност.

През 2025 г. Групата отчита разходи за амортизации в размер на 338 237 хил. лв., както и разходи за обезценка на активи в размер на 6 158 хил. лв., свързани с управлението на активната база.

Финансовите разходи възлизат на 69 936 хил. лв., като нарастват спрямо 2024 г. Въпреки това, разходите за лихви, които са основен компонент, намаляват с 44,1%, в резултат на предприетите действия по оптимизация на задлъжнялостта и преговаряне на условията по кредитни договори.

В обобщение, през 2025 г. Групата запазва ефективен контрол върху разходите, като увеличението им е обосновано от по-високата оперативна активност и целенасочени дейности по поддръжка и развитие на инфраструктурата. В същото време се наблюдава оптимизация в определени разходни категории и намаление на финансовите разходи по лихви, което допринася за устойчивото финансово състояние на Групата.

### 4.3. Финансови показатели

Финансови показатели	Отчет 01.01-31.12.2025 г.	Отчет 01.01-31.12.2024 г.
<b>Коефициенти на ликвидност</b>		
Обща ликвидност	0,64	0,99
Бърза ликвидност	0,49	0,84
Абсолютна ликвидност	0,42	0,79
<b>Коефициенти на рентабилност</b>		
Рентабилност на приходи от продажби	0,29	0,31
Рентабилност на разходите	0,49	0,57
<b>Коефициенти на ефективност</b>		
Коефициент на ефективност на разходите	1,37	1,46
Обръщаемост на ДМА	0,14	0,13
Обръщаемост на активите	0,13	0,12
<b>Коефициенти на финансова автономност</b>		
Коефициент на задлъжнялост	0,27	0,40
Коефициент на финансова автономност	4,28	2,80
Нетен дълг/ЕБИТДА	0,93	1,46

При изчисляване на показателите за задлъжнялост и финансова автономност от общия размер на пасивите са изключени отсрочените приходи от финансиране, тъй като същите не представляват реални финансови задължения на Групата.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Рентабилността на разходите е изчислена на база оперативните разходи, като са изключени непарични компоненти като амортизации, с оглед по-точно представяне на ефективността на основната дейност на Групата.

През 2025 г. се наблюдава съществено подобрение в показателите за финансова стабилност на Групата, изразено в значително намаление на задлъжнялостта, повишаване на финансовата автономност и подобрение на съотношението „Нетен дълг / EBITDA“.

Коефициентът на задлъжнялост намалява от 0,40 през 2024 г. до 0,27 през 2025 г., което отразява значително понижаване на зависимостта от външни източници на финансиране. В същото време коефициентът на финансова автономност нараства от 2,80 на 4,28, което е ясен индикатор за укрепване на капиталовата структура и повишаване на финансовата устойчивост на Групата.

Съотношението „Нетен дълг / EBITDA“ също се подобрява съществено – от 1,46 през 2024 г. до 0,93 през 2025 г., което показва значително намаление на задлъжнялостта при запазване на стабилна оперативна ефективност. Нивото на показателя остава ниско и в консервативни граници, което е индикатор за ограничен финансов риск и висока способност на Групата да обслужва задълженията си.

Коефициентът на ефективност на разходите остава на високо ниво и показва, че Групата генерира 1,37 лв. приходи на 1 лв. разход, което потвърждава ефективното управление на разходите и стабилността на бизнес модела.

Показателите за обръщаемост на активите и дълготрайните материални активи се запазват стабилни или бележат леко подобрение, което е индикатор за ефективно използване на наличната инфраструктура и ресурсна база на Групата.

Наблюдаваното понижаване при коефициентите на ликвидност и рентабилност е резултат от целенасочени управленски решения, свързани с намаляване на задлъжнялостта, активна инвестиционна дейност и увеличени непарични разходи, и не оказва съществено влияние върху способността на Групата да обслужва текущите си задължения.

В обобщение, през 2025 г. Групата демонстрира подобрена финансова стабилност, ефективно управление на ресурсите и устойчива способност за генериране на приходи, което създава стабилна основа за бъдещо развитие и реализация на стратегическите инвестиционни проекти.

## **5. ПРЕГЛЕД НА РИСКОВЕТЕ, НА КОИТО Е ИЗЛОЖЕНА ГРУПАТА**

### ***Управление на финансовия риск***

#### **Преглед**

Групата е изложено на различни видове рискове по отношение на финансовите си инструменти. Най-значимите финансови рискове, на които е изложена Групата са пазарен риск, кредитен риск и ликвиден риск.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **Общи положения за управление на риска**

Управителният съвет носи отговорността за установяване и управление на рисковете, пред които е изправена Групата. Политиката на Групата за управление на риска е развита така, че да идентифицира и анализира рисковете, с които се сблъсква Групата, да установява лимити за поемане на рискове и контроли, да наблюдава рисковете и съответствието с установените лимити. Тези политики подлежат на периодична проверка с цел отразяване на настъпили изменения в пазарните условия и в дейността на Групата. Групата, чрез своите стандарти и процедури за обучение и управление, цели да развие конструктивна контролна среда, в която всички служители разбират своята роля и задължения.

### **Кредитен риск**

Кредитният риск е рискът едната страна по финансово споразумение да не успее да изпълни задължението си и по този начин да причини загуба на другата. Кредитният риск за Групата се състои от риск от финансова загуба в ситуация, при която клиент не успее да изпълни своите договорни задължения.

Групата е изложена на кредитен риск в случай, че клиентите не изплатят своите задължения. Кредитното качество на клиентите се оценява като се вземат предвид финансово състояние, минал опит, допълнителни договорености и други фактори.

С цел управление и ограничаване на кредитния риск от дейността балансиране, Групата предприема мерки, като налага конкретни договорни изисквания, които включват задължения за осигуряване и поддържане на финансово обезпечение под формата на гаранционен депозит по банкова сметка или предоставяне на неотменима и безусловна банкова гаранция в полза на Групата или корпоративна гаранция (поръчителство), платима на Групата. Възможно е компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД в качеството си на оператор да наложи ограничения на обема на извършвани търговски сделки на виртуална търговска точка до размер, гарантиран с финансово обезпечение както и да предприема други мерки, които да доведат до ограничаване на кредитния риск от дейността балансиране.

Преносната стойност на финансовите активи, нетно от загубите от обезценки, представя в максимална степен кредитния риск, на който Групата е изложена.

### **Ликвиден риск**

Ликвиден риск е рискът Групата да не може да изпълни навреме своите текущи финансови задължения поради недостиг на ликвидни средства. Политиката на в тази област е насочена към гарантиране наличието на достатъчно ликвидни средства, с които да бъдат обслужвани задълженията, когато същите станат изискуеми, включително в извънредни и непредвидени ситуации.

Тъй като характерът на дейността на Групата е свързан с регулярен пренос и съхранение на природен газ, контролът на ликвидния риск се състои главно във:

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- внимателно планиране на всички входящи и изходящи парични потоци, базирано на месечни прогнози;
- условия на плащане по сделки със свързани лица и клиенти, които се извършват в рамките на един месец.

### **Пазарен риск**

Пазарен риск е рискът от финансови загуби, породени от неблагоприятни промени в пазарните цени на финансови инструменти, в резултат на което доходът на Групата или стойността на неговите инвестиции да бъдат засегнати. Целта на управлението на пазарния риск е да се контролира експозицията към пазарен риск в приемливи граници като се оптимизира възвръщаемостта. Основните източници на пазарния риск са следните:

### **Валутен риск**

Валутен риск е рискът от финансови загуби, причинени от неблагоприятни промени във валутните курсове между две валути, което да доведе до намаляване на стойността на активи, приходи или плащания, деноминирани в чуждестранна валута. Групата е изложена на валутен риск при покупки и/или продажби, деноминирани във валута, различна от функционалната валута на Групата. Групата осъществява основно сделки в лева и евро във връзка с получените технически и други услуги. Валутният риск за тези покупки, свързан с възможни колебания в курса на чуждестранната валута, е минимален поради наличие на фиксиран обменен курс на еврото към лева, определен от БНБ. Групата осъществява и сделки в щатски долари, поради което се отчита съществуването на валутен риск, свързан с колебанията на курса на щатския долар.

### **Лихвен риск**

Лихвеният риск представлява вероятността промяната в пазарните лихвени проценти да доведе до намаляване на доходността или стойността на финансови активи, пасиви или инвестиции. Банковите заеми на компанията-майка са с плаващ лихвен процент, който се формира от фиксиран процент плюс надбавка, която е променлива компонента на база 1m Euribor.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

## **6. ОСНОВНИ КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ НА ГРУПАТА**

През 2025 г. продължи работата по реализацията на основните проекти за разширение и поддържане на мрежите и съоръженията за пренос и съхранение на природен газ, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Осъществяват се дейностите във връзка с изпълнението на проекти за повишаване на капацитетите в точки на междусистемно свързване в рамките на Вертикалния газов коридор и за разширение и модернизиране на съществуващата газова мрежа.



- **Основни проекти за развитие на газовата инфраструктура**

Приоритет за „Булгартрансгаз“ ЕАД през 2025 г. беше реализацията на проектите за разширение на инфраструктурата по Вертикалния газов коридор в България. Своевременното им завършване ще повиши енергийната сигурност за страната и региона, чрез осигуряването на възможност за пренос на увеличени количества природен газ от надеждни източници през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

- **Проект за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в точка на междусистемно свързване Негру Вода/Кардам в посока от България към Румъния**

Проектът включва изграждането на газова инфраструктура, включваща газопровод в участъка Рупча – Ветрино (около 61 км, DN 1200), реверсиране на компресорна станция „Кардам“ (без необходимост от нови компресори) и разширение на капацитета на системата ѝ за управление. Новата инфраструктура ще осигури добавен капацитет от 137,2 GWh/d за пренос на природен газ в посока от България към Румъния.

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

За обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“ се финализират процедурите по околна среда и по Закона за устройство на територията за съгласуване на ПУП-ПП, изготвен е работен проект и са завършени дейностите по придобиване на вещни права. Археологическите проучвания са в заключителна фаза. Издадено е разрешение за строеж за етап Линейна част и се изпълняват доставки и строително-монтажни работи. За обект „КС „Кардам“ – реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“ е одобрен работен проект и е издадено разрешение за строеж, доставени са необходимите материали и оборудване. Изпълняват се строително-монтажни работи.

- **Проект за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в точка на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България**

Проектът предвижда изграждането на лупинг в участъка Кулата - Кресна с дължина около 48 км (DN 700), както и изграждане на нов газопровод от Пиперево до Перник с дължина около 53 км (DN 500). Новата инфраструктура ще осигури добавен капацитет за пренос на природен газ от Гърция към България с 35,4 GWh/d.

За обект „Лупинг от Кулата до Кресна“ е издадено решение на МОСВ с преценка да не се извършва ОВОС, одобрен е Подробен устройствен план-Парцеларен план и са учредени вещни права. Доставени са необходимите материали и оборудване и са завършили археологическите проучвания. Работните проекти са одобрени и са издадени разрешения за строеж за етап: „Линейна част“, етап СОГ „Кулата“ и етап СОГ „Кресна“ на обекта; Изпълняват се строително-монтажни работи.

За обект „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“ е издадено решение на МОСВ с преценка да не се извършва ОВОС, одобрен е Подробен устройствен план-Парцеларен план и са учредени сервитутни права. Работния проект за етап Линейна част е одобрен и е издадено разрешение за строеж, изпълняват се доставки на материали и оборудване, строително-монтажни работи и археологически проучвания.

Реализацията на проектите ще подобри енергийната сигурност и ще допринесе за развитието на диверсифициран и конкурентен газов пазар в региона.

- **Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система – Фаза 3.**

Фаза 3 обхваща дейностите по изграждането на газова инфраструктура, включваща газопроводни участъци Горни Богров – Нови Искър (19 км.) и Ихтиман – Венковец (17км.), както и изграждане на нова компресорна станция „Богров“.

Реализирането на инфраструктурата ще допринесе за укрепване на енергийната сигурност в региона чрез подобряване на техническата възможност на мрежата за пренос на очаквани допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи от юг към север.

След завършване на цялата инфраструктура обхваната от Фаза 3, ще бъде постигнато и увеличение на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) от 1,8 на 3,2 млрд. м<sup>3</sup>/г.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Продължава работата и по проекта за разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“, включен в предходния пети списък с проекти от общ интерес с наименование:

- **ПОИ 6.20.2 Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“**

Проектът Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ предвижда поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. С реализацията му ще се постигне увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м<sup>3</sup>/ ден.

Проектът се изпълнява в три направления – проектиране и изграждане на нова компресорна станция, подземни съоръжения и преносен газопровод. Преносният газопровод, свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на с. Бутан е изграден и въведен в експлоатация през м. ноември 2024 г., а компресорната станция и всичките ѝ прилежащи технически съоръжения са въведени в експлоатация през м. март 2025 г. Това позволи считано от 1 май 2025 г. капацитетът на ПГХ „Чирен“ да бъде увеличен със 100 млн. м<sup>3</sup> до общо 650 млн. м<sup>3</sup>.

Капацитетът за съхранение ще продължи да бъде увеличаван поетапно, успоредно с изграждането на новия сондажен фонд.

През месец март 2025 г. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA) одобри изменение на грантово споразумение за финансиране, с което срокът за изпълнение на споразумението е удължен до 07.12.2027 г.

- **Проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион**

За да допринесе за постигане на целите на ЕС в областта на климата и зеления преход, „Булгартрансгаз“ ЕАД разработва проект за осигуряване на нова довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане с капацитет за пренос до потребители в източномаришкия регион.

Планираните дейности включват проектиране, доставки, изграждане и въвеждане в експлоатация на нова довеждаща газопреносна инфраструктура с обща дължина около 73 км и прилежащите ѝ технологични съоръжения. За продължаване на дейностите по реализация на проекта е необходимо да бъдат предоставени изходни данни от основните потенциални потребители.

Дружеството разработва проекти за изграждане на изцяло водородна инфраструктура, както и за въвеждане на водород и други нисковъглеродни газове в енергийния микс.

- **Проекти от общ интерес (PCI)**

С делегиран регламент от 01.12.2025 г. за изменение на Регламент (ЕС) № 2022/869 на Европейския парламент и на Съвета по отношение на списъка на Съюза за проекти от общ

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

интерес и проекти от взаимен интерес, Европейската комисия публикува втори списък с проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ).

В списъка са включени следните проекти на „Булгартрансгаз“ ЕАД в областта на водорода:

- **Проект за изграждане на водородопреносна инфраструктура в България – Фаза 1 (ПОИ 10.3.2 Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция)**

Предвидената инфраструктура включва тръбопровод с DN 1000 с дължина около 250 км, заедно с 2 компресорни станции в района на Петрич и Дупница. Целта му е да се осигурят условия за пренос на водород от/до Гърция и района на София в България. През 2025 г. бяха предприети дейности по привличане на безвъзмездно финансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) за изпълнение на подготвителни и прединвестиционни дейности по ПОИ 10.3.2.

- **Смарт надграждане на съществуващата българска газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове (ПОИ 14.3 SmartSwitch project)**

ПОИ 14.3 е съвместен проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A в категория „интелигентни газопреносни мрежи“, чиято цел е адаптиране на съществуващите българска и гръцка газови мрежи за транспортиране на смеси от природен газ и водород до 10%, като по този начин се гарантира оперативна съвместимост и синхронизирано развитие на двете мрежи.

Планирани са дейности по цифровизация на газовата мрежа и интегриране на компоненти и системи, които ще позволят по-ефективно управление, интерактивен и интелигентен мониторинг, измерване и контрол на качеството на преноса на смеси от природен газ в газовите мрежи. Дейностите на българска територия ще бъдат определени след завършването на планираните проучвания.

Продължава работата и по проект за по-нататъшно разширяване на водородната инфраструктура както във вътрешността на страната, така и до точките на междусистемно свързване с Румъния и други съседни държави.

- **Проект за изграждане на водородопреносна инфраструктура в България – Фаза 2**

За продължаване на водородния коридор по одобрения проект от общ интерес между Гърция и България, „Булгартрансгаз“ ЕАД разглежда опцията за разширяване на преносната инфраструктура за водород, с цел осигуряване на междусистемно свързване с Румъния. Проектът ще създаде условия за двупосочен трансграничен пренос на H<sub>2</sub> между България и Румъния в нова водородна точка на свързване в района на Русе/Гюргево и предвижда изграждането на нов тръбопровод с дължина около 330 км, DN1000 и три нови компресорни станции. Изпълняват се дейности по включването на проекта в различни списъци и инициативи на Общността.

**Въвеждане на клирингови услуги на пазара на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД**

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

„Газов Хъб Балкан“ успешно реализира стратегическия проект за въвеждане на клирингови услуги, като клиринговата търговия стартира на 15 юли 2025 г. В рамките на проекта бе установено партньорство с клиринговата къща KELER CCP, която оперира при пълно съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) № 648/2012 (EMIR) и приложимата европейска финансова регулаторна рамка.

Въвеждането на централен клиринг осигури значително по-високо ниво на сигурност и прозрачност на пазара и напълно елиминира кредитния риск между участниците. С тази стъпка ГХБ се позиционира сред ограничен кръг регионални газови хъбове, които предлагат клиринг и сетълмент в пълно съответствие с европейските стандарти, като към момента е единственият такъв пазар на Балканите.

Реализацията на проекта доведе до съществена стандартизация на спот продуктите. Въведено бе изпълнение тип „Day Ahead“ (DA) с доставка за следващия работен ден, както и нови продукти за събота, неделя и официални празници. Това създаде условия за по-гъвкава и предвидима търговия, повиши ликвидността и оптимизира пазарните операции, като същевременно даде възможност на клиентите да търгуват отделно всеки последващ почивен ден.

## **7. ЕКОЛОГИЯ**

Групата е активно ангажирана към опазването на околната среда, във всички дейности и на всички нива в структурата ѝ. Основното правило в тази насока е, че чрез осигуряване на екологосъобразно поведение, съответстващо на нормативните изисквания, всеки инцидент или негативно въздействие върху околната среда могат да бъдат избегнати.

### **Климат**

*Ограничаването на въздействието и адаптирането към измененията са основно текущо и бъдещо предизвикателство и съответно предоставят възможност за най-съществен принос в опазването на околната среда, свързана с дейностите на Групата.*

В развитието на основната си бизнес дейност - пренос и съхранение на природен газ, компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД се ръководи от дългосрочна визия и стриктно планиране, които да подпомогнат устойчивото развитие на целия сектор в страната, региона и в Европа. В тази връзка усилията на „Булгартрансгаз“ ЕАД за осъществяване целите на ЕС в областта на климата за намаляване на нетните емисии на парникови газове с най-малко 55% до 2030 г., са насочени към прилагането на технически и организационни мерки за ограничаване на емисиите. Основните парникови газове, които се емитират от дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД са въглероден диоксид и метан.

За ограничаване и намаляване на емисиите на въглероден диоксид в страните членки на Европейския съюз се прилага Схема за търговия с емисии на парникови газове (ЕСТЕ). За намаляване емисиите на метан до 2024 г. се прилагаха разнообразни нормативни инструменти за опазване чистотата на въздуха, контрол на промишленото замърсяване и др.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

На 15.07.2024 г. в Официален вестник на Европейския съюз беше обнародван Регламент (ЕС) 2024/1787 на Европейския парламент и на Съвета от 13.06.2024 г. за намаляване на емисиите на метан в сектора на енергетиката и за изменение на Регламент (ЕС) 2019/942., с който се въвеждат единни за територията на Съюза разпоредби за редовни периодични наблюдения на възможните източници на метан от съоръженията в мрежите за пренос на метан. Регламентът също така изисква незабавно предприемане на действия за отстраняване на установени течове на метан и прилагане на инвестиционни, организационни и контролни мерки за преустановяване на организираното изпускане на метан, с изключение на някои много специфични и спешни обстоятелства.

След влизането в сила на Регламента през 2025 г. компанията-майка продължава да прилага организационни мерки за подготовка по изпълнението на разпоредбите му.

#### **Ограничаване изменението на климата**

- ***Намаляване на емисиите на въглероден диоксид от собствени организирани източници***

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на средни горивни инсталации, чиито емисии на въглероден диоксид се контролират по ЕСТЕ.

Освен стриктно изпълнение на задълженията си по схемата „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява целенасочена политика към намаляване на емисиите на въглероден диоксид. По отношение на инвестиционните проекти и съоръженията (компресорните агрегати в компресорните станции и ПГХ „Чирен“), които са свързани с изгаряне на природен газ и съответно емитират въглероден диоксид, е планирано оборудване с възможно най-висок коефициент на полезно действие от изгарянето на горивото, както и последваща поддръжка на оптимален работен режим и техническо състояние на съоръженията в съответствие с най-добрите налични техники/практики. Паралелно с това компанията-майка следи тенденциите, анализира, проучва възможностите за въвеждане на заместващи природния газ водородни технологии, в зависимост от наличността им на пазара и приложимостта им към дейността по пренос и съхранение на природен газ.

С разрешение за ползване № СТ – 05-148/25.03.2025г. е въведена в експлоатация новата компресорна станция на „ПГХ“ Чирен, вкл. новите газотурбинни компресорни агрегати с по-висок КПД (по отношение на количеството изгорен природен газ за преноса на 1m<sup>3</sup> природен газ).

През 2025 г. са осъществени и подготвителни дейности за реализиране на проект "Водородопреносна инфраструктура в България" (виж информацията в раздел „Развитие на мрежа за пренос на водород“ по-долу).

#### ***Осигуряване на надеждността на газопреносната мрежа на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД и намаляване на емисиите на метан***

„Булгартрансгаз“ ЕАД извършва редовни дейности, вкл. организация на дейностите, по ограничаване емисиите на метан, както в резултат от възникване на аварийни нарушения на херметичността/целостта на мрежата и свързаните с това ремонтни/възстановителни дейности, така и чрез замяна (при наличие на техническа и

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

организационна възможност) на оборудване за вентилиране на природен газ в атмосферата (свещи) с оборудване за организирано изгаряне на изпускания природен газ. Неразделна част от тези усилия е постоянното подобряване на наблюденията (мониторинга) по отношение обхващането на повече участъци, увеличаване на честотата на проверките и подобряване на инструментите за наблюдение, използването на материали и оборудване с високо качество и не на последно място - подобряване на качеството на строително-монтажните дейности.

В изпълнение на горното през 2025 г. са изпълнени, въведени в експлоатация или е започнало изпълнението на следните обекти:

- Технологична връзка DN700 между преносен газопровод Гърция – България и транзитен газопровод за Р. Гърция и Р. С. Македония DN1000;
- Ремонт на Транзитен газопровод Ду1000 за Р. Гърция и Р. Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белово“;
- Защитно съоръжение при пресичането на р. Струма на Транзитен газопровод за Р. Гърция в землището на с. Бураново, общ. Кочериново;
- Съоръжение за укрепване на десния бряг на дере в землището на гр. Кресна на Транзитния газопровод за Р. Гърция DN700;
- Ново външно ел. захранване на ГИС „Лом – Черковна“;
- Ново външно ел. захранване на ГРС „Страшимирово“;
- Ново външно ел. захранване на АГРС „Самоков“;
- Продължи изпълнението на договор за устройствено планиране и изработване на инвестиционен проект – фаза технически проект, за обект „Подмяна на магистрален газопровод в участък ЛК „Калугерово“ – ЛК „Врачеш“;
- Продължи изпълнението на договор за устройствено планиране и изработване на инвестиционен проект – фаза технически проект, за обект „Пускова и приемна камери на ГО Разград DN300“;
- Приключи изпълнението на договор за устройствено планиране и изработване на инвестиционен проект - фаза технически проект за обект „Изместване на участъци от транзитен газопровод 1 (ТГ1) и магистрален газопровод (МГ) за повишаване на класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел КВ Ду 1200“, като са издадени разрешения за строеж за двата етапа на обекта;
- Започна изпълнението на договор за инвестиционно проектиране и изграждане на обект „Подмяна на участък от ЛК – 4' до КВ - Враца (ГРС Враца – стар) на ГО Враца – 2“;
- Изпълнява се договор за инвестиционно проектиране и изграждане на обект „Обвръзка за работа в реверсивен режим при КС „Ихтиман““;
- Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – надземна част;
- Преизолиране на участъци от газопроводната мрежа;
- Проведени са планирани вътрешнотръбни инспекции на участъци на газопроводи.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

- ***Получаване на електроенергия от източници с по-ниски емисии на парникови газове***

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД получава необходимата за дейностите си електроенергия от електропреносната мрежа чрез местните електроразпределителни дружества. Този източник, към момента няма алтернатива. Поради това за намаляване въглеродния отпечатък на използваната от Дружеството електроенергия усилията му са насочени към изграждане на преносна мрежа, отговаряща на плановете и нуждите на топлоелектрическите централи за преминаване от твърди изкопаеми горива към природен газ. Едновременно с това Дружеството насочва все повече усилия към проучването на възможности за реализиране на дейности по изграждане на мрежа за пренос на водород, в рамките на осъществяването на целите на Водородната стратегия на ЕС, както и към изграждане на собствени ВЕИ за задоволяване на нуждите си от електроенергия.

- ***Развитие на мрежа за пренос на водород***

През 2025 г. първият водороден проект за България запази мястото си в списъка на ЕС с проекти от общ и взаимен интерес. ПОИ 10.3.2 Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция бе включен в публикувания от Европейската комисия Втори списък на проектите от общ интерес (ПОИ) и проектите от взаимен интерес (ПВИ) за ЕС.

ПОИ 10.3.2 представлява първата фаза на планираната водородопреносна инфраструктура в България, която се състои от нов тръбопровод с дължина около 250 км и две компресорни станции в района на Дупница и Кулата. Целта на проекта е да осигури условия за пренос на водород от/към Гърция и до региона на София, България. Инфраструктурата на българска територия се предвижда да бъде свързана в района на Кулата/Сидирокастро с водородна инфраструктура на територията на Гърция, представляваща проект на гръцкия газопреносен оператор DESFA. През 2025 г. бяха предприети дейности по привличане на безвъзмездно финансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) за изпълнение на подготвителни и прединвестиционни дейности по ПОИ 10.3.2.

През 2025 г. продължи работата по проекта за водородопреносната инфраструктура на територията на България (фаза 2) за включването му в списъци на Общността. Проектът с наименование „Водородопреносна инфраструктура в България – Фаза 2“ има за цел да осигури разширение във вътрешността на страната и допълнителна трансгранична свързаност с Румъния в планирана точка на свързване в района на Русе/Гюргево. Инфраструктурата включва тръбопровод с дължина около 330 км заедно с три компресорни станции.

През 2025 г. продължи съвместната работа по инициативата SEENyC между осем европейски оператора, в това число „Булгартрансгаз“ ЕАД, с цел реализиране на водороден коридор в от Югоизточна към Централна Европа за пренос на водород. Проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за водородна инфраструктура в две фази са част от тази инициатива.

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

През 2025 г. във Втори списък с ПОИ/ПВИ за ЕС е включен съвместен проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и гръцкия оператор Desfa в категория „интелигентни газопреносни мрежи“ – ПОИ 14.3 Смарт надграждане на съществуващите гръцка и българска газопреносни мрежи за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове (SmartSwitch project). Неговата основна цел е изпълнението на дейности за адаптиране на съществуващите мрежи за природен газ на Гърция и България за транспортиране на смеси на природен газ с до 10% водород. Планирани са дейности по цифровизация на газовата мрежа и интегриране на дигитални компоненти и системи, които ще позволят по-ефективно управление, интерактивен и интелигентен мониторинг, измерване и контрол на качеството на преноса на смеси от природен газ в газовите мрежи.

Придобиването на статут ПОИ осигурява възможност за получаване на безвъзмездна финансова помощ от Механизма за свързване на Европа (CEF) за реализирането на проектите.

- ***Получаване на услуги от подизпълнители/външни доставчици на услуги с по-ниски емисии на парникови газове***

При дейността компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД неизбежно възлага дейности на външни изпълнители (подизпълнители) – както при необходимост от осъществяване на нови проекти или модернизация на съществуващи обекти, така и като част от редовната експлоатация на газопреносната мрежа. Като част от критериите за избор на подизпълнител и в изпълнение на изискванията и целите на Зелената сделка, нормативната уредба на ЕС/България и „Принципите на екватора“ „Булгартрансгаз“ ЕАД оценява и усилията и постиженията на кандидат – дружествата в намаляването на емисиите на парникови газове от предоставяната услуга. Дружеството следи и е запознато с изискванията към чистите превозни средства, които се прилагат при възлагане на обществени поръчки за доставка на превозни средства от категории M1, M2, M3, N1, N2 и N3 и има готовност за прилагането им.

***През 2025 г. Групата е изпълнявало всички условия и мерки за предотвратяване, смекчаване въздействието върху компонентите на околната среда, разпоредени с Решенията по Преценка/ОВОС, Комплексните разрешителни и Разрешителните за ползване на воден обект за водоползване, заустване и реинжектиране на води, както и договорите с оператори, предоставящи услуги по управлението на води/отпадъци. За изпълнението Групата е изготвило/изготвя съответните периодични доклади, част от които вече са предоставени на контролните органи и обществеността, а друга предстои да бъде предоставена при спазване на определените за това срокове.***

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

## **8. БЪДЕЩО РАЗВИТИЕ НА ГРУПАТА**

### **Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД**

Националните приоритети в областта на енергетиката са свързани с повишаване на енергийната сигурност и диверсификация на доставките на енергийни ресурси, оползотворяване на потенциала на природния газ за намаляване на въглеродните емисии и ускоряване на процеса по въвеждане и използване на енергия от възобновяеми източници и в тази връзка развитие на необходимата инфраструктура.

В края на 2025 г., Съветът на Европейския съюз и Европейският парламент постигнаха споразумение за конкретен график за ефективно и трайно спиране на вноса на руски газ през 2027 г. С постигнатото споразумение се гарантира постепенно, но постоянно прекратяване на вноса на руски газ в Евросъюза, втечненият природен газ ще бъде спряно до 31 декември 2026 г., а тръбопроводният газ - до 30 септември 2027 г.

В тази връзка, гарантирането на сигурността на доставките на природен газ и основно втечен природен газ от алтернативни, надеждни източници, са приоритети както на национално ниво, така и в регионален аспект.

Тези фактори определят бъдещото развитие на дружеството, което ще бъде насочено към гарантиране на сигурността на доставките на природен газ, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка, изграждане на конкурентен общоевропейски газов пазар и едновременно с това, към дейности в изпълнение на политиките в областта на климата и енергетиката.

Приоритетни за компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД са проектите за повишаване на капацитетите за пренос по Вертикалния газов коридор и за подобряване на междусистемната свързаност, за модернизация и разширение на газовата инфраструктура с принос за гарантиране на необходимите капацитети и насърчаване на газификацията, както и участието в проекти, свързани с втечен природен газ.

С принос за постигане на целите за намаляване на въглеродните емисии са проектите в областта на водорода, насочени към изграждане на изцяло нова инфраструктура за пренос на чист водород и към адаптиране на съществуващата газопреносна мрежа за транспортиране на водородно-газови смеси.

В тази връзка ще продължи последователната работа по реализацията на инфраструктурата на Вертикалния газов коридор като основна магистрала за транспорт на втечен природен газ към региона. Входна точка за очакваните допълнителни количества втечен природен газ за газовите пазари в региона е „Независимата система за природен газ „Александрополис“, в която „Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер с дял от 20%.

Разширението на капацитета на ПГХ „Чирен“ и превръщането му в търговско хранилище е ключов фактор за развитието на газовия пазар в региона. ПГХ „Чирен“ има основна роля за компенсирането на сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната и осигуряването на аварийен резерв при непредвидени и форсмажорни ситуации. Увеличените капацитети за съхранение, добив и нагнетяване ще предоставят на пазара

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

допълнителна гъвкавост, ще гарантират сигурността на доставките на природен газ и ще допринесат за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници. Проектът ще допринесе и за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и региона.

Вертикалният газов коридор е стратегическа инициатива за диверсификация и гарантиране на сигурността на доставките на природен газ за България и страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа. Проектите, които „Булгартрансгаз“ ЕАД разработи за повишаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния, са основополагащи за Вертикалния коридор, като тяхната реализация и вече наличната инфраструктура ще позволят постигането на заложените цели за повишаване на енергийната сигурност в региона.

Важни за подобряване на техническите възможности на съществуващата инфраструктура за пренос на повишаващи се количества природен газ са стартираните дейности по подмяна и рехабилитация на ключови участъци от мрежата, като част от Фаза 3 на проекта за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газова мрежа.

Проект в идейна фаза е изграждането на втора газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Северна Македония с трасе Петрич - Струмица. Развитието на междусистемната свързаност между двете страни ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и интеграция на енергийните пазари.

Добре развитата газопреносна инфраструктура и участието на „Булгартрансгаз“ ЕАД във всички основни проекти в областта на природния газ в Югоизточна Европа, гарантира на европейските потребители прозрачен и недискриминационен достъп до разнообразни и надеждни източници на природен газ, включително от терминалите за втечен природен газ в Югоизточна Европа.

Към момента делът на битовото газоснабдяване в България остава нисък в сравнение с други страни членки на ЕС, но се наблюдава тенденция за неговото увеличение. Един от приоритетите в инвестиционната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изграждането на нови газопроводни отклонения. Разширяването на съществуващата газопреносна система в страната чрез изграждане на нови газопроводни отклонения до общини и региони създава условия за ускорена газификация със съответните икономически, социални, екологични и други ползи за обществото, които да повишат енергийната ефективност.

Важен за развитието и разширението на газовата инфраструктура е и проектът за изграждане на довеждаща газопреносна инфраструктура за захранване на потребители в източномаришкия регион, като се очаква той да има съществен принос за декарбонизацията на енергийния сектор в България и постигане на икономически и екологични ползи за региона.

В унисон с европейските цели за декарбонизация на сектора и значително намаляване на емисиите на парникови газове в контекста на енергийния преход „Булгартрансгаз“ ЕАД разработва както решения за подготовка на съществуващата газопреносна мрежа за съвместимост с водород и други нисковъглеродни газове, така и за изцяло нови трасета за

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

пренос на зелен водород, с потенциал те да станат част от бъдещ водороден коридор в региона на Югоизточна Европа.

Проектът за изграждане на водородопреносна инфраструктура на територията на България (Фаза 1) е включен във Втория списък с проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ) на ЕК, публикуван на 01.12.2025г. Цел на проекта е създаване на мрежа за пренос на водород в България от и към Гърция. В процес на планиране е допълнителна инфраструктура на територията на България и за осигуряване на трансгранична свързаност с Румъния (Фаза 2).

Проектът за смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа също получи признание за ключова европейска инфраструктура и беше включен във Втория списък на проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ). Неговата цел е създаване на възможности за интегриране и транспортиране на смеси с възобновяеми газове в концентрации до 10% водород. Предвидено е осигуряване на функционална свързаност с подобен проект на територията на Гърция.

Горепосочените проекти и дейности за развитие на мрежата са в основата на инвестиционните планове на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД и намират отражение в цялостната корпоративна политика на Дружеството, насочена към запазване в дългосрочен план стратегическата роля на България за енергийната сигурност на Европа.

### **„Газов Хъб Балкан“ ЕАД**

Важен аспект от дейността на Дружеството ще продължи да бъде проучването и използването на възможностите за регионална интеграция на българския газов пазар със съседните пазари, на базата на различни модели за пазарни обединения и развитие на регионалната ликвидност.

Сред основните приоритети в бъдещото развитие на дъщерното дружество ще бъде и разширяването на търговията с клиринговани дългосрочни продукти (forward products), с цел увеличаване дела на борсовите дългосрочни сделки. По този начин ще се насърчава използването на стандартизирана и прозрачна търговия с по-нисък риск за контрагентите в сравнение с двустранните извънборсови сделки.

Дружеството ще продължи да работи и по разработването и предлагането на нови продукти и услуги, включително развитието на LNG аукционите, които вече се предлагат през 2026 г., както и възможности за въвеждане на спред продукти съвместно с други регионални борси. В дългосрочен план ще бъдат проучвани и възможности, свързани с развитието на пазари за емисии, водород и други нововъзникващи енергийни продукти.

Съществен акцент ще бъде поставен и върху развитието на информационните системи и дигитализацията на дейността, включително последващо автоматизиране на всички основни процеси, свързани с търговията, клиринга, обработката на данни, REMIT докладването и пазарния надзор, с цел повишаване на ефективността, сигурността и прозрачността на пазарната инфраструктура.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

## **9. ОПОВЕСТЯВАНЕ НА ИНФОРМАЦИЯТА ОТНОСНО КЛЮЧОВИТЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА РЕЗУЛТАТИТЕ ПО ЧЛ.8 ОТ РЕГЛАМЕНТ (ЕС)2020/852 КЪМ 31.12.2025 Г.**

### **ПОТЕНЦИАЛНИ ЕКОЛОГИЧНО УСТОЙЧИВИ ДЕЙНОСТИ СЪГЛАСНО РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2020/852 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА И СТЕПЕН НА СЪОТВЕТСТВИЕ, С ИЗИСКВАНИЯТА ЗА ЕКОЛОГИЧНА УСТОЙЧИВОСТ**

*( част 1.2.2.1(a) на Приложение I на делегирания Регламент за определяне на съдържанието и представянето на информацията, която трябва да бъде оповестявана от предприятията, обхванати от член 19а или 29а от Директива 2013/34/ЕС, по отношение на екологично устойчивите икономически дейности )*

#### **Оценка на спазването на Регламент (ЕС) 2020/852**

Настоящото оповестяване е изготвено в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2020/852, Делегиран регламент (ЕС) 2021/2139 и Делегиран регламент (ЕС) 2021/2178 и представя оценката на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД относно допустимостта и съответствието на извършваните от Дружеството икономически дейности с изискванията на европейската таксономия за екологично устойчиви дейности.

За целите на настоящото оповестяване компанията-майка прави разграничение между:

- **допустими за таксономията икономически дейности**, т.е. дейности, описани в приложимите делегирани актове към Регламент (ЕС) 2020/852;
- **съобразени с таксономията икономически дейности**, т.е. дейности, които освен че са допустими, изпълняват и изискванията по чл. 3 от Регламент (ЕС) 2020/852;
- **спомагащи икономически дейности**, които отговарят на изискванията по чл. 16 от Регламент (ЕС) 2020/852.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, притежаващ лицензи за пренос и съхранение на природен газ на територията на Република България съгласно чл. 39 от Закона за енергетиката. Дружеството развива газопреносната система на страната и поддържа обектите и съоръженията на газопреносната мрежа при спазване на приложимите технически, експлоатационни, екологични и безопасни изисквания.

С оглед предмета на дейност на Дружеството и класификацията му по НКИД – Н 49.50, извършваните от „Булгартрансгаз“ ЕАД дейности са анализирани по отношение на екологичната цел по чл. 9, буква „а“ от Регламент (ЕС) 2020/852 – смекчаване на изменението на климата, включително по отношение на възможността да попадат в обхвата на дейности, свързани със създаване на енергийна инфраструктура, необходима за декарбонизацията на енергийните системи.

#### **Дейности, допустими по Регламента за таксономията**

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Въз основа на анализа на предмета на дейност, инфраструктурните функции на Дружеството и приложимата класификация по NACE/НКИД, „Булгартрансгаз“ ЕАД идентифицира като **допустима за таксономията икономическа дейност** тази по т. 4.14 „Преносни и разпределителни мрежи за газове от възобновяеми и нисковъглеродни източници“ от Приложение I към Делегиран регламент (ЕС) 2021/2139 на Комисията.

Съгласно т. 4.14 на делегирания Регламент дейността се описва като:

- изграждане или експлоатация на нови преносни и разпределителни мрежи за водород или други газове от нисковъглеродни източници;
- преобразуване, преустройство или модернизация на съществуващи газопроводни мрежи с цел включване на водород или други нисковъглеродни газове. Икономическите дейности от тази категория може да се отнесат към няколко кода по NACE — статистическата класификация на икономическите дейности, установена с Регламент (ЕО) № 1893/2006, а именно кодове D35.22, F42.21 и H49.50.

През 2025 г. компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД предприе действия по привличане на безвъзмездно финансиране по Механизма за свързване на Европа (CEF). След одобрение на проектното предложение и подписване на грантово споразумение с CINEA през 2026 г. се предвижда започване на подготвителни и преинвестиционни дейности като част от проект за изграждане на водородна инфраструктура в България – фаза 1 (ПОИ 10.3.2).

Наред с това, основната текуща дейност на Дружеството, свързана с развитие на газопреносната система на страната и поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа, се разглежда като спомагаща икономическа дейност по смисъла на чл. 16 от Регламент (ЕС) 2020/852 във връзка с бъдещото развитие на инфраструктура за нисковъглеродни газове.

На това основание Дружеството приема, че извършваните и подготвяните от него дейности са **допустими за таксономията**.

### **Дейности, съобразени с Регламента за таксономията**

В член 9 на Регламент (ЕС) 2020/852 са определени **екологичните цели**, които са насочени към:

- а) смекчаване на изменението на климата;
- б) адаптиране към изменението на климата;
- в) устойчиво използване и опазване на водните и морските ресурси;
- г) преход към кръгова икономика;
- д) предотвратяване и контрол на замърсяването;
- е) защита и възстановяване на водното биоразнообразие и на водните екосистеми.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

За да се класифицира като **екологично устойчива** дейност е необходимо дейността на Дружеството да отговаря на един от критериите описани в член 3 на Регламента за таксономията, а именно да:

- а) допринася съществено за постигане на една или повече от определените екологични цели,
- б) не нанася значителни вреди на някоя от екологичните цели,
- в) се осъществява в съответствие с минималните гаранции, въведени от извършващото икономическа дейност предприятие, за да се гарантира спазването на Насоките на ОИСР за многонационалните предприятия и Ръководните принципи на ООН за бизнеса и правата на човека;
- г) отговаря на техническите критерии за проверка, установени от Европейската Комисия (ЕК)

Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД **е в съответствие с всички изброени по-горе критерии** и отговаря на определението за **„икономическа дейност, съобразена с таксономията“**.

***Изпълнението на критериите, е както следва:***

Дейността на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД допринася за постигане на екологична цел съгласно чл.9а - **„смекчаване изменението на климата“** на Регламент (ЕС) 2020/852 като допринася съществено за стабилизиране на концентрациите на парникови газове в атмосферата на ниво, което би предотвратило опасна антропогенна намеса в климатичната система, в съответствие с дългосрочната цел по отношение на температурата съгласно Парижкото споразумение чрез предотвратяване или намаляване на емисиите на парникови газове чрез **„създаване на енергийната инфраструктура, необходима за постигане на декарбонизацията на енергийните системи“**, съгласно чл.10.1ж на Регламента.

Дейността на Дружеството не е свързана с експлоатацията на големи емитери на парникови газове, по смисъла на нормативната уредба ограничаване изменението на климата.

Дружеството има действаща (разработена, внедрена и сертифицирана) система за управление по отношение на околната среда, отговаряща изцяло на изискванията на стандарт ISO 14001:2015.

Разработен е и се прилага „Екологичен и социален план за управление и мониторинг“, както и „План за ангажиране на заинтересованите страни“.

За строителните и експлоатационните дейности се приемат и изпълняват съответни Планове за безопасност и здраве по отношение на заетия персонал. Приет е и Вътрешен Аварийен план на ПГХ „Чирен“ по реда на Закона за опазване на околната среда, а за останалите линейни и площадкови съоръжения са разработени Аварийни планове по Закона за защита при бедствия.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Въведена е Система за управление на здравето и безопасността при работа в съответствие с изискванията на стандарта ISO 45001:2018, сертифицирана от независима акредитирана организация.

Изискванията на националната и международна нормативна уредба и принципи за опазване на правата на човека, човешкото здраве, вкл. персонала на Дружеството и населението са приложени чрез гореописаните и прилагани от Дружеството системи и планове.

Съответствие с **Технически критерии за проверка по т.4.14** на Приложение №1 на делегирания Регламент (ЕС) 2021/2139 на Комисията:

### **Съществен принос за смекчаване изменението на климата чрез:**

1. Извършване на поне една от следните дейности:

а) изграждане или експлоатация на нови преносни и разпределителни мрежи за водород или други газове от нисковъглеродни източници;

б) преобразуване/промяна на предназначението (преустройство) на съществуващи мрежи за природен газ към мрежи, предназначени на 100 % за водород;

в) модернизирание на газопреносни и газоразпределителни мрежи, което спомага за включването на водород и други газове от нисковъглеродни източници в мрежата, в т.ч. всяка дейност по газопреносна или газоразпределителна мрежа, спомагаща за увеличаването на сместа на водорода или другите газове от нисковъглеродни източници в газопроводната система;

2. Дейността включва откриване и отстраняване на течове по съществуващи газопроводи и други елементи от мрежата с цел намаляване на изтичането на метан.

Понастоящем компанията-майка провежда и планира процедури по разширение на инфраструктурата. Проектите са на различно ниво на изпълнение като се очаква в следващите години капиталовите разходи по изпълнението им да нарастват. Оперативни разходи по проектите към настоящия момент не се реализират, както и оборот. Такива са налични единствено за съоръженията в експлоатация.

### **Ненанасяне на значителни вреди**

Съгласно т. 4.14 „Преносни и разпределителни мрежи за газове от възобновяеми и нисковъглеродни източници“ на Приложение №1 на делегирания Регламент (ЕС) 2021/2139 на Комисията, дейността следва да отговаря на критериите, установени в Допълнения А, Б и Г на Приложение №1 на делегирания Регламент.

Внедряването и интегрирането на компресори, вентилатори, помпи и друго оборудване обхванато от Директива 2009/125/ЕО на Европейския парламент и на Съвета следва да отговарят в съответните случаи на изискванията за най-високия клас за енергийно етикетиране и на регламентите за изпълнение съгласно посочената директива и да представляват най-добрата налична технология.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

<b>Адаптиране към изменението на климата</b>	Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря на критериите, установени в Допълнение А на Приложение №1 на делегирания Регламент.
<b>Устойчиво използване и опазване на водните и морските ресурси</b>	Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря на критериите, установени в Допълнение Б на Приложение №1 на делегирания Регламент.
<b>Предотвратяване и контрол на замърсяването</b>	Вентилаторите, компресорите, помпите и другото използвано от „Булгартрансгаз“ ЕАД оборудване, обхванато от Директива 2009/125/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, отговарят в съответните случаи на изискванията за най-високия клас за енергийно етикетирание и на регламентите за изпълнение съгласно посочената директива и представляват най-добрата налична технология.
<b>Опазване и възстановяване на биологичното разнообразие и екосистемите</b>	Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря на критериите, установени в Допълнение Г на Приложение №1 на делегирания Регламент.

**Допълнителни пояснения:**

- **Допълнение А (класификация на свързаните с климата опасности):**

Както настоящата дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД (вкл. нейни изменения или разширения), така и нови дейности, описани в т.1 на т.4.14 на Приложение №1 на делегирания Регламент подлежат и са одобрени чрез процедури по Оценка на въздействието върху околната среда/екологична оценка по реда на Глава шеста на Закона за опазване на околната среда (ЗООС), комплексни разрешителни по реда на Глава седма, раздел втори на ЗООС и одобряване на Доклад за безопасност по реда на Глава седма, Раздел първи на ЗООС.

България е приела и прилага Национална стратегия за адаптация към изменението на климата и План за действие, публично достъпни на страницата на Министерството на околната среда и водите (<https://www.moew.government.bg/en/climate/international-negotiations-and-adaptation/adaptation/>).

В стратегията са описани рисковете и климатичните характеристики/явления, които са от значение за съответни индустриални сектори и видове съоръжения.

Поради географското покритие на газопреносната мрежа, вкл. компресорни /газоимервателни/разпределителни станции, ПГХ „Чирен“ и разнообразните съоръжения/оборудване, помощна инфраструктура, подземно/надземно разположение, „Булгартрансгаз“ ЕАД съобразява експлоатационната и инвеститорската си дейност с всички очаквани промени в климата за територията на България.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

В съответствие с изискванията на Закона за водите планирането и осъществяването на дейностите задължително съответства на действащия за всеки район за управление на водите (4 на брой за територията на Р. България) План за управление на речен басейн и План за управление на риска от наводнения.

Всеки от изброените по-горе инструменти на нормативната уредба по околна среда изисква адаптиране на дейностите към изменението на климата в обхвата, описан в Допълнение А и приложим към конкретната площадка/линеен обект, както по отношение на нормалната експлоатация, така и в условията на предотвратяване и контрол на авария.

Освен това за цялата дейност е разработен и се поддържа, изпълнява и актуализира Аварийен план в съответствие с изискванията на Закона за защита при бедствия. Изискванията на закона за оценяване на възможните причини за възникване на аварии гарантират вземане предвид измененията в климата и адаптирането на предотвратяването и контрола на аварийите в дейността с тези изменения.

В изпълнение на горното настоящата дейност на Дружеството изпълнява напълно изискванията на Допълнение А.

Всяка нова дейност, вкл. тези, изброени в т.1 на т.4.14 на Приложение №1 на делегирия Регламент ще съответстват на Допълнение А, тъй като за да бъдат одобрени следва да изпълняват същата нормативна уредба и инструменти.

- ***Допълнение Б (устойчивото използване и опазването на водните и морските ресурси):***

В съответствие с изискванията на Закона за водите планираните и осъществяваните от страна на Дружеството дейности задължително съответстват на действащия за всеки район за управление на водите (4-и на брой за територията на Р. България) План за управление на речен басейн и План за управление на риска от наводнения.

Както е описано по-горе настоящата дейност на Дружеството (вкл. нейни изменения или разширения), така и нови дейности, описани в т.1 на т.4.14 на Приложение №1 на делегирия Регламент подлежат и се одобряват чрез процедури по Оценка на въздействието върху околната среда (Директива 2011/92/ЕС)/екологична оценка по реда на Глава шеста на Закона за опазване на околната среда (ЗООС), комплексни разрешителни по реда на Глава седма, раздел втори на ЗООС и одобряване на Доклад за безопасност по реда на Глава седма, Раздел първи на ЗООС. Всеки от изброените инструменти е съобразен и взема предвид изискванията на Директива 2000/60/ЕО за установяване на рамка за действията на Общността в областта на политиката за водите.

- ***Допълнение Г (опазването и възстановяването на биологичното разнообразие и екосистемите):***

Както е описано по-горе настоящата дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД (вкл. нейни изменения или разширения), така и нови дейности, описани в т.1 на т.4.14 на Приложение №1 на делегирия Регламент подлежат и се одобряват чрез процедури по Оценка на въздействието върху околната среда (Директива 2011/92/ЕС)/екологична оценка (ЕО) по реда на Глава шеста на Закона за опазване на околната среда (ЗООС).

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

ЗООС и Законът за биологичното разнообразие разпореждат процедурите по ОВОС и Екологична оценка винаги да съвместяват и оценката за съвместимост, която се изисква съгласно чл.6 на Директивата за хабитатите (92/43/ЕЕС) по отношение на защитени зони в обхвата на Натура 2000. Съгласно ЗООС в ОВОС/ЕО се обхващат и въздействието върху обектите на световното културно и природно наследство от списъка на ЮНЕСКО, защитените територии и биологичното разнообразие. Възложителят на дейностите задължително планира и осъществява мерки за предотвратяване/смекчаване на въздействието.

- ***Предотвратяване и контрол на замърсяването***

Значителна част от посоченото оборудване е разположено и работи в инсталации, за които са издадени и се спазват комплексни разрешителни, издадени по реда на Глава седма, раздел втори на ЗООС – „Комплексни разрешителни“. В съответствие с изискванията на този раздел за оборудването, вкл. наличните и планирани компресори, вентилатори, помпи и т.н. компетентните органи са потвърдили прилагане на Най-добрите Налични Техники (НДНТ). Енергийната ефективност на оборудването е задължителен елемент на НДНТ. В този смисъл, чрез прилагането на Най-добрите Налични Техники е гарантирано използването на оборудване с най-високото приложимо ниво на енергийна ефективност.

### **Принос към постигането на множество цели**

Основният принос на Дружеството към постигането на множествени цели е насочен към смекчаване на изменението на климата – чл. 9 (а) на Регламент (ЕС) 2020/852.

### **Представяне на Ключовите показатели за резултатите (КПР)**

Булгартрансгаз“ ЕАД се класифицира като нефинансово предприятие и съгласно Приложение I на Делегиран регламент (ЕС) 2021/2178 определя ключови показатели за резултатите (КПР) за оборота, капиталовите разходи и оперативните разходи.

В настоящата декларация са представени ключовите показатели за резултатите за отчетен период 01.01-31.12.2025 г. В оповестяваните сведения „Булгартрансгаз“ ЕАД използва същата валута, която използва във финансовите си отчети, а именно български лев. Изчислението на ключовите показатели на резултатите (КПР) на Дружеството е съобразено с Методиката за изчисление на тези резултати в съответствие с раздели 1.1.1, 1.1.2 и 1.1.3 от Приложение I към Делегиран регламент (ЕС) 2021/2178.

Данните за КПР са представени в прилежащите таблици:

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Таблица 1: Дял на оборота от продукти или услуги, свързани със съобразени с таксономията икономически дейности — оповестяване за финансовата 2025 година

Икономически дейности (1)	Код(кодове)(2)	Абсолютен оборот (3)	Дял на оборота (4)	Критерии за съществен принос						Критерии за НЗВ (ненапасане на значителни вреди)						Дял на съобразения с таксономията оборот 2025 г. (18)	Дял на съобразения с таксономията оборот 2024 г. (19)	Категория (спомагача дейност или) (20)	Категория (предходна дейност) (21)	
				Смекчаване на изменението на климата (5)	Адаптиране на изменението на климата (6)	Водни и морски ресурси (7)	Кръгова икономика (8)	Замърсяване (9)	Биологично разнообразие на екосистеми (10)	Смекчаване на изменението на климата (11)	Адаптиране на изменението на климата (12)	Водни и морски ресурси (13)	Кръгова икономика (14)	Замърсяване (15)	Биологично разнообразие и екосистеми (16)					Минимални граници (17)
		хил. лв	%	%	%	%	%	%	%	Да/Не	Да/Не	Да/Не	Да/Не	Да/Не	Да/Не	Да/Не	%	%	С	П
<b>А. ДОПУСТИМИ ЗА ТАКСОНОМИЯТА ДЕЙНОСТИ</b>																				
<b>А.1. Екологично устойчиви дейности (съобразени с таксономията)</b>																				
Изграждане и експлоатация на нови преносни и разпределителни мрежи за водород		0	0%	100%							ДА	ДА	НЕ	ДА	ДА		0%			
Преустройство на съществуващи мрежи за природен газ към мрежи на водород		0	0%	100%							ДА	ДА	НЕ	ДА	ДА		0%			
Развитие на газопреносната система на страната и поддръжката на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа		0	0%	100%							ДА	ДА	НЕ	ДА	ДА		0%			
<b>Оборот от екологично устойчиви дейности (съобразени с таксономията) (А.1.)</b>																				
<b>А.2. Дейности, които са допустими за таксономията, но не са екологично устойчиви (несъобразени с таксономията)</b>																				
<b>Оборот от дейности, които са допустими за таксономията, но не са екологично устойчиви (несъобразени с таксономията дейности) (А.2.)</b>																				
<b>Общо (А.1.+А.2.)</b>		0	0%														0%			
<b>Б. НЕДОПУСТИМИ ЗА ТАКСОНОМИЯТА ДЕЙНОСТИ</b>																				
Оборот от недопустими за таксономията дейности (Б)		0	0%																	
<b>Общо (А+Б)</b>		0	0%																	

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Таблица 2: Дял на КР от продукти или услуги, свързани със съобразени с таксономията икономически дейности — оповестяване за финансовата 2025 година

Икономически дейности (1)	Код(кодове) (2)	Абсолютен оборот (3)	Дял на оборота (4)	Критерии за съществен принос						Критерии за НЗВ						Минимални граници (17)	Дял на съобразените с таксономията КР 2025 г. (18)	Дял на съобразените с таксономията КР 2024 г. (19)	Категория (спомагача дейности) (20)	Категория (предходна дейност) (21)	
				Смекчаване на изменението на климата (5)	Адаптиране на изменението на климата (6)	Водни и морски ресурси (7)	Кръгова икономика (8)	Замърсяване (9)	Биологично разнообразие на екосистеми (10)	Смекчаване на изменението на климата (11)	Адаптиране на изменението на климата (12)	Водни и морски ресурси (13)	Кръгова икономика (14)	Замърсяване (15)	Биологично разнообразие и екосистеми (16)						Да/Не
<b>А. ДОПУСТИМИ ЗА ТАКСОНОМИЯТА ДЕЙНОСТИ</b>																					
<b>А.1. Екологично устойчиви дейности (съобразени с таксономията)</b>																					
„Развитие на газопреносната система на страната“		196 174	55,74%	100%								ДА	ДА	НЕ	ДА	ДА		55,74%	86,90%	С	
Поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа		76 591	21,76%	100%								ДА	ДА	НЕ	ДА	ДА		21,76%	1,92%	С	
<b>КР от екологично устойчиви дейности (съобразени с таксономията) (А.1.)</b>																					
<b>А.2. Дейности, които са допустими за таксономията, но не са екологично устойчиви (несъобразени с таксономията)</b>																					
<b>КР от дейности, които са допустими за таксономията, но не са екологично устойчиви (несъобразени с таксономията дейности) (А.2.)</b>																					
Общо (А.1.+А.2.)		272 765	77,50%															77,50%	88,82%		
<b>Б. НЕДОПУСТИМИ ЗА ТАКСОНОМИЯТА ДЕЙНОСТИ</b>																					
КР от недопустими за таксономията дейности (Б)		79 187	22,50%																		
Общо (А+Б)		351 952	100,0%																		

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

Таблица 3: Дял на ОР от продукти или услуги, свързани със съобразени с таксономията икономически дейности — оповестяване за финансовата 2025 година

Икономически дейности (1)	Код(кодове) (2)	Абсолютен оборот (3)	Дял на оборота (4)	Критерии за съществен принос						Критерии за НЗВ						Биологично разнообразие и екосистеми (16)	Минимални граници (17)	Дял на съобразени с таксономията ОР 2025 г. (18)	Дял на съобразени с таксономията ОР 2024 г. (19)	Категория (спомагача дейност или) (20)	Категория (предходна дейност) (21)
				Смекчаване на изменението на климата (5)	Адаптиране на изменението на климата (6)	Водни и морски ресурси (7)	Кръгова икономика (8)	Замърсяване (9)	Биологично разнообразие на екосистеми (10)	Смекчаване на изменението на климата (11)	Адаптиране на изменението на климата (12)	Водни и морски ресурси (13)	Кръгова икономика (14)	Замърсяване (15)	Да/Не						
<b>А. ДОПУСТИМИ ЗА ТАКСОНОМИЯТА ДЕЙНОСТИ</b>																					
<b>А.1. Екологично устойчиви дейности (съобразени с таксономията)</b>																					
„Развитие на газопреносната система на страната и поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа“																					
		16 303	82,44%	100%							ДА	ДА	НЕ	ДА	ДА			82,44%	62,04%	С	
<b>ОР от екологично устойчиви дейности (съобразени с таксономията) (А.1.)</b>																					
<b>А.2. Дейности, които са допустими за таксономията, но не са екологично устойчиви (несъобразени с таксономията)</b>																					
<b>ОР от дейности, които са допустими за таксономията, но не са екологично устойчиви (несъобразени с таксономията дейности) (А.2.)</b>																					
<b>Общо (А.1.+А.2.)</b>																					
		16 303	82,44%															82,44%	62,04%		
<b>Б. НЕДОПУСТИМИ ЗА ТАКСОНОМИЯТА ДЕЙНОСТИ</b>																					
<b>ОР от недопустими за таксономията дейности (Б)</b>																					
		3 472	17,56%																		
<b>Общо (А+Б)</b>																					
		19 775	100,00%																		

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **Счетоводна политика на Групата**

Настоящите счетоводни политики на Групата са разработени на основание изискванията на МСФО счетоводни стандарти, приети за прилагане от Европейската комисия.

Счетоводните политики са конкретни принципи, изходни положения, правила и практики, възприети от Групата при изготвяне и представяне на финансовите отчети.

Групата изготвя финансовите си отчети на база Международните стандарти за финансово отчитане.

Международните стандарти за финансово отчитане включват:

- Международни стандарти за финансово отчитане (МСФО);
- Международни счетоводни стандарти (МСС);
- Разяснения, дадени от Комитета за разяснения на МСФО (КРМСФО) или бившия Постоянен комитет за разяснения (ПКР).

### **Контекстна информация**

При изчисляването на ключовите показатели на резултатите (КПР) на Дружеството за оборота, капиталовите разходи (КР) и оперативните разходи (ОР) са спазени изискванията на Приложение I от Делегиран регламент 2021/2178 и произтичат от продукти или услуги, включително нематериални, съобразени с таксономията икономически дейности – **„Развитие на газопреносната система на страната и поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа“**.

### **Информация относно КПР за оборота**

При изчислението на КПР на оборота следва да се представя съотношение между приетия за базов нетен оборот на компанията-майка (сумите получени от продажбата на продукти и предоставянето на услуги, след като се приспадат търговските отстъпки, данък добавена стойност и други данъци, пряко свързани с оборота) и частта от нетния оборот на Дружеството, който произтича от продукти или услуги, включително нематериални, свързани със съобразени с таксономията икономически дейности.

Основната дейност на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е пренос и съхранение на природен газ и в този смисъл допълващата икономическата дейност определена за целите на таксономията, която е свързана с развитието и поддръжка на обектите на газопреносната мрежа няма реализиран оборот през 2025 г., който би могъл да бъде припознат за целите на таксономията.

Бъдещите проекти на компанията-майка, които са свързани с изграждане и експлоатация на нови преносни и разпределителни мрежи за водород или други газове от нисковъглеродни източници, както и преустройство на съществуващи мрежи за природен газ към мрежи, предназначени на 100% за водород в това число и модернизиране на газопреносни и газоразпределителни мрежи, което спомага за включването на водород, все още са на Проектен етап и не носят приходи за „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Годишен консолидиран доклад за дейността  
за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

### **Информация относно КНР за Капиталовите разходи (КР)**

При изчислението на базата на ключовите показатели за резултатите за капиталовите разходи (КР) са взети под внимание добавките към материалните и нематериалните активи през 2025 г. преди амортизация и други преоценки. Капиталовите разходи на Дружеството обхващат разходите отчитани въз основа на МСС 16 – Имоти, машини и съоръжения, както и лизинги, МСС 38 – Нематериални активи, МСС 40 – Инвестиционни имоти. „Булгартрансгаз“ ЕАД не отчита добавки към материалните и нематериалните активи в резултат на бизнес комбинации. Стойността на нетекущите материални и нематериални активи (придобити и трансферирани) са на обща стойност:

- Придобити земи и сгради - 6 121 хил. лв.;
- Машини, съоръжения и оборудване - 336 839 хил. лв.;
- Транспортни средства – 2 241 хил. лв.;
- Стопански инвентар и други ДМА – 3 062 хил. лв.;
- Програмни продукти и права върху собственост – 3 688 хил. лв.

Определените капиталови разходи на Дружеството отнасящи се до съобразени с таксономията икономически дейност са на обща стойност от 272 765 хил. лв., от които за „Развитието на националната газопрепосна система“ са отчетени 196 174 хил. лв. (55,74 % от общия дял на оборота), а за „Поддръжка на обектите и съоръженията на газопрепосната мрежа“ са определени 76 591 хил. лв. (21,76 % от общия дял на оборота).

### **Информация относно КНР за Оперативните Разходи (ОР)**

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД определя ключовите показатели за оперативните разходи, което представляват съотношение между оперативните разходи от определената като спомагаща дейности на Дружеството съобразена с таксономията и преките некапитализирани разходи, свързани с поддръжка и ремонт, както и всички други преки разходи, свързани с текущото обслужване на активите от категорията имоти, машини и съоръжения, извършени от Дружеството или от външни изпълнители, на които са възложени дейности, които са необходими, за да се обезпечи непрекъснатото и ефективно действие на тези активи.

Отчетените оперативни разходи свързани с поддръжка и ремонт са на обща стойност от 4 819 хил. лв., като представляват разходи за:

- Материали свързани с технологично оборудване - 513 хил. лв.;
- Арматура, тръби, фасонни части и изолационни материали - 156 хил. лв.;
- Електрическо, комуникационно оборудване и оборудване за обслужване – 793 хил. лв.;
- Ел. енергия, вода и топлинна енергия – 3 357 хил. лв.

За изчислението на КНР от гореизброените отчетени оперативни разходи, размерът на припознатите с таксономичната дейност е 1 086 хил. лв., като в тях не влиза стойността на разходите за ел. енергия, вода, топлинна енергия, комуникационно и ел. оборудване.

Направените оперативни разходи за външни услуги от Дружеството са в размер на 14 956 хил. лв. Основна част от тях заемат разходите за инспекция на газопровод (11 493 хил. лв.) и разходите за ремонти (2 555 хил. лв.). Останалата част от разходите, които

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

включват - наем, лабораторни изследвания и преглед и проверка на уреди са на обща стойност от 908 хил. лв.. Всеки един от извършените разходи е определен като съобразен с таксономията дейност за развитие на газопреносната система и поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа.

Като част от допустимите за таксономията дейности, Дружеството отчита и разходи за обучения на стойност от 261 хил. лв.

Коефициентът на допустимите за таксономията икономически дейности, които са определени и като екологично устойчиви достигат до 82,44 % към края на 2025 г.

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД не извършва научноизследователска и развойна дейност.

## **10. СЪБИТИЯ, НАСТЪПИЛИ СЛЕД ДАТАТА НА ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ**

Между датата на финансовия отчет и датата на приемането му не са възникнали коригиращи събития. Значителните некоригиращи събития, са както следва:

- След официалното решение на Съвета на ЕС от 8 юли 2025 г. за приемането на България в еврозоната, страната ни официално е приета във валутния съюз, считано от 01.01.2026 г. с фиксиран курс 1 EUR = 1.95583 BGN, утвърден без възможност за промяна. За да се осигури безпроблемен и прозрачен процес, отговорните институции издадоха Закона за въвеждане на еврото в Република България (ЗВЕРБ). Съгласно Закон за въвеждане на еврото в Република България, считано от 1 януари 2026 г., официалната парична единица и законно платежно средство в Република България е еврото. Въвеждането на еврото като официална валута в Република България представлява промяна във функционалната валута, която ще бъде отчетена проспективно и не представлява коригиращо събитие след датата на финансовия отчет. Финансовите отчети с дата след 1 януари 2026 г. се съставят и представят в евро, като сравнителната информация за предходния отчетен период (който е бил в лева) също трябва да бъде преизчислена и представена в евро.
- На 14.01.2026 г. в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел е вписано увеличение на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 1 020 хил. евро. След получено разрешение от Министъра на енергетиката с протокол № Е-РД-21-49/30.12.2025 г., „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД увеличи капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД с парична вноска в размер на 1 020 хил. евро, чрез издаване на 2 000 000 броя нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност 0,51 евро всяка една, като БЕХ ЕАД записа и придоби цялата нова емисия акции.
- През месец януари 2026 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД получи официално уведомление от Европейската изпълнителна агенция за климата, инфраструктурата и околната среда (CINEA) за одобрение на проектното предложение и стартиране на процеса по подготовка на грантово споразумение. Проектното предложение включва дейности от категория „проучвания“, свързани с изпълнението на ПОИ 10.3.2 „Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция“. Проектът предвижда изграждането на двупосочна инфраструктура за пренос на водород между България и Гърция, включително линейна част с дължина

Годишен консолидиран доклад за дейността

за годината, приключваща на 31 декември 2025 година

приблизително 250 км и две нови компресорни станции с индикативен общ компресорен капацитет около 48 MW. Проектът цели осигуряване на капацитет за пренос на водород в размер на приблизително 0,9 Mt/y (80 GWh/d). Одобреният проект е с номер 101287437 – 10.3.2-BG-S-M-25-PCI 10.3.2 – Проучвания, като максималният размер на безвъзмездната финансова помощ възлиза на 4 561 хил. евро, представляващи 50% от общите допустими разходи в размер на 9 123 хил. евро.

- След края на отчетния период и до датата на одобрение на годишния консолидиран финансов отчет за публикуване възникнаха съществени геополитически събития, свързани с ескалация на военен конфликт между САЩ и Иран характеризиращ се с взаимни военни действия. Събитията водят до повишена геополитическа несигурност и риск за енергийните доставки. Към датата на изготвяне на настоящия отчет не може да бъде направена надеждна оценка на потенциалното финансово въздействие върху дейността на Дружеството. Към момента ръководството не е установило съществено пряко въздействие върху дейността и финансовото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД и продължава да следи развитието на ситуацията.

- На 17.02.2026 г. Върховният касационен съд не допусна касационно обжалване на въззивното решение № 229/28.04.2025г. на САС във връзка с дело № 458 по описа на Софийски градски съд за неплатени главници и дължими неустойки за забавени плащания по договор за пренос на природен газ по газопреносните мрежи на Дружеството с „Булгаргаз“ ЕАД, в обжалваната му част. Решението на САС е в сила, искът е частично уважен и на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъдени съдебни вземания в брутен размер на 293 хиляди евро главници, неустойки за забавени плащания, разноски по делото и законна лихва към 31.03.2026 г

## **ИЗПЪЛНИТЕЛЕН ДИРЕКТОР**

**Владимир Малинов**

## **ДИРЕКТОР ДИРЕКЦИЯ „ФИНАНСИ И КОНТРОЛ“**

**Захари Дечев**



# **КОНСОЛИДИРАНА ДЕКЛАРАЦИЯ ЗА КОРПОРАТИВНО УПРАВЛЕНИЕ**

**на**

**„БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД**

**2025 г.**



**БУЛГАРТРАНСГАЗ**

---

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

Настоящата декларация за корпоративно управление е отделен доклад, който се публикува заедно с Доклада за дейността на Групата и е изготвена в изпълнение на изискванията на чл. 61, ал. 3, т.5 от Правилника за прилагане на Закона за публичните предприятия (ППЗПП), в съответствие с чл. 100н, ал. 7, т.1 и ал.8 от Закона за публичното предлагане на ценни книжа (ЗППЦК).

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е предприятие от обществен интерес по смисъла и реда на параграф 1, т.22, б. к от Допълнителните разпоредби на Закона за счетоводството.

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е дружество със седалище и адрес на управление в Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66.

Дружеството е вписано в търговския регистър при Агенция по вписванията с ЕИК 175203478.

**1. ИНФОРМАЦИЯ ПО ЧЛ. 100Н, АЛ. 8, Т. 1 ОТ ЗППЦК относно спазване по целесъобразност на: а) Националния кодекс за корпоративно управление или б) друг Кодекс за корпоративно управление, както и информацията относно практиките на корпоративно управление, които се прилагат от Дружеството в допълнение на Кодекса по буква „а“ или буква „б“**

Групата спазва по целесъобразност Националния кодекс за корпоративно управление (последна редакция към юни 2024 г.), одобрен с решение на Комисията по финансов надзор от 05.06.2025 г. и утвърден от Националната комисия по корпоративно управление.

Кодексът се прилага на основата на принципа „спазвай или обяснявай“. Това означава, че Групата спазва Кодекса, а в случай на отклонение, ръководството следва да изясни причините за това.

Освен Националния кодекс за корпоративно управление, Групата спазва принципи и норми на добро корпоративно управление, установени с Търговския закон и Закона за публичните предприятия. Доброто корпоративно управление означава лоялност и отговорно корпоративно ръководство, прозрачност и независимост, както и отговорност на Групата пред обществото.

В компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е приет и действа Етичен кодекс, с който са установени нормите на поведение, които най-точно отразяват споделените принципи и ценности в Групата. Изграждането на корпоративна култура се счита за един от основните фактори за успех по пътя към осъществяването на мисията, визията, стратегическите и оперативни цели на Групата. Етичният кодекс се прилага и спазва от Управителния съвет, ръководителите и всички служители и работници в Групата, които демонстрират лична почтеност и етични ценности при изпълнение на служебните си задължения.

На служителите в Групата е осигурен достъп до Етичния кодекс, посредством вътрешната страница на компанията-майка. С декларацията служителите потвърждават, че са запознати и се придържат към изискванията на Етичния кодекс, като всяко

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

следващо изменение се довежда до знанието на служителите. След запознаване с измененията, служителите потвърждават това с подписването на нова декларация.

**2. ИНФОРМАЦИЯ ПО ЧЛ. 100н, АЛ.8, Т.2 ОТ ЗППЦК относно обяснение от страна на Дружеството кои части от Кодекса за корпоративно управление по т.1, буква „а“ или буква „б“ не спазва и какви са основанията за това, съответно, когато Групата е решила да не се позовава на никое от правилата на Кодекса за корпоративно управление – основания за това**

Групата спазва основните принципи на Националния кодекс за корпоративно управление, относими за дейността му, доколкото същите не противоречат на законодателството.

Групата стриктно спазва изискванията за разкриване на информация по отношение на срок и пълнота съгласно българското законодателство и съгласно указанията на Министъра на енергетиката. Своевременно се оповестява информация по годишните, шестмесечните и тримесечните финансови отчети, доклади за дейността на интернет страницата на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД и нейното дъщерно дружество „Газов хъб Балкан“ ЕАД и чрез уеб базираната електронно-информационна система за публичните предприятия на Агенцията за публичните предприятия и контрол.

На интернет страницата на Дружествата <https://www.bulgartransgaz.bg/> и <https://www.balkangashub.bg/bg> периодично се публикува важна и съществена информация от дейността му.

Групата няма одобрени общи правила за отчитане на интересите на заинтересованите лица, но по всички въпроси, които пряко или непряко ги касаят, се извършват съгласувателни процедури при зачитане на техните права, установени със закон или по силата на взаимни споразумения с Групата, както и при съобразяване със заинтересованите лица в съответствие с принципите за прозрачност, отчетност и бизнес етика и защита на човешките права.

**3. ИНФОРМАЦИЯ ПО ЧЛ. 100н, АЛ.8, Т.3 ОТ ЗППЦК – описание на основните характеристики на системите за вътрешен контрол и управление на риска на Групата във връзка с процеса на финансово отчитане**

В Групата е създадена и функционира единна система за финансово управление и контрол, състояща се от политики, правилници, вътрешни правила и инструкции, систематизирани в съответствие с управленската отговорност и взаимосвързаните елементи на финансовото управление и контрол, съгласно чл. 5 от Закона за финансовото управление и контрол в публичния сектор (контролна среда, управление на риска, контролни дейности, информация и комуникация, мониторинг).

Финансовото управление и контрол в компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД се осъществява чрез въведени от ръководството системи, включващи политики, процедури и дейности, с цел да се осигури разумна увереност за постигане целите на Групата чрез съответствие със законодателството, вътрешните актове и договори; надеждност и всеобхватност на финансовата и оперативна информация; икономичност, ефективност и ефикасност на дейностите; опазване на активите и информацията;

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

предотвратяване и разкриване на нередности, както и предприемане на последващи действия.

В изпълнение на изискванията за добро финансово управление въведените правила за вътрешен контрол са насочени към икономично, ефективно и ефикасно управление и разходване на публичните средства, в т.ч. и към придобиването с най-малки разходи на необходимите ресурси за осъществяване на дейността при спазване на изискванията за качество на ресурсите и постигането на максимални резултати от използваните ресурси при осъществяване на дейността на Групата.

**Контролната среда в Групата включва:**

- Целеполагане;
- Лична почтеност и професионална етика на служителите в Групата;
- Управленска философия и стил на работа;
- Организационна структура, осигуряваща разделение на отговорностите, отчетност и докладване;
- Политика за управление на човешките ресурси;
- Компетентност и професионални умения на персонала.

Бизнес програмата и Десетгодишният план за развитие на газопреносните мрежи на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД са дългосрочни стратегически документи на Групата, в които ръководството определя основните цели, ключовите етапи и необходимите средства с оглед постигането на мисията, визията за развитие и утвърждаване на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим газопреносен оператор и оператор на подземно газохранилище „Чирен“, в унисон с утвърдените практики в сектора.

За да се изпълняват ефективно политиките в Групата е разработена оптимална структура за постигането на поставените стратегически и оперативни цели. Организационната структура на Групата осигурява разделяне на отговорностите, йерархичност, ясни правила, права, задължения и нива на докладване.

Всяко звено на компанията-майка (дирекция/отдел/регионално звено, служители и работници) има ясно дефинирани правомощия и отговорности при вземане на решения, изпълнение и осъществяване на контрол, описани в организационната структура, функционални характеристики и заповеди на Изпълнителния директор и т.н.

Създадени са адекватни линии за контрол, отчетност и докладване, съответстващи на делегираните правомощия с цел наблюдение на постигнатите резултати.

С цел наблюдение, анализ и оценка на изпълнението на Бизнес програмата на Групата, се изготвят Отчети за изпълнението на Бизнес програмата на всяко тримесечие, в което са отразени годишната програма за инвестиции и експлоатационна поддръжка, финансовите показатели, натуралните показатели и информацията относно състоянието и резултатите от дейността на Групата.

Ръководството на Групата разглежда управлението на човешките ресурси като ключов фактор за изпълнение на своите мисия, цели и програми. Служителите в Групата, тяхната квалификация, умения и мотивация са решаващо условие за обезпечаване на

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

развитието му като национален и регионален газопреносен оператор, инвестиращ в поддържане и разширяване на надеждна газова инфраструктура, участващ в трансгранични енергийни проекти и играещ ключова роля в постигането на целите на общоевропейския свободен газов пазар.

Процесите по подбор и назначаване на персонала са подробно описани в процедура „Управление на човешките ресурси“ и спомага за назначаването на квалифицирани служители.

**Процесът по управление на риска** е насочен към осигуряване на благоприятни условия за постигане на стратегическите и оперативни цели на Групата. Управлението на риска в Групата е структуриран, последователен и непрекъснат процес, интегриран в оперативната му дейност, с ясно разпределени отговорности и роли.

Управлението на риска в Групата се осъществява в тясно взаимодействие с вътрешния одитор, който съгласно Международните стандарти за професионална практика по вътрешен одит оценява системите за управление на риска, идентифицира и оценява съществените рискове и подпомага ръководството без да поема управленска отговорност за практическото управление на рисковете.

В Групата се прилага Стратегия за управление на риска, която е изготвена в изпълнение на чл.12, ал.3 от Закона за финансовото управление и контрол в публичния сектор (ЗФУКПС), както и във връзка със заложените в Бизнес програмата на Групата стратегически и оперативни цели.

Стратегията за управление на риска на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработена също така в съответствие с Указанията за управление на риска в организациите в публичния сектор, утвърдени със Заповед №ЗМФ 184/06.03.2020 г. и въвежда стандартизиран подход за управление на риска в Групата, който позволява навременно предприемане на адекватни действия спрямо идентифицирани рискове, застрашаващи постигането на целите на Групата.

В Стратегията за управление на риска на компанията-майка "Булгартрансгаз" ЕАД, въвеждането и контролът върху процеса по управление на риска е отговорност на Изпълнителния директор. В съответствие с възможностите, предоставени от чл. 9 ал. 1 от Закона за финансовото управление и контрол в публичния сектор, Изпълнителният директор делегира правомощията си на други лица от Дружеството, отговорни за управлението на риска:

- Риск мениджмънт;
- Собственици на риска;
- Служителите в Дружеството;
- Вътрешен одит.

Риск-мениджмънтът организира и координира целия процес по управление на риска в компанията-майка и неговите роли и отговорности, както и на всички гореизброени участници в процеса, са подробно разписани в Стратегията за управление на риска. Определянето на рисковете в Групата се извършва на ниво организационна единица, като на този етап се определят външните и вътрешните събития, които могат да настъпят и да повлияят неблагоприятно на дейностите/процесите за постигане на

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

стратегическите и оперативни цели на Групата. За определянето на съществените рискове се използват различни източници на информация, които могат да подпомогнат риск собствениците за определяне на източниците и факторите, които могат да доведат до проявление на риска.

В компанията-майка "Булгартрансгаз" ЕАД също така е изготвен риск-регистър, в който са документирани идентифицираните рискове, тяхната оценка и съответните реакции за противодействие на риска. Той се преглежда регулярно на всеки 6 месеца и при всяка извънредна ситуация, като всички собственици на риска са пряко ангажирани в оценката на риска и попълването на риск-регистъра.

Собствениците на риска извършват текущ мониторинг на идентифицираните рискове в Групата, като периодично рисковете се ревизират, изготвят се периодични доклади със съответната честота на база поставената оценка на риска. При необходимост се предприемат коригиращи действия на база резултатите от извършения мониторинг. Оценката и мониторингът на риска се документират в годишен Доклад за оценка и мониторинг на риска до управителните органи на Групата, представен от риск-мениджмънта.

**Контролните дейности**, които се прилагат в Системата за Финансово Управление и Контрол, както и въведените правила, процедури и действия са насочени към намаляване на рисковете, за постигане на целите на организацията и допринасящи за изпълнение на решенията на ръководителите, свързани с финансовото отчитане и комуникации.

На този етап в Групата са въведени следните ефективни контролни дейности и линии на защита:

- **Правила за прилагане на система на двоен подпис** – всеки процес, процедура и финансово задължение и плащане се осъществява след полагане на подписите на лицето, отговорно за счетоводните записвания и ръководителя на организацията. Тази система дава сигурност, че поемането на задължение/нареждането на плащане са извършени от оторизирани лица;
- **Правила за достъп до активи и информация** – в Групата се прилага Политика за контрол на достъпа, както и Политика за поверителност и защита на личните данни;
- **Вътрешни правила за осъществяване на предварителен контрол за законосъобразност**, Разработените „Вътрешните правила за осъществяване на предварителен контрол за законосъобразност“ в компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД имат за цел да регламентират целите, обхвата, реда и начина на осъществяване на предварителен контрол за законосъобразност по смисъла на Закона за финансовото управление и контрол в публичния сектор (ЗФУКПС) в Групата;
- **Проверка за публични задължения при разплащане по договори** на стойност на или над 10 000,00 лв. (5 112,92 евро) или единични плащания в същия размер, за които се извършва докладване до НАП и „Агенция митници“. Разплащането се извършва след получаване на разрешение от тяхна страна;

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

- **Контрол по предоставените банкови гаранции и гаранции за добро изпълнение**, служещи за обезпечение по договори за предоставяни услуги от компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД и по договори за строителство;
- И други.

Функциите по одобряване, изпълнение, осчетоводяване и контрол се осъществяват от различни служители. Осигурява се разделяне на отговорностите, йерархичност, ясни правила, права, задължения и нива на докладване и прилагане на системата за „двоен подпис“.

Системата на двойния подпис се прилага ефикасно и е един от основните контролни елементи, действащи в Групата. Тя действа ежедневно при всички процеси, процедури и операции, свързани с поемане на задължение или извършване на разход, приход независимо от техния размер.

**Системата за мониторинг на финансовото управление и контрол** е с цел да се оцени адекватното му функциониране, и да се гарантира навременното му актуализиране при промени в условията. В Групата системата включва текущо наблюдение и самооценка.

Текущо се наблюдава и периодично се оценява състоянието на вътрешния контрол от Изпълнителния директор, Управителен съвет, Надзорен съвет, вътрешен одитор и одитния комитет. Състоянието на вътрешния контрол се оценява периодично - ежемесечно, тримесечно, шестмесечно, годишно, като своевременно се предприемат мерки за отстраняване на констатирани слабости. Ежегодно се одобрява Програма за одит на интегрираната система за управление, която включва вътрешен и външен одит на отделните компоненти на системата, като здраве и безопасност, околна среда и сигурност на информацията.

Дирекция „Финанси и контрол“ извършва текущ мониторинг на разходите, приходите и задълженията и отражението им спрямо Бизнес програмата и Десетгодишния план за развитие на газопреносната мрежа на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД. На аналитично ниво се прави преглед на разходите по отделните набирателни сметки, а на синтетично ниво се анализират агрегираните разходи по групи сметки, които носят информация за процеси, обекти, типове дейности и др.

Текущият мониторинг е подпомогнат от подходяща информационна система, която позволява осчетоводяване на разходите и отчитане на движенията по сметки в реално време.

Последващ етап на мониторинга е периодичното изготвяне на справки на тримесечен период, като данните се съпоставят спрямо:

- предвиденото за съответния период в одобрената Бизнес програма;
- реалните разходи за същия период през предходната отчетна година.

От 2009 г. в компанията-майка е създаден и функционира вътрешен одит. В качеството си на трета линия на защита, вътрешният одитор чрез одитните ангажименти, които извършва и одитните доклади, които изготвя предоставя увереност на ръководството за ефективността на управлението на риска, вътрешния контрол и управлението, както

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

и за начина, по който първата и втората защитни линии постигат целите на управлението на риска и контрола.

### **Процес на финансово отчитане**

Настоящите счетоводни политики на Групата са разработени на основание изискванията на Международните стандарти за финансово отчитане (МСФО), приети за прилагане от Европейската комисия.

Групата изготвя финансовите си отчети на база Международните стандарти за финансово отчитане.

Международните стандарти за финансово отчитане включват:

- ✓ Международни стандарти за финансово отчитане (МСФО);
- ✓ Международни счетоводни стандарти (МСС);
- ✓ Разяснения, дадени от Комитета за разяснения на МСФО (КРМСФО) или бившия Постоянен комитет за разяснения (ПКР).

Счетоводните политики на Групата се одобряват и изменят с решение на Управителния съвет по предложение на главния счетоводител и/или Директор дирекция „Финанси и контрол“.

Ръководството на Групата носи отговорността за осигуряване подходящо поддържане на счетоводните данни и на процесите, които гарантират, че финансовата информация е уместна, надеждна, в съответствие с приложимото законодателство и се изготвят и публикуват от Групата своевременно. Ръководството на Групата преглежда и одобрява финансовите отчети, за да се гарантира, че финансовото състояние и резултатите на Групата са правилно отразени.

Външният регистриран одитор прави преглед и докладва за съществени въпроси, включени в одиторския доклад.

Финансовата информация, публикувана от Групата, е обект на одобрение от страна на Управителния и Надзорния съвет на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД.

## **4. ИНФОРМАЦИЯ ПО ЧЛ. 100н, АЛ. 8, Т. 4 ОТ ЗППЦК**

**4.1. Информация по чл. 10, параграф 1, буква „в“ от Директива 2004/25/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 21 април 2004 г. относно предложенията за поглъщане – значими преки или косвени акционерни участия (включително косвени акционерни участия чрез пирамидални структури и кръстосани акционерни участия) по смисъла на чл.85 от Директива 2001/34/ЕО**

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество от структурата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, като едноличен собственик на капитала е „Български енергиен холдинг“ ЕАД, чийто принципал е Министерството на енергетиката.

На 02.12.2025 г. в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел е вписано увеличение на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 95 292 033 лв. След получено разрешение от Министъра на енергетиката и съгласно

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

решение по протокол № 73/20.11.2025 г. на Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД, „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД увеличи капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД с парична вноска в размер на 95 292 033 лв., чрез издаване на 95 292 033 броя нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност 1 лев всяка една, като БЕХ ЕАД записа и придоби цялата нова емисия акции.

Съгласно Закона за въвеждане на еврото в Република България на 14.01.2026 г. в Търговския регистър е обявен превалутирания размер на капитала в размер е 873 159 931,47 евро, разпределен в 1 712 078 297 броя обикновени поименни акции. Всички акции са с номинална стойност от 0.51 евро.

С решение на Съвета на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД и разрешение от Министъра на енергетиката, през 2017 г. капиталът на „Булгартрансгаз“ ЕАД е увеличен по реда на чл. 193 от Търговския закон чрез непарична вноска (апорт), представляваща 50% от акциите на „Булгартел“ ЕАД, собственост на „БЕХ“ ЕАД. Непаричната вноска е за 3 хил. броя акции от капитала на „Булгартел“ ЕАД на стойност 3 256 хил. лева, чрез издаване на 3 256 хил. броя нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност в размер на 1 лев. На 23.11.2017 г. в Търговския регистър е вписано увеличението на капитала на Дружеството с непаричната вноска.

Останалата част от капитала и правата на глас в „Булгартел“ ЕАД се притежават от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Разпределението на капитала и правата на глас са основанието за класифициране на инвестицията като такава в съвместно контролирано предприятие.

„Булгартел“ АД е със седалище в Република България. Основният предмет на дейност на „Булгартел“ АД включва търговска, маркетингова и инженерингова дейност по далекосъобщенията, изграждане, използване и поддръжка на далекосъобщителни мрежи и информационни системи, и предоставяне на далекосъобщителни и информационни услуги, както и всяка друга дейност, която не е забранена със закон. Акциите на „Булгартел“ АД не се котират на фондова борса.

В консолидирания финансов отчет инвестицията в „Булгартел“ АД се отчита по себестойност.

С Решение на Управителния съвет от 15.01.2019 г. и одобрение на Надзорния съвет на Дружеството, компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД учреди еднолично акционерно дружество с наименование „Газов хъб Балкан“ ЕАД, като на по-късен етап не повече от 49% от акциите на „Газов хъб Балкан“ ЕАД биха могли да бъдат прехвърлени потенциално на трети лица. Дружеството е вписано в Търговски регистър и регистъра на ЮЛНЦ към Агенцията по вписванията на 18.01.2019 г.

Стойността на инвестицията е в размер на 500 хил. лв., която представлява и размера на регистрирания капитал на дъщерното дружество.

В изпълнение на решение № 6 на Министерски съвет на Република България от 08.01.2020 г., компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД придоби акционерно участие в размер на 20% от капитала на Газтрейд С.А., дружество, регистрирано съгласно законите на Република Гърция. Дружеството е собственик и лицензиран оператор на терминала за регазификация на втечен природен газ до град Александруполис. Отношенията между петимата акционери в дружеството, правомощията на

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

управителните органи и начините за прехвърляне на акции са стриктно регламентирани в устава на дружеството и в споразумението между акционерите.

- 4.2. Информация по чл. 10, параграф 1, буква „г“ от Директива 2004/25/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 21 април 2004 г. относно предложенията за поглъщане – притежателите на всички ценни книжа със специални права на контрол и описание на тези права**

Групата няма издадени ценни книжа със специални права на контрол.

- 4.3. Информация по чл. 10, параграф 1, буква „е“ от Директива 2004/25/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 21 април 2004 г. относно предложенията за поглъщане – всички ограничения върху правата на глас, като например ограничения върху правата на глас на притежателите на определен процент или брой гласове, крайни срокове за упражняване на правата на глас или системи, посредством които чрез сътрудничество с Дружеството финансовите права, предоставени на ценните книжа, са определени от притежаването на ценните книжа**

Няма ограничения върху правата на глас.

- 4.4. Информация по чл. 10, параграф 1, буква „з“ от Директива 2004/25/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 21 април 2004 г. относно предложенията за поглъщане – правилата, с които се регулира назначаването или смяната на членовете на съвета и внасянето на измененията в учредителния договор**

Правилата, с които се регулира назначаването или смяната на членове на Управителния и Надзорния съвет са описани в т. 5.

- 4.5. Информация по чл. 10, параграф 1, буква „и“ от Директива 2004/25/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 21 април 2004 г. относно предложенията за поглъщане – правомощията на членовете на съвета, и по-специално правото да се емитират или изкупуват обратно акции**

Правомощията на членовете на Управителния и Надзорния съвет са описани в т. 5.

- 5. ИНФОРМАЦИЯ ПО ЧЛ. 100н, АЛ. 8, Т. 5 ОТ ЗППЦК – Състав и функциониране на административните, управителните и надзорните органи и техните комитети**

Органи на управлението на компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД са:

- Единоличен собственик на капитала;
- Надзорен съвет;
- Управителен съвет.

Компанията-майка има назначен Одитен комитет по чл. 107 от Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта.

## **5.1. Едноличен собственик на капитала**

### **5.1.1. Статут**

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество с двустепенна форма на управление, действащо съгласно разпоредбите на Търговския закон и приложимото законодателство в Република България.

Дружеството е със статут на самостоятелно юридическо лице по българското право, отделно от своите акционери.

Дружеството отговаря за задълженията си към кредиторите с цялото си имущество. Отговорността на акционерите е ограничена до размера на направените вноски срещу записаните акции.

### **5.1.2. Компетентност**

(1) Едноличният собственик на капитала има всички права на акционер на Дружеството съгласно закона и устава. Едноличният собственик на капитала решава всички въпроси, които законът поставя в компетентността на общото събрание на акционерите.

- изменя и допълва устава на Дружеството;
- увеличава и намалява капитала на Дружеството;
- преобразува и прекратява Дружеството;
- избира и освобождава членовете на Надзорния съвет и определя възнагражденията им;
- избира и освобождава независимите регистрирани одитори на Дружеството, различни от одиторите на вертикално интегрираното предприятие по смисъла на § 1, т.3а от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката и на дружествата в него;
- одобрява годишния консолидиран финансов отчет след заверка от назначения независим регистриран одитор;
- решава издаването на облигации;
- назначава ликвидаторите при прекратяване на Дружеството освен в случай на несъстоятелност;
- освобождава от отговорност членовете на Надзорния съвет и на Управителния съвет;
- взема решения за откриване, прехвърляне или закриване на клонове на Дружеството;
- одобрява годишния самостоятелен финансов отчет след заверка от назначения независим регистриран одитор, взема решение за разпределяне на печалбата, за попълване на фонд „Резервен“ и за изплащане на дивидент;
- определя размера на гаранцията, която дават за своето управление членовете на Надзорния и Управителен съвет;

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

- без да се засягат решенията на Надзорния съвет по чл.24 от Устава на Дружеството, осигурява своевременно на независимия преносен оператор достатъчни финансови ресурси за бъдещи инвестиционни проекти и/или за подмяна на съществуващите активи при обосновано и икономически целесъобразно искане от Управителния съвет на Дружеството;
- решава и други въпроси, предоставени в негова компетентност от закона и Устава на „Булгартрансгаз“ ЕАД;

Едноличният собственик на капитала се въздържа от действия, възпрепятстващи или увреждащи Дружеството при изпълнение на задълженията му по закон и с действията си не определя пряко или непряко конкурентното поведение на Дружеството по отношение на текущите му дейности и с управлението на мрежата или по отношение на дейностите, необходими за изготвянето на 10-годишния план за развитие на мрежата.

### **5.1.3. Вземане на решения**

(1) Едноличният собственик на капитала взема решения от компетентността на редовно годишно общо събрание веднъж годишно, а от компетентността на извънредно общо събрание – в зависимост от необходимостта. За упражняването на компетентността на общо събрание от едноличния собственик на капитала не се обявява покана в търговския регистър и регистър на ЮЛНЦ. Едноличният собственик на капитала може да взема решения от компетентността на общо събрание по всяко време в писмена форма, като изпраща на Надзорния и Управителния съвет чрез Председателите им оригинал на решенията си.

(2) Управителният съвет или Надзорния съвет, в съответствие с чл.223 от Търговския закон, изпраща писмено уведомление до едноличния собственик на капитала относно необходимостта за вземане на решения от последния. Писменото уведомление съдържа предложения относно въпросите, по които Управителният съвет или Надзорният съвет предлага на едноличния собственик на капитала да вземе решения. Предложенията не обвързват едноличния собственик на капитала да разгледа и реши поставените въпроси, нито го ограничават относно кръга на въпросите, по които може да вземе решения, освен ако не се касае за обвързващи едноличния собственик на капитала решения съгласно закона или Устава на Дружеството.

(3) За решенията на едноличния собственик на капитала се съставя протокол в писмена форма, който се подписва от членовете на Съвета на директорите на едноличния собственик на капитала;

(4) Заявяването за вписване на решенията на едноличния собственик на капитала, когато тези решения подлежат на вписване, се осъществява от Изпълнителния член (Изпълнителните членове) на Управителния съвет или изрично упълномощено(и) от него (тях) лице(а).

## **5.2. Надзорен съвет**

### **5.2.1. Състав**

Към 31.12.2025 г. членовете на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД са, както следва:

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

- Снежана Бобева Йовкова - Маркова;
- Николай Иванов Стефанов;
- Драгомир Митков Монеv;
- Екатерина Христова Михайлова
- Деян Валериев Димитров

Драгомир Монеv е Председател, а Снежана Йовкова-Маркова е Заместник - председател на Надзорния съвет на Дружеството.

### **5.2.2. Статут**

(1) Надзорният съвет на компанията-майка се състои от 5 до 7 членове – физически лица. В състава на Надзорния съвет влизат и независими лица, които трябва да са не по-малко от една трета, но не повече от една втора от него. Членовете на Надзорния съвет се избират и освобождават от Едноличния собственик на капитала. Изборът и назначаването им се извършва от Едноличния собственик на капитала след провеждане на конкурс, при условия и по ред, уредени в Правилника за прилагане на Закона за публичните предприятия. За избора, както и за предсрочното освобождаване на членовете на Надзорния съвет се уведомява Комисия за енергийно и водно регулиране („КЕВР“) при спазване на процедурата и изискванията на Закона за енергетиката.

(2) Независимите членове на Надзорния съвет трябва да отговарят на изискванията на чл. 20 от Закона за публичните предприятия и чл. 23, ал.5 от Устава на Дружеството. Независим член не може да бъде:

1. служител в публичното предприятие;
2. акционер/съдружник в същото публично предприятие;
3. лице, което лично или чрез свързани лица има търговски отношения с публичното предприятие;
4. едноличен търговец, акционер или съдружник в търговско дружество, което има същия или сходен предмет на дейност като публичното предприятие;
5. свързано лице с друг член на управителен или контролен орган на публичното предприятие.

(3) Не са независими членове представителите на държавата в Надзорния съвет на дружеството.

(4) Членовете на Надзорния съвет се избират за срок от 3 до 5 години, а на първия Надзорен съвет - за срок от 3 години. Надзорният съвет продължава да осъществява дейността си и след изтичане на мандата, до избора на нов Надзорен съвет. Председателят на Надзорния съвет трябва да е независим член.

(5) Член на Надзорния съвет на дружеството може да бъде български гражданин или гражданин на Европейския съюз, на държава-страна по Споразумението за Европейско икономическо пространство или на Конфедерация Швейцария, който:

1. има завършено висше образование;

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

2. има най-малко 5 години професионален опит;
3. не е поставен под запрещение;
4. не е осъждан за умишлено престъпление от общ характер;
5. не е лишен от право да заема съответната длъжност;
6. не е обявен в несъстоятелност като едноличен търговец или неограничено отговорен съдружник в търговско дружество, обявено в несъстоятелност, ако са останали неудовлетворени кредитори;
7. не е бил член на управителен или контролен орган на дружество, съответно кооперация, прекратени поради несъстоятелност през последните две години преди назначаването, ако са останали неудовлетворени кредитори;
8. не е съпруг или лице във фактическо съжителство, роднина по права линия, по сребрена линия – до четвърта степен включително и по сватовство – до втора степен включително на управител или член на колективен орган за управление и контрол на същото публично предприятие;
9. не заема висша публична длъжност по чл.6, ал.1 т.1-38 и 41-43 от Закона за противодействие на корупцията, не е член на политически кабинет и секретар на община;
10. не извършва търговски сделки от свое или чуждо име, сходни с дейността на дружеството;
11. не е съдружник в събирателни, в командитни дружества и в дружества с ограничена отговорност, когато то осъществява дейност, сходна с дейността на дружеството;
12. не е управител или член на изпълнителен или контролен орган на друго публично предприятие по смисъла на ЗПП;
13. отговаря на други изисквания, предвидени в закона.

### **5.2.3. Компетентност**

- осъществява общ надзор и контрол върху дейността на Управителния съвет на Дружеството;
- избира и освобождава членовете на Управителния съвет съобразно правилата на Устава на Дружеството и на закона и определя възнагражденията им;
- приема по собствена инициатива или по предложение на Управителния съвет решения:
  - по въпроси, които съществено могат да повлияят върху стойността на активите в Дружеството;
  - по въпроси, свързани с одобряването на годишните и дългосрочни финансови планове на Дружеството или каквито и да е било промени в тях;
  - по въпроси, свързани с нивото на задлъжнялост на Дружеството;
  - относно размера на дивидентите;

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

- избира и назначава отговорник по съответствието по смисъла на чл.81к (2) от Закона за енергетиката и чл.33 от Устава на Дружеството;
- решава и други въпроси, предоставени в неговата компетентност от закона и Устава на Дружеството;

#### **5.2.4. Договори с членове на Надзорния съвет, възнаграждения и разходи**

Отношенията между Дружеството и член на Надзорния съвет се уреждат с договор за управление и контрол. Договорът се сключва от името на Дружеството чрез лице, оправомощено от Едноличния собственик на капитала. Възнаграждението на членовете на Надзорния съвет е изцяло обвързано с дейността на Дружеството и не зависи от дейностите или резултатите на другите дружества, част от вертикално интегрираното предприятие. Членовете на Надзорния съвет задължително дават гаранция за своето управление в размер, определен от Едноличния собственик на капитала, но не по-малко от 3-месечното им брутно възнаграждение. Дадената гаранция се връща след прекратяване на договора и след решение на Едноличния собственик на капитала за освобождаване от отговорност на съответния член на Надзорния съвет.

Надзорният съвет приема правилник за дейността си и избира председател и заместник - председател. Правилникът се одобрява от Едноличния собственик на капитала на Дружеството.

Надзорният съвет се събира на редовни заседания най-малко веднъж месечно.

Членовете на Надзорния съвет се командирова в страната от Председателя на Надзорния съвет (включително като се командирова сам), а в чужбина от лицето (лицата), което (които) представляват Холдинга.

### **5.3. Управителен съвет**

#### **5.3.1. Състав**

**Състав на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД към 31.12.2025 г.:**

- Дарина Христова Колева;
- Кирил Димчов Равначки;
- Владимир Асенов Малинов

Дарина Колева е Председател на Управителния съвет на Дружеството, а Владимир Асенов Малинов е Изпълнителен директор на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **5.3.2. Статут**

(1) Управителният съвет отговаря пред Надзорния съвет за управлението на Дружеството. Той заседава в зависимост от необходимостта, но не по-рядко от веднъж месечно.

(2) Управителният съвет е в състав от 3 до 9 члена – физически лица, които се избират и освобождават от Надзорния съвет съгласно разпоредбите на действащото законодателство. Решенията на Надзорния съвет за избор, както и информация за условията, при които съответният член е избран, включително продължителността на мандата му и определеното му възнаграждение съответно решенията за предсрочно освобождаване на членовете на Управителния съвет и мотивите към тях се изпращат

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

на КЕВР. Решенията пораждат действие, в случай че КЕВР не възрази срещу тях в 3-седмичен срок от уведомяването, при спазване на процедурата и изискванията на закона. Членовете на Управителния съвет са независими от държавата.

(3) Членовете на Управителния съвет се избират за срок от 3 до 5 години, а на първия управителен съвет – за срок от 3 години. Управителният съвет продължава да осъществява дейността си и след изтичането на мандата, до избора на нов Управителен съвет.

(4) Член на Управителния съвет може да бъде български гражданин или гражданин на Европейския съюз, на държава-страна по Споразумението за ЕИП или на Конфедерация Швейцария, който:

1. има завършено висше образование;
2. има най-малко 5 години професионален опит;
3. не е поставен под запрещение;
4. не е осъждан за умишлено престъпление от общ характер;
5. не е лишен от право да заема съответната длъжност;
6. не е обявен в несъстоятелност като едноличен търговец или неограничено отговорен съдружник в търговско дружество, обявено в несъстоятелност, ако са останали неудовлетворени кредитори;
7. не е бил член на управителен или контролен орган на дружество, съответно кооперация, прекратени поради несъстоятелност през последните две години преди назначаването, ако са останали неудовлетворени кредитори;
8. не е съпруг или лице във фактическо съжителство, роднина по права линия, по съребрена линия – до четвърта степен включително и по сватовство – до втора степен включително на управител или член на колективен орган за управление и контрол на същото публично предприятие;
9. не заема висша публична длъжност по чл.6, ал.1 т.1-38 и 41-43 от Закона за противодействие на корупцията, не е член на политически кабинет и секретар на община;
10. не извършва търговски сделки от свое или чуждо име, сходни с дейността на дружеството;
11. не е съдружник в събирателни, в командитни дружества и в дружества с ограничена отговорност, когато то осъществява дейност, сходна с дейността на дружеството;
12. не е управител или член на изпълнителен или контролен орган на друго публично предприятие по смисъла на ЗПП;
13. отговаря на други изисквания, предвидени в закона.
14. не заема професионален пост или отговорна длъжност или има икономически интереси или делови отношения, пряко или непряко, с която и да е друга част от вертикално интегрираното предприятие по смисъла на §1, т.3а от Допълнителните

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

разпоредби на Закона за енергетиката или с негови акционери, притежаващи контролен пакет от акции;

15. няма интереси или не получава финансови облаги, пряко или непряко, от която и да е част от вертикално интегрираното предприятие по смисъла на §1, т.3а от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката;

16. мнозинството от членовете на Управителния съвет на Дружеството са лица, които в срок от три години преди назначаването им не са заемали професионален пост или отговорна длъжност, не са имали интереси или делови отношения, пряко или непряко, с вертикално интегрираното предприятие по смисъла на §1, 3а от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката или с която и да е част от него, различна от оператора на преносната мрежа, или с негови акционери, притежаващи контролен пакет от акции. Останалите членове на Управителния съвет са лица, които за период най-малко 6 месеца преди назначаването им не са упражнявали управителна или друга подобна дейност във вертикално интегрираното предприятие.

### **5.3.3. Функции на Управителния съвет**

- (1) Управителният съвет управлява и представлява Дружеството;
- (2) Управителният съвет контролира дейността на Изпълнителния член (Изпълнителни членове). Управителният съвет изпълнява всички функции и решава всички въпроси, които не са от изключителната компетентност на Едноличния собственик на капитала или на Надзорния съвет;
- (3) Вътрешното разпределение и обемът на правото на управление и представителство на членовете на Управителния съвет се определят в Правилата за дейност на Управителния съвет.

### **5.3.4. Компетентност на Управителния съвет**

- взема решения, свързани с текущите дейности на оператора на газопреносната мрежа, управлението на мрежата и дейностите, необходими за изготвянето на 10-годишния план за развитие на мрежата;
- без да се засягат решенията на Надзорния съвет по чл.24 от Устава на Дружеството, взема решения независимо от вертикално интегрираното предприятие по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката или развитието на преносната мрежа;
- без да се засягат решенията на Надзорния съвет по чл.24 от Устава на Дружеството, предлага обвързващи едноличния собственик на капитала решения относно набиране на средства на капиталовия пазар чрез заем или увеличение на капитала;
- изготвя и предлага за приемане на Надзорния съвет годишните и дългосрочните финансови планове, или каквито и да е било промени в тях;
- осъществява инвестиционната политика на Дружеството и приема решения за придобиването, управлението и разпореждането със собственост и други права върху недвижими имоти, които не са от изключителна компетентност на Едноличния собственик на капитала или Надзорния съвет и само след приемане

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

на решение от страна на Надзорния съвет, когато такова се изисква от закона или Устава на Дружеството;

- отговоря за изпълнението на условията по лицензите на Дружеството и на дъщерните дружества на Дружеството (ако има такива) и поддържането им, за изпълнението на производствената и бизнес програми на Дружеството, следи за текущото икономическо състояние на Дружеството;
- избира един или двама от членовете си за Изпълнителен(ни) членове и го(ги) овластява да управлява(т) и представлява(т) Дружеството пред трети лица. В случай, че бъдат избрани двама Изпълнителни членове, те представляват Дружеството само заедно;
- взема решения за предложения до КЕВР с оглед нейните правомощия по закон;
- взема решения за предложения до едноличния собственик на капитала или до Надзорния съвет за решаване на въпроси, които са от тяхната компетентност;
- избира прокурист/и на Дружеството. Прокуристът/прокуристите следва да отговарят на изискванията на чл.25, ал.4 от Устава на Дружеството;
- уведомява КЕВР за планирани сделки, които могат да наложат преоценка на спазването от Дружеството на изискванията за независимост, за всички договори на Дружеството с всеки член на вертикално интегрираното предприятие, както и за всички получени финансови средства за бъдещи инвестиционни проекти и/или за подмяна на съществуващи активи от вертикално интегрираното предприятие по смисъла на §1, т.3а от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката;
- участва в избора на особен търговски управител в случаите на чл.56 от Закона за енергетиката;
- решава и други въпроси, предоставени в негова компетентност от закона и Устава на Дружеството.

#### **5.3.5. Договори с членове на Управителния съвет, възнаграждения и разходи**

(1) Отношенията между Дружеството и член на управителния съвет се уреждат с договор за възлагане на управление и контрол. Договорът се сключва в писмена форма от името на Дружеството чрез председателя на Надзорния съвет или чрез упълномощен от него член на Надзорния съвет. Мандатът на съответния член е със срок 5 /пет/ години, считано от датата на вписване на решението в ТРРЮЛНЦ. Договорът регламентира правата и задълженията на страните, размерът на възнаграждението и начина за изплащането му, отговорността на страните при изпълнение, основанията за прекратяване на договора и размера на паричната гаранция, която членовете дават за своето управление, както и размера на неустойката за предсрочно прекратяване на договора. Възнаграждението на членовете на Управителния съвет е изцяло обвързано с дейността на Дружеството и не зависи от дейностите или резултатите на другите части на вертикално интегрираното предприятие.

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

(2) Членовете на Управителния съвет задължително дават гаранция за своето управление в размер, определен от Едноличния собственик на капитал, но не по-малко от тримесечното им брутно възнаграждение. Дадената гаранция се връща след прекратяване на договора и след решение на Едноличния собственик на капитала за освобождаване от отговорност на съответния член на Управителния съвет. Когато гаранцията е била внесена в пари, на връщане подлежат и лихвите върху внесената сума.

(3) При необходимост от служебни пътувания в страната и чужбина, членовете на Управителния съвет се командирова(т) от изпълнителния член (изпълнителните членове) на Управителния съвет за сметка на Дружеството. Изпълнителният член (изпълнителните членове) се командирова(т) сам(и). Разходите за командироване са за сметка на Дружеството.

### **5.3.6. Статут на изпълнителния член на Управителния съвет**

(1) Управителният съвет възлага на Изпълнителния член (изпълнителните членове) да управлява и представлява Дружеството. Неизпълнителните членове на Управителния съвет контролират дейността на Изпълнителния член (изпълнителните членове) на Управителния съвет.

(2) Изпълнителният член на Управителния съвет, в рамките на правомощията, предоставени на Управителния съвет съгласно закона и Устава на Дружеството, представлява Дружеството самостоятелно и има право да извършва всички действия и сделки, свързани с дейността на Дружеството, да съставя и подписва всякакви документи от името на Дружеството, както и да упълномощава други лица за извършването на отделни действия и сделки. При избор на двама изпълнителни членове на Управителния съвет, те представляват Дружеството само заедно.

(3) Изпълнителният член организира дейността на Дружеството и го представлява в съответствие със закона, Устава, Правилника за дейността на Управителния съвет, решенията на Едноличния собственик на капитала, решенията на Надзорния съвет, решенията на Управителния съвет и вътрешните документи на Дружеството. Той осъществява оперативното ръководство на Дружеството, сключва и прекратява трудовите и други договори на служителите и сътрудниците на Дружеството и отговаря за отчетността и архивите на Дружеството. Той решава и всички други въпроси, които не са от изключителна компетентност на Едноличния собственик на капитала, на Надзорния съвет или на Управителния съвет или които са му възложени с решение на Едноличния собственик на капитала, на Надзорния съвет или Управителния съвет.

(4) Договорът за управление с Изпълнителния член (изпълнителните членове) се подписва от Председателя на Управителния съвет или изрично упълномощено от него лице.

## **5.4. Одитен комитет**

### **5.4.1. Състав**

Към 31 декември 2025 г. членове на Одитния комитет на Дружеството са:

- Надя Стефанова
- Момчил Анастасов

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

- Лиляна Драгиева

#### **5.4.2. Статут**

Комитетът е специализиран, наблюдаващ, консултативен орган. Членовете на комитета се избират от министъра на енергетиката на Република България в качеството му на едноличен собственик на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД по предложение на Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД. Комитетът се състои от 3 до 5 членове, единият от които е председател.

#### **5.4.3. Възнаграждение**

- Месечно възнаграждение на членовете на комитета е за сметка и се заплаща от „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- Размерът на месечното възнаграждение е две средни месечни работни заплати за страната, съобразно данни от Националния статистически институт за предходната година;
- На Изпълнителя се заплаща и половината от минималната заплата за страната за всяко едно проведено заседание на одитния комитет на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **5.4.4. Задължения и правомощия**

(1) Одитният комитет осъществява своята дейност съгласно изискванията на Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта, Регламент (ЕС) №537/2014 на Европейския парламент и на Съвета от 16 април 2014 г. относно специфични изисквания по отношение на задължителния одит на предприятия от обществен интерес и за отмяна на Решение 2005/909/ЕО на Комисията (Регламент (ЕС) №537/2014), Директива 2014/56 и Директива 2006/43 на Европейския парламент и на Съвета и настоящия статут.

(2) Комитетът има следните правомощия:

- Одитният комитет информира управителните органи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за резултатите от задължителния финансов одит и пояснява по какъв начин той е допринесъл за достоверността на финансовото отчитане, както и ролята на одитния комитет в този процес.
- Одитният комитет наблюдава процеса на финансово отчитане и представя препоръки и предложения, за да се гарантира неговата ефективност.
- Комитетът преглежда и по преценка изразява мнение относно счетоводната политика на Дружеството и нейното приложение при финансовото отчитане.
- Комитетът наблюдава ефективността на възприетите текущи контроли при ежемесечния преглед на финансовото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД.
- Одитният комитет наблюдава ефективността на вътрешната контролна система, на системата за управление на риска и на дейността по вътрешен одит по отношение на финансовото отчитане в Булгартрансгаз“ ЕАД.
- Комитетът преглежда и изразява становище по стратегията за управление на риска, риск-регистра на Дружеството и годишния доклад за състоянието на системата за финансово управление и контрол.

Комитетът изразява становище по статута и числеността на звеното за вътрешен одит и по стратегическите и годишните планове за дейността по вътрешен одит.

Комитетът обсъжда и приема Годишния доклад за дейността по вътрешен одит и при необходимост се запознава и дава становища по отделни одитни доклади от извършени одитни ангажименти, както и по всички значими въпроси, свързани с вътрешния одит.

- Одитният комитет наблюдава задължителния одит на годишните финансови отчети, включително неговото извършване, като взема предвид констатациите и заключенията на Комисията за публичен надзор над регистрираните одитори по прилагането на чл. 26. параграф 6 от Регламент (ЕС) № 537/2014;

Комитетът се запознава с одитната стратегия и одитния план на задължителния одит и изразява становище по тях, като оценява аргументите в подкрепа на важни решения и направен избор в етапа на планиране.

Комитетът осъществява наблюдение върху изпълнението на одитния план, като дава препоръки до ръководството на Дружеството и одиторите за отстраняване на възникнали затруднения.

Комитетът преглежда проектите на одиторски доклади по чл.59 и чл.60 от ЗНФОИСУ и идентифицираните ключови одиторски въпроси, направените констатации и изразеното одиторско мнение, както и формира становище за годишната работа на задължителния одитор. което включва: независимост на одитора, обективност и професионален скептицизъм, състав на одитния екип, констатации от проверки на Комисията за публичен надзор над регистрираните одитори, комуникация и взаимоотношения с ръководството на Дружеството. Годишното становище се формира на базата на критерии, които се приемат от одитния комитет и се комуникират предварително с одитора.

Комитетът обсъжда Допълнителния доклад на задължителния одитор (изготвен съгласно Чл.11. 1.2 от Регламент (ЕС) № 537/2014 на Европейския парламент и Съвета), и дава препоръки до ръководството на Дружеството за отстраняване на констатираните в доклада съществени слабости и недостатъци.

В случай, че срокът на договора за задължителен одит с един одитор надвишава една година, комитетът изразява становище за работата на одитора за целия период на този договор, което обобщава годишните становища.

- Одитният комитет проверява и наблюдава независимостта на задължителния одитор в съответствие с изискванията на глави шеста и седма от Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта, както и с чл. 6 от Регламент (ЕС) № 537/2014, включително наблюдава целесъобразността на предоставянето на услуги извън одита по чл. 5 от същия регламент;

Комитетът предварително одобрява предоставянето на услуги извън одита от одитора на „Булгартрансгаз“ ЕАД като в 7-дневен срок от датата на решението уведомява Комисията за публичен надзор над регистрираните одитори, както и Управителния съвет на Дружеството за всяко дадено одобрение по чл. 64, ал. 3 и чл. 66, ал. 3 от Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта.

Декларация за корпоративно управление

31 декември 2025 година

- Одитният комитет отговаря за процедурата за подбор на регистрирания одитор с изключение на случаите, когато одитираното предприятие разполага с комисия за подбор, и препоръчва назначаването му.
- Одитният комитет отчита дейността си ежегодно пред Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД.

Одитният комитет изготвя и предоставя на Комисията за публичен надзор над регистрираните одитори в срок до 30 юни годишен доклад за дейността си.

**6. ИНФОРМАЦИЯ ПО ЧЛ. 100н, АЛ. 8, Т. 6 ОТ ЗППЦК – описание на политиката на многообразие, прилагана по отношение на административните, управителните и надзорните органи на емитента във връзка с аспекти, като възраст, пол или образование и професионален опит, целите на тази политика на многообразие, начинът на приложението ѝ и резултатите през отчетния период; когато не се прилага такава политика, декларацията съдържа обяснение относно причините за това**

В Групата се прилага Политика на многообразието по отношение на административните, управителни и надзорни органи, като прилагането на тази политика има за цел да създаде условия за по-многообразна, по-гъвкава и същевременно по-равнопоставена работна среда, предоставяща най-добрите възможности за разгръщане на таланта на всеки.

В Групата не се допуска дискриминация на служителите на основа на пол, раса, възраст, религия, имотно състояние, здравен статус, политически убеждения или националност. Зачитат се правата и личното достойнство на всеки. Тези разпоредби за разписани в редица вътрешни документи като Етичен кодекс, Колективен трудов договор, Политика за корпоративна социална отговорност и др.

На жените в Групата се предоставят същите възможности за реализация, с каквито разполагат мъжете, като същевременно се отчитат специфичните им нужди, породени както от характера на сектора, в който работят, така и от необходимостта от баланс между професионално развитие и личен живот. Създадени са възможности за развитие на индивидуалните способности на жените в рамките на предприятието, с оглед на тяхната ефикасна подготовка за изпълнението на ръководни функции на всички равнища, посредством специфични и продължаващи обучения.

Членовете на Управителен и Надзорен съвет на Групата отговарят на определените критерии за заемане на длъжност, регламентирани в Закона за енергетиката, Закона за публичните предприятия и в Устава на Групата.

Членовете на Надзорния съвет се избират и освобождават от Едноличния собственик на капитала. Част от членовете на Надзорния съвет - представители на държавата се избират след проведена процедура за избор от Едноличния собственик на капитала - БЕХ. Останалите членове на НС - независими се избират от БЕХ след проведена конкурсна процедура от Агенцията за публични предприятия и контрол. За избора, както и за освобождаването на членовете на НС се изисква одобрение от Комисия за енергийно и водно регулиране („КЕВР“) при спазване на процедурата и изискванията на закона.

## **ДОКЛАД НА НЕЗАВИСИМИЯ ОДИТОР**

### **ДО ЕДНОЛИЧНИЯ СОБСТВЕНИК НА**

### **БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД**

#### **Доклад относно одита на консолидирания финансов отчет**

##### **Мнение**

Ние извършихме одит на консолидирания финансов отчет на БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД и неговото дъщерно дружество („Групата“), съдържащ консолидиран отчет за финансовото състояние към 31 декември 2025 г. и консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, консолидиран отчет за промените в собствения капитал и консолидиран отчет за паричните потоци за годината, завършваща на тази дата, както и пояснителните приложения към консолидирания финансов отчет, съдържащи съществена информация за счетоводната политика и друга пояснителна информация.

По наше мнение, приложеният консолидиран финансов отчет представя достоверно, във всички съществени аспекти, финансовото състояние на Групата към 31 декември 2025 г. и нейните консолидирани финансови резултати от дейността и паричните й потоци за годината, завършваща на тази дата, в съответствие с МСФО счетоводни стандарти, приети от Европейския съюз (ЕС).

##### **База за изразяване на мнение**

Ние извършихме нашия одит в съответствие с Международните одиторски стандарти (МОС). Нашите отговорности съгласно тези стандарти са описани допълнително в раздела от нашия доклад „Отговорности на одитора за одита на консолидирания финансов отчет“. Ние сме независими от Групата в съответствие с Международния етичен кодекс на професионалните счетоводители (включително Международни стандарти за независимост) на Съвета за международни стандарти по етика за счетоводители (Кодекса на СМСЕС), приложими по отношение на одити на финансовите отчети на предприятия от обществен интерес, заедно с етичните изисквания, приложими по отношение на одити на финансовите отчети на предприятия от обществен интерес в България. Ние също така изпълнихме и нашите други етични отговорности в съответствие с тези изисквания и Кодекса на СМСЕС. Ние считаме, че одиторските доказателства, получени от нас, са достатъчни и уместни, за да осигурят база за нашето мнение.

**hlb.bg**

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

**ТЕЛ:** +359 2 920 22 01

**ФАКС:** +359 2 920 36 65

**E-MAIL:** office@hlab.bg

## Ключови одиторски въпроси

Ключови одиторски въпроси са тези въпроси, които съгласно нашата професионална преценка са били с най-голяма значимост при одита на консолидирания финансов отчет за текущия период. Тези въпроси са разгледани като част от нашия одит на консолидирания финансов отчет като цяло и формирането на нашето мнение относно него, като ние не предоставяме отделно мнение относно тези въпроси.

<b>Справедлива стойност на „Имоти, машините и съоръжения“</b>	
<p>Бележка 14 „Имоти, машини и съоръжения“, Бележка 4.9 „Счетоводна политика за отчитане на имоти, машини и съоръжения“, Бележка 4.19 „Значими преценки на ръководството при прилагане на счетоводната политика. Несигурност на счетоводните приблизителни оценки.“ и Бележка 34 „Определяне на справедливи стойности“ от консолидирания финансов отчет.</p>	
<b>Ключов одиторски въпрос</b>	<i>Как този ключов одиторски въпрос беше адресиран при проведения от нас одит</i>
<p>Групата е възприела модела на преоценената стойност за последваща оценка на активите от клас Имоти, машини и съоръжения. Преоценената стойност представлява справедлива стойност на актива към датата на преоценка, намалена с последваща амортизация и натрупани загуби от обезценка. Справедливата стойност на имоти, машини и съоръжения се определя от независим лицензиран оценител. Преоценката на имоти, машини и съоръжения се извършва на всеки 3 години, освен ако няма индикации за съществени отклонения в по кратък период от време. Като „значително“ се приема отклонение на балансовата от справедливата стойност на актив над 5%. При извършения годишен тест за обезценка на нефинансовите активи е установено, че балансовата стойност на буферния газ надвишава неговата стойност в употреба с 87 367 хил.лв. и е призната съответната загуба от обезценка за сметка на натрупания преоценен резерв. В резултат на това балансовата стойност на буферния газ към 31.12.2025 година възлиза на 427 399 хил.лв., включен на ред Имоти, машини и съоръжения в консолидирания отчет за финансовото състояние.</p>	<p>В тази област нашите одиторски процедури включиха, без да са ограничавани до:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Преглед на възприетата счетоводна политика на Групата по отношение на последващото отчитане на тази група активи в съответствие с приложимите стандарти;</li> <li>• Преглед на направените предположения за полезен живот на тази група активи и метода на амортизация;</li> <li>• Оценка на независимостта, обективността, компетентността, професионалната квалификацията и опита на независимия сертифициран външен оценител за целите на изготвената от него оценка на пазарната стойност на буферния газ;</li> <li>• Оценка на използваната методология и уместността на използваните ключови предположения, направени от оценителя при определяне пазарната стойност на буферния газ;</li> </ul>

<p>Поради специфичния характер на буферния газ, като нетекущ актив, както и поради липсата на подобни активи, които да се третират като пазарни аналози, оценителят е използвал метода на амортизираната възстановителна стойност, който е част от разходния подход. Оценката е повлияна от предположения за възстановителна стойност, физическо, функционално и икономическо износване на буферния газ и остатъчен полезен живот. Взети са предвид и икономически фактори, като цена на природния газ обявена от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), която е един от основните показатели за наличието или липса на обезценка на специфичния актив на Групата.</p> <p>Поради това на тези обезценки е присъща известна несигурност, свързана с използването на различни прогнози и предположения с определена степен на субективност. Поради спецификата на процеса на оценяване, на вида на активите и същественото използване на справедлива стойност от ниво 3 на йерархията на справедливите стойност, както и съществеността на тази група активи, ние определихме този въпрос като ключов одиторски въпрос.</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Получаване на разбиране и оценка на разумността на основните резултати, изчислени от независимия оценител;</li><li>• Извършване на независими тестове за обезценка на база на познанията ни за характера и дейността на Групата;</li><li>• Сравнение на резултатите от оценителския доклад със счетоводните регистри на Дружеството майка;</li><li>• Преглед за пълнота и адекватност на оповестяванията в консолидирания финансов отчет.</li></ul>
--	---

### **Друга информация, различна от консолидирания финансов отчет и одиторския доклад върху него**

Ръководството носи отговорност за другата информация. Другата информация се състои от консолидиран доклад за дейността, консолидирана декларация за корпоративно управление, изготвени от ръководството съгласно Глава седма от Закона за счетоводството, но не включва консолидирания финансов отчет и нашия одиторски доклад върху него.

Нашето мнение относно консолидирания финансов отчет не обхваща другата информация и ние не изразяваме каквато и да е форма на заключение за сигурност относно нея, освен ако не е изрично посочено в доклада ни и до степента, до която е посочено.

Във връзка с нашия одит на консолидирания финансов отчет, нашата отговорност се състои в това да прочетем другата информация и по този начин да преценим дали тази друга информация е в съществено несъответствие с консолидирания финансов отчет или с нашите познания, придобити по време на одита, или по друг начин изглежда да съдържа

**hlb.bg**

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

съществено неправилно докладване. В случай че на базата на работата, която сме извършили, ние достигнем до заключение, че е налице съществено неправилно докладване в тази друга информация, от нас се изисква да докладваме този факт.

Нямаме какво да докладваме в това отношение.

### **Доклад във връзка с други законови и регулаторни изисквания**

#### ***Допълнителни въпроси, които поставя за докладване Законът за счетоводството***

В допълнение на нашите отговорности и докладване съгласно МОС, описани по горе в раздела „Друга информация, различна от консолидирания финансов отчет и одиторския доклад върху него“ по отношение на доклада за дейността и декларацията за корпоративно управление, ние изпълнихме и процедурите, добавени към изискваните по МОС, съгласно „Указания относно нови и разширени одиторски доклади и комуникация от страна на одитора“ на професионалната организация на регистрираните одитори в България, Института на дипломираните експерт-счетоводители (ИДЕС)“. Тези процедури касаят проверки за наличието, както и проверки на формата и съдържанието на тази друга информация с цел да ни подпомогнат във формиране на становище относно това дали другата информация включва оповестяванията и докладванията, предвидени в Глава седма от Закона за счетоводството, приложим в България.

#### *Становище във връзка с чл. 37, ал. 6 от Закона за счетоводството*

На базата на извършените процедури, нашето становище е, че:

- а) Информацията, включена в консолидирания доклад за дейността за финансовата година, за която е изготвен консолидирания финансов отчет, съответства на консолидирания финансов отчет.
- б) Консолидирания доклад за дейността е изготвен в съответствие с изискванията на Глава седма от Закона за счетоводството и на чл. 100(н), ал. 7, т. 2 от Закона за публичното предлагане на ценни книжа.
- в) Консолидираната декларация за корпоративно управление за финансовата година, за която е изготвен консолидираният финансов отчет, е представена в съответствие с изискванията на Глава седма от Закона за счетоводството и чл. 61, ал. 3, т. 5 от Правилника за прилагане на Закона за публичните предприятия и съгласно чл. 100н, ал. 7, т. 1 от ЗППЦК.

#### *Становище във връзка с чл. 37, ал. 3 от Закона за енергетиката*

На базата на извършените процедури, нашето становище е, че:

- а) БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД е организиран счетоводната си дейност така, че да генерира информация за всяка лицензионна дейност и друг вид дейност, в т.ч. дейности при регулирани и свободно договорени цени. Дружеството-майка поддържа аналитична отчетност за осъществяваните дейности по пренос на природен газ през територията на страната до Гърция, Република Северна Македония и Сърбия и пренос по националната газопреносна мрежа, съхранение и балансиране на природен газ, както и спомагателна дейност, дейност по управление и нерегулирана дейност;

**hlb.bg**

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

- б) БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД е организиран счетоводната си отчетност така, че да генерира информация за всяко регионално звено, което е част от организационната структура на Дружеството-майка;
- в) Счетоводната отчетност на Групата е организирана и се поддържа по начин, който да осигури необходимата информация за целите на регулаторното счетоводно отчитане, а именно:
- активите и пасивите на Групата се класифицират към съответните дейности, към които принадлежат;
  - приходите и разходите са основните лицензионни дейности на Групата се отчитат чрез аналитични сметки по видовете лицензионни дейности;
  - приходите и разходите за нелицензионните дейности - спомагателна, управление и нерегулирана, както и общите приходи и разходи за лицензионни дейности, се разпределят към основните лицензионни дейности на база коефициент за разпределение.

### **Отговорности на ръководството и лицата, натоварени с общо управление за консолидирания финансов отчет**

Ръководството носи отговорност за изготвянето и достоверното представяне на този консолидиран финансов отчет в съответствие с МСФО счетоводни стандарти, приети от ЕС и за такава система за вътрешен контрол, каквато ръководството определя като необходима за осигуряване изготвянето на финансови отчети, които не съдържат съществени неправилни отчитания, независимо дали дължащи се на измама или грешка.

При изготвяне на консолидирания финансов отчет ръководството носи отговорност за оценяване способността на Групата да продължи да функционира като действащо предприятие, оповестявайки, когато това е приложимо, въпроси, свързани с предположението за действащо предприятие и използвайки счетоводната база на основата на предположението за действащо предприятие, освен ако ръководството не възнамерява да ликвидира Групата или да преустанови дейността ѝ, или ако ръководството на практика няма друга алтернатива, освен да постъпи по този начин.

Лицата, натоварени с общо управление, носят отговорност за осъществяването на надзор над процеса по финансово отчитане на Групата.

### **Отговорности на одитора за одита на консолидирания финансов отчет**

Нашите цели са да получим разумна степен на сигурност относно това дали консолидирания финансов отчет като цяло не съдържа съществени неправилни отчитания, независимо дали дължащи се на измама или грешка, и да издадем одиторски доклад, който да включва нашето одиторско мнение. Разумната степен на сигурност е висока степен на сигурност, но не е гаранция, че одит, извършен в съответствие с МОС, винаги ще разкрива съществено неправилно отчитане, когато такова съществува. Неправилни отчитания могат да възникнат в резултат на измама или грешка и се считат за съществени, ако би могло разумно да се очаква, че те, самостоятелно или като съвкупност, биха могли да окажат влияние върху икономическите решения на потребителите, вземани въз основа на този консолидиран финансов отчет.

**hlb.bg**

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

Като част от одита в съответствие с МОС, ние използваме професионална преценка и запазваме професионален скептицизъм по време на целия одит. Ние също така:

- идентифицираме и оценяваме рисковете от съществени неправилни отчитания в консолидирания финансов отчет, независимо дали дължащи се на измама или грешка, разработваме и изпълняваме одиторски процедури в отговор на тези рискове и получаваме одиторски доказателства, които да са достатъчни и уместни, за да осигурят база за нашето мнение. Рискът да не бъде разкрито съществено неправилно отчитане, което е резултат от измама, е по-висок, отколкото риска от съществено неправилно отчитане, което е резултат от грешка, тъй като измамата може да включва тайно споразумяване, фалшифициране, преднамерени пропуски, изявления за въвеждане на одитора в заблуждение, както и пренебрегване или заобикаляне на вътрешния контрол.
- получаваме разбиране за вътрешния контрол, имащ отношение към одита, за да разработим одиторски процедури, които да са подходящи при конкретните обстоятелства, но не с цел изразяване на мнение относно ефективността на вътрешния контрол на Групата.
- оценяваме уместността на използваните счетоводни политики и разумността на счетоводните приблизителни оценки и свързаните с тях оповестявания, направени от ръководството.
- достигаем до заключение относно уместността на използване от страна на ръководството на счетоводната база на основата на предположението за действащо предприятие и, на базата на получените одиторски доказателства, относно това дали е налице съществена несигурност, отнасяща се до събития или условия, които биха могли да породят значителни съмнения относно способността на Групата да продължи да функционира като действащо предприятие. Ако ние достигнем до заключение, че е налице съществена несигурност, от нас се изисква да привлечем внимание в одиторския си доклад към свързаните с тази несигурност оповестявания в консолидирания финансов отчет или в случай че тези оповестявания са неадекватни, да модифицираме мнението си. Нашите заключения се основават на одиторските доказателства, получени до датата на одиторския ни доклад. Бъдещи събития или условия обаче могат да станат причина Групата да преустанови функционирането си като действащо предприятие.
- оценяваме цялостното представяне, структура и съдържание на консолидирания финансов отчет, включително оповестяванията, и дали консолидирания финансов отчет представя основополагащите за него сделки и събития по начин, който постига достоверно представяне.
- получаваме достатъчни и уместни одиторски доказателства относно финансовата информация на предприятията или стопанските дейности в рамките на Групата, за да изразим мнение относно консолидирания финансов отчет. Ние носим отговорност за инструктирането, надзора и изпълнението на одита на Групата. Ние носим изключителната отговорност за нашето одиторско мнение.

Ние комуникираме с лицата, натоварени с общо управление, наред с останалите въпроси, планирания обхват и време на изпълнение на одита и съществените констатации от одита, включително съществени недостатъци във вътрешния контрол, които идентифицираме по време на извършвания от нас одит.

**hlb.bg**

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

Ние предоставяме също така на лицата, натоварени с общо управление, изявление, че сме изпълнили приложимите етични изисквания във връзка с независимостта и че ще комуникираме с тях всички взаимоотношения и други въпроси, които биха могли разумно да бъдат разглеждани като имащи отношение към независимостта ни, а когато е приложимо, и предприетите действия за елиминиране на заплахите или приложените предпазни мерки.

Сред въпросите, комуникирани с лицата, натоварени с общо управление, ние определяме тези въпроси, които са били с най-голяма значимост при одита на консолидирания финансов отчет за текущия период и които следователно са ключови одиторски въпроси. Ние описваме тези въпроси в нашия одиторски доклад, освен в случаите, в които закон или нормативна уредба възпрепятства публичното оповестяване на информация за този въпрос или когато, в изключително редки случаи, ние решим, че даден въпрос не следва да бъде комуникиран в нашия доклад, тъй като би могло разумно да се очаква, че неблагоприятните последствия от това действие биха надвишили ползите от гледна точка на общественения интерес от тази комуникация.

***Докладване съгласно чл. 10 от Регламент (ЕС) № 537/2014 във връзка с изискванията на чл. 59 от Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта.***

Съгласно изискванията на Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта във връзка с чл. 10 от Регламент (ЕС) № 537/2014, ние докладваме допълнително и изложената по-долу информация.

- ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД е назначено за задължителен одитор на консолидирания финансов отчет за годината, завършваща на 31 декември 2025 г. на БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД с Решение на Съвета на директорите на Български Енергиен Холдинг ЕАД с Протокол № 45-2025/02.07.2025г. и в резултат на проведена тръжна процедура, за период от една година.
- Одитът на консолидирания финансов отчет за годината, завършваща на 31 декември 2025 г. на БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД представлява четвърта поредна година на пълен непрекъснат ангажимент за задължителен одит на това предприятие, извършен от нас.
- Потвърждаваме, че изразеното от нас одиторско мнение е в съответствие с допълнителния доклад, представен на одитния комитет на БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД, съгласно изискванията на чл. 60 от Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта.
- Потвърждаваме, че не сме предоставяли посочените в чл. 64 от Закона за независимия финансов одит и изразяването на сигурност по устойчивостта забранени услуги извън одита.
- Потвърждаваме, че при извършването на одита сме запазили своята независимост спрямо Групата.
- За периода, за който се отнася извършеният от нас задължителен одит, освен одита, ние сме предоставили следните услуги на Групата, които не са посочени в доклада за дейността или финансовия отчет на Групата:

**hlb.bg**

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

- Преглед на междинния самостоятелен финансов отчет към 30.06.2025 г. на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в съответствие с Международен стандарт за ангажимент за преглед 2410 (МСАП 2410), на български език и в превод на английски език;
- Преглед на междинния консолидиран финансов отчет към 30.06.2025 г. на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в съответствие с Международен стандарт за ангажимент за преглед 2410 (МСАП 2410), на български език и в превод на английски език;

**Одиторско дружество**

**„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ“ ООД**

**Регистрационен номер 017**

**Наталия Владимирова,**

**Прокурист**

**Евтим Евтимов,**

**Регистриран одитор, отговорен за одита**

**19 юни 2026 г.**

**hlb.bg**

**HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151**

**ТЕЛ: +359 2 920 22 01**

**ФАКС: +359 2 920 36 65**

**E-MAIL: office@hlb.bg**



# **КОНСОЛИДИРАН ФИНАНСОВ ОТЧЕТ**

**за годината, приключваща на 31 декември 2025**

**Съдържание**

Консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход.....	1
Консолидиран отчет за финансовото състояние .....	3
Консолидиран отчет за промените в собствения капитал.....	5
Консолидиран отчет за паричните потоци .....	7
Бележки към консолидирания финансов отчет .....	8

## Консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход

### За годината, приключваща на 31 декември

<i>в хиляди лева</i>	<b>Бележка</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Приходи от дейността	6	1 081 463	1 069 756
Други приходи от дейността	7	17 091	15 942
<b>Общо приходи</b>		<b>1 098 554</b>	<b>1 085 698</b>
Технологични разходи	8	(152 576)	(140 208)
Разходи за материали	9	(7 125)	(8 022)
Разходи за външни услуги	10	(32 385)	(18 403)
Разходи за амортизации и обезценка на нефинансови активи	14,15	(338 237)	(304 801)
Разходи за възнаграждения на наети лица	11	(88 049)	(82 236)
Възстановени разходи/(разходи) за обезценка на финансови активи	19,20, 21,29	1 589	(2 919)
Разходи за обезценка на материални запаси	18	(7 747)	(19 557)
Провизии за квоти за емисии на парникови газове	25	(48 812)	(34 351)
Други разходи за дейността	12	(57 838)	(64 978)
Себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадени стоки		(44 453)	(42 638)
Промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство		(48)	15
<b>Печалба от оперативна дейност</b>		<b>322 873</b>	<b>367 600</b>
Загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	16	6 869	(6 234)
Финансови приходи	13	59 965	41 671
Финансови разходи	13	(69 936)	(55 782)
<b>Нетни финансови разходи</b>	13	<b>(9 971)</b>	<b>(14 111)</b>
<b>Печалба преди данъци</b>		<b>319 771</b>	<b>347 255</b>
Разходи за данъци	23	(38 933)	(42 253)
<b>Печалба за годината</b>		<b>280 838</b>	<b>305 002</b>

Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.

Владимир Малинов  
Изпълнителен директор  
Дата на съставяне: 30.05.2026 г.

Елена Евтимова  
Съставител

Одиторско дружество  
ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД  
Рег.№ 017

Наталия Владимирова  
Прокурист  
Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

Евтим Евтимов  
Регистриран одитор, отговорен за одита

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от консолидиран този финансов отчет.

**Консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход  
 (продължение)**
**За годината, приключваща на 31 декември**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Бележка</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Друг всеобхватен доход</b>			
<i>Компоненти, които няма да бъдат впоследствие рекласифицирани в печалбата или загубата:</i>			
Преоценки на имоти, машини и съоръжения	14	(87 367)	557 262
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи	26	(1 536)	(1 408)
Данък върху друг всеобхватен доход	23	8 890	(55 585)
<b>Дял от друг всеобхватен доход на съвместни предприятия</b>			
<i>Компоненти, които могат да бъдат рекласифицирани в печалбата или загубата</i>			
Курсови разлики от преизчисление на чуждестранни дейности	16	-	12
Преоценки на имоти, машини и съоръжения	16	-	190
<i>Компоненти, които няма да бъдат впоследствие рекласифицирани в печалбата или загубата:</i>			
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи	16	2	(4)
<b>Друг всеобхватен доход/(загуба), нетно от данъци</b>		<b>(80 011)</b>	<b>500 467</b>
<b>Общо всеобхватен доход/(загуба) за годината</b>		<b>200 827</b>	<b>805 469</b>

Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.

Владимир Малинов  
 Изпълнителен директор  
 Дата на съставяне: 30.05.2026 г.

Елена Евтимова  
 Съставител

Одиторско дружество  
 ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД  
 Рег.№ 017

Наталия Владимирова  
 Прокурист  
 Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

Евтим Евтимов  
 Регистриран одитор, отговорен за одита

**Консолидиран отчет за финансовото състояние**

<i>В хиляди лева</i>	Бележка	31 декември 2025	31 декември 2024
<b>Активи</b>			
Имоти, машини и съоръжения	14	7 257 006	7 434 248
Нематериални активи	15	6 738	5 079
Инвестиция в съвместно контролирани предприятия	16	40 831	33 961
Предоставен облигационен заем на съвместно контролирано предприятие	29	28 050	22 078
Дългосрочни вземания	17	374	188
Дългосрочни вземания от свързани лица	29	14	27
Отсрочени данъчни активи	23	14 787	12 499
<b>Общо нетекущи активи</b>		<u>7 347 800</u>	<u>7 508 080</u>
Материални запаси	18	87 564	97 808
Търговски и други вземания	19	32 315	25 931
Активи по договори	19	-	6 082
Вземания от свързани лица	29	3 274	5 541
Предоставен облигационен заем на съвместно контролирано предприятие	29	2 573	-
Парични средства, предоставени като обезпечение	21	115 028	175 409
Парични средства и еквиваленти	20	121 172	352 289
<b>Общо текущи активи</b>		<u>361 926</u>	<u>663 060</u>
<b>Общо активи</b>		<u>7 709 726</u>	<u>8 171 140</u>

Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.

Владимир Малинов  
Изпълнителен директор

Елена Евтимова  
Съставител

Дата на съставяне: 30.05.2026 г.

Одиторско дружество  
ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД  
Рег.№ 017

Наталия Владимирова  
Прокурист

Евтим Евтимов  
Регистриран одитор, отговорен за одита

Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

**Консолидиран отчет за финансовото състояние (продължение)**

	Бележка	31 декември 2025	31 декември 2024
<i>в хиляди лева</i>			
<b>Капитал и резерви</b>			
Акционерен капитал	22	1 710 078	1 614 786
Преоценъчен резерв	22	2 780 484	3 016 570
Резерви	22	156 932	138 313
Неразпределена печалба		1 401 487	1 078 485
<b>Общо собствен капитал</b>		<b>6 048 981</b>	<b>5 848 154</b>
<b>Пасиви</b>			
Дългосрочни заеми	27	378 984	357 137
Отсрочени данъчни пасиви	23	360 192	380 594
Отсрочени приходи от финансиране	24	247 489	232 551
Задължения към свързани лица	29	47 303	243 198
Гаранции по договори	30	710	801
Доходи на наети лица	26	12 179	9 854
Провизии	25	53 715	53 715
Търговски и други задължения	28	-	375 125
<b>Общо нетекущи пасиви</b>		<b>1 100 572</b>	<b>1 652 975</b>
Краткосрочни заеми	27	330 279	266 192
Търговски и други задължения	28	46 165	119 584
Пасиви по договори	28	790	896
Задължения към свързани лица	29	31 847	146 069
Гаранции по договори	30	84 272	90 353
Доходи на наети лица	26	321	952
Провизии	25	48 812	34 351
Задължения във връзка с данъци върху дохода		17 687	11 614
<b>Общо текущи пасиви</b>		<b>560 173</b>	<b>670 011</b>
<b>Общо пасиви</b>		<b>1 660 745</b>	<b>2 322 986</b>
<b>Общо собствен капитал и пасиви</b>		<b>7 709 726</b>	<b>8 171 140</b>

Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.

Владимир Малинов  
 Изпълнителен директор  
 Дата на съставяне: 30.05.2026 г.  
 Одиторско дружество  
 ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД  
 Рег. № 017  
 Наталия Владимирова  
 Прокурист  
 Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

Елена Евтимова  
 Съставител

Евтим Евтимов  
 Регистриран одитор, отговорен за одита

**Консолидиран отчет за промените в собствения капитал**

<i>в хиляди лева</i>	Акционерен капитал	Преоценъчен резерв	Резерви	Неразпределена печалба	Общо собствен капитал
<b>Баланс на 1 януари 2025 г.</b>	1 614 786	3 016 570	138 313	1 078 485	5 848 154
Печалба за годината	-	-	-	280 838	280 838
<b>Друг всеобхватен доход</b>					
Преоценка на имоти, машини и съоръжения	-	(87 367)	-	-	(87 367)
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи	-	-	(1 536)	-	(1 536)
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи по метода на собствения капитал			2		2
Данъчен ефект върху друг всеобхватен доход	-	8 737	153	-	8 890
<b>Общо всеобхватен доход за годината</b>	-	(78 630)	(1 381)	280 838	200 827
<b>Сделки със собственици, отчетени в собствения капитал</b>					
Дивиденди към едноличния собственик на капитала	-	-	-	(95 292)	(95 292)
Емитиране на акции	95 292	-	-	-	95 292
<b>Общо сделки със собственици</b>	95 292	-	-	(95 292)	-
Трансфер на преоценъчен резерв към неразпределена печалба	-	(157 456)	-	157 456	-
Разпределение на печалбата			20 000	(20 000)	-
<b>Баланс на 31 декември 2025 г.</b>	1 710 078	2 780 484	156 932	1 401 487	6 048 981

Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.

Владимир Малинов  
 Изпълнителен директор  
 Дата на съставяне: 30.05.2026 г.  
 Одиторско дружество  
 ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД Рег.№ 017

Елена Евтимова  
 Съставител

Наталия Владимирова  
 Прокурист

Евтим Евтимов  
 Регистриран одитор, отговорен за одита

Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

### Консолидиран отчет за промените в собствения капитал (продължение)

*в хиляди лева*

	Акционерен капитал	Преоценъчен резерв	Резерви	Неразпределена печалба	Общо собствен капитал
<b>Баланс на 1 януари 2024 г.</b>	1 414 786	2 659 808	103 293	922 049	5 099 936
Печалба за годината	-	-	-	305 002	305 002
<b>Друг всеобхватен доход</b>					
Преоценка на имоти, машини и съоръжения	-	557 262	-	-	557 262
Преоценка на имоти, машини и съоръжения по метода на собствения капитал	-	190	-	-	190
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани	-	-	(1 408)	-	(1 408)
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи по метода на собствения капитал	-	-	(4)	-	(4)
Курсови разлики от преизчисление на чуждестранни дейности	-	-	12	-	12
Данъчен ефект върху друг всеобхватен доход	-	(55 726)	141	-	(55 585)
<b>Общо всеобхватен доход за годината</b>	-	501 726	(1 259)	305 002	805 469
<b>Сделки със собственици, отчетени в собствения капитал</b>					
Дивиденди към едноличния собственик на капитала	-	-	-	(257 251)	(257 251)
Емитиране на акции	200 000	-	-	-	200 000
<b>Общо сделки със собственици</b>	200 000	-	-	(257 251)	(57 251)
Трансфер на преоценъчен резерв към неразпределена печалба	-	(144 964)	-	144 964	-
Разпределение на печалбата			36 279	(36 279)	-
<b>Баланс на 31 декември 2024 г.</b>	1 614 786	3 016 570	138 313	1 078 485	5 848 154

*Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.*

Владимир Малинов  
Изпълнителен директор  
Дата на съставяне: 30.05.2026 г.

Елена Евтимова  
Съставител

Одиторско дружество  
ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД Рег.№ 017

Наталия Владимирова  
Прокуррист  
Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

Евтим Евтимов  
Регистриран одитор, отговорен за одита

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Консолидиран отчет за паричните потоци**
**За годината, приключваща на 31 декември**
*в хиляди лева*

	<b>Бележки</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Парични потоци от оперативна дейност</b>			
Постъпления от търговски контрагенти		1 046 291	1 034 062
Плащания на търговски контрагенти		(206 370)	(208 767)
Плащания към персонал и осигурителни институции		(87 878)	(82 483)
Плащания за данък върху дохода		(20 058)	(45 667)
Плащания на други данъци и акциз, нетно		(51 552)	(6 115)
Постъпления/(плащания) от/на лихви и неустойки по забавени плащания		(1 538)	388
Други парични потоци от оперативна дейност, нетно		(3 945)	(4 372)
<b>Общо парични потоци от оперативна дейност</b>		<b>674 950</b>	<b>687 046</b>
<b>Парични потоци от инвестиционна дейност</b>			
Придобиване на имоти, машини и съоръжения		(673 745)	(503 123)
Придобиване на нематериални активи		(2 335)	(489)
Постъпления от финансираня за нетекущи активи		27 004	855
Предоставени парични средства като обезпечение	21	(1 406)	(1 446)
Постъпления от парични средства, предоставени като обезпечение	21	40 140	86 768
Постъпления от лихви по депозити и парични средства, предоставени като обезпечение		10 886	17 731
<b>Общо парични потоци от инвестиционна дейност</b>		<b>(599 456)</b>	<b>(399 704)</b>
<b>Парични потоци от финансова дейност</b>			
Емитиране на акции		95 292	200 000
Платени дивиденди		(305 292)	-
Получени заеми	27	402 992	-
Погасени заеми	27	(316 910)	(283 255)
Погасени заеми към свързани лица	27	(98 486)	(10 770)
Платени лихви по получени заеми	27	(19 337)	(42 432)
Платени лихви на свързани лица	29	(4 343)	(3 254)
Платени лихви към търговски контрагенти		(40 150)	-
<b>Общо парични потоци от финансова дейност</b>		<b>(286 234)</b>	<b>(139 711)</b>
<b>Нетно изменение на паричните средства и паричните еквиваленти</b>		<b>(210 740)</b>	<b>147 631</b>
<b>Парични средства и парични еквиваленти на 1 януари</b>	20	<b>352 289</b>	<b>193 901</b>
Ефект от промени на валутните курсови разлики, нетно		(20 457)	10 757
Ефект от възстановяване на очаквани кредитни загуби		80	-
<b>Парични средства и парични еквиваленти на 31 декември</b>	20	<b>121 172</b>	<b>352 289</b>

Консолидираният финансов отчет е приет от Управителния съвет на 18.06.2026 г. и подписан на 19.06.2026 г.

Владимир Малинов  
Изпълнителен директор  
Дата на съставяне: 30.05.2026 г.

Елена Евтимова  
Съставител

Одиторско дружество  
ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ ООД  
Рег.№ 017  
Наталия Владимирова  
Прокуррист

Евтим Евтимов  
Регистриран одитор, отговорен за одита

Съгласно одиторски доклад от 19.06.2026 г.

**Бележки към консолидиран финансов отчет**

1. Статут и предмет на дейност .....	9
2. Изявление за съответствие с МСФО и прилагане на принципа на действащо предприятие.....	10
3. Нови или изменени стандарти и разяснения .....	10
4. Съществена информация за счетоводната политика.....	13
5. Отчитане по сегменти .....	36
6. Приходи .....	37
7. Други приходи .....	38
8. Технологични разходи .....	39
9. Разходи за материали .....	39
10. Разходи за външни услуги.....	39
11. Разходи за възнаграждения на наети лица .....	40
12. Други разходи за дейността .....	40
13. Финансови приходи и разходи .....	40
14. Имоти, машини и съоръжения.....	42
15. Нематериални активи .....	45
16. Инвестиции отчитани по метода на собствения капитал.....	46
17. Дългосрочни вземания.....	50
18. Материални запаси .....	51
19. Търговски и други вземания и активи по договори .....	51
20. Парични средства и еквиваленти.....	52
21. Парични средства, предоставени като обезпечение .....	53
22. Капитал и резерви .....	54
23. Отсрочени данъчни активи и пасиви и разходи за данъци.....	55
24. Отсрочени приходи от финансиране.....	57
25. Провизии .....	57
26. Доходи на наети лица .....	58
27. Получени заеми .....	60
28. Търговски и други задължения и пасиви по договори.....	61
29. Свързани лица .....	61
30. Гаранции по договори.....	66
31. Категории финансови активи и пасиви .....	66
32. Рискове, свързани с финансови инструменти.....	67
33. Управление на капитала .....	71
34. Определяне на справедливи стойности.....	71
35. Условни активи и условни задължения .....	75
36. Събития след датата на отчетния период .....	75

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

### **1. Статут и предмет на дейност**

„Булгартрансгаз“ ЕАД и неговото дъщерно предприятие „Газов хъб Балкан“ ЕАД („Групата“) извършват дейности, свързани с транспортиране и осигуряване на електронна среда за търговия с природен газ.

Компанията-майка „Булгартрансгаз“ ЕАД („Дружеството“) е дружество със седалище в Република България. Дружеството е вписано в Търговския регистър при Агенция по вписванията с ЕИК 175203478. Адресът на управление на Дружеството е България, София, район Люлин - 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е държавно контролирано предприятие. Единоличен собственик на Групата е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД.

„Булгартрансгаз“ ЕАД притежава 100% от акциите на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, което е учредено през 2019 г.

Основният предмет на дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД включва съхранение и пренос на природен газ; поддържане, експлоатация, управление и развитие на газопреносни мрежи; поддържане, експлоатация, управление и развитие на подземни газови хранилища; разработване на програми и дейности за съответствие на дейностите по пренос и съхранение на природен газ с изискванията на европейското енергийно законодателство; разработване на ценова политика за достъп до и пренос по газопреносни мрежи, съхранение на природен газ и присъединяване към газопреносни мрежи; администриране на сделките с природен газ и организиране балансирането на пазара на природен газ в съответствие с изискванията на действащото законодателство; инженерингова, инвестиционна, производствена и сервизна дейност; внос на стоки, машини и съоръжения, свързани с дейността на Дружеството; централизирано оперативно управление, координиране и контрол върху режима на работата на газопреносните мрежи.

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифициран като независим преносен оператор на газопреносната система на България в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, Регламент (ЕО) №715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година, относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и Глава осем „а“ от Закона за енергетиката. Решението е прието в съответствие с постъпилото становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г.

По смисъла на чл. 39, ал. 1 от Закона за енергетиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава лицензи, издадени от регулаторния орган Комисия за енергийно и водно регулиране „КЕВР“:

- Лицензия за пренос на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-06/29.11.2006 г.);
- Лицензия за пренос на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-09/29.11.2006 г.);
- Лицензия за съхранение на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-10/29.11.2006 г.).

Трите лицензи са със срок от 35 години. Групата заплаща лицензионни такси за всяка лицензия, посочена в тарифа, одобрена от Министерски съвет. Таксите са: първоначална, която е заплатена във връзка с издаване на лицензиите и годишни такси за срока на лицензията, които се заплащат от лицензианта за всяка година, следваща издаването на съответната лицензия.

Предмет на дейност на „Газов хъб Балкан“ ЕАД е управление и поддръжка на електронна платформа за търговия с природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е предприятие от обществен интерес по смисъла и реда на параграф 1, т.22, буква „к“ от Допълнителните разпоредби на Закона за счетоводството.

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Компанията-майка е с двустепенна система на управление – Надзорен съвет и Управителен съвет. Надзорният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД към 31.12.2025 г. е в състав: Снежана Йовкова-Маркова, Николай Стефанов, Драгомир Монеv, Екатерина Михайлова и Деян Димитров, а Управителният съвет: Владимир Малинов, Дарина Колева и Кирил Равначки. Към 31.12.2025 г. компанията-майка се представлява и управлява от изпълнителния директор Владимир Малинов.

Към 31 декември 2025 г. членове на Одитния комитет на компанията-майка са: Момчил Анастасов, Лиляна Драгиева и Надя Стефанова.

### **2. Изявление за съответствие с МСФО и прилагане на принципа на действащо предприятие**

Консолидираният финансов отчет на Групата е съставен в съответствие с МСФО Счетоводни стандарти, разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти (СМСС) и приети от Европейския съюз. По смисъла на параграф 1, точка 8 от Допълнителните разпоредби на Закона за счетоводството, приложим в България, терминът „МСФО, приети от ЕС“ представляват Международните счетоводни стандарти (МСС), приети в съответствие с Регламент (ЕО) 1606/2002 на Европейския парламент и на Съвета.

Предприятието майка изготвя и самостоятелен финансов отчет, в който инвестициите в дъщерни предприятия се представят по цена на придобиване в съответствие с МСС 27 "Самостоятелни финансови отчети".

Консолидираният финансов отчет е съставен в български лева, което е функционалната валута на Групата. Всички суми са представени в хиляди лева (хил. лв.) (включително сравнителната информация за 2024 г.), освен ако не е посочено друго.

Ръководството носи отговорност за съставянето и достоверното представяне на информацията в настоящия консолидиран финансов отчет.

Към датата на изготвяне на настоящия консолидиран финансов отчет ръководството е направило преценка на способността на Групата да продължи своята дейност като действащо предприятие на база на наличната информация за предвидимото бъдеще. След извършения преглед на дейността на Групата, Управителният съвет очаква, че Групата има достатъчно финансови ресурси, за да продължи оперативната си дейност в близко бъдеще и продължава да прилага принципа за действащо предприятие при изготвянето на консолидирания финансов отчет.

Детайлна информация за съществените счетоводните политики на Групата са оповестени в Бележка 4.

### **3. Нови или изменени стандарти и разяснения**

#### **3.1 Нови стандарти, влезли в сила от 1 януари 2025 г.**

Групата е приложила следните нови стандарти, изменения и разяснения към МСФО, издадени от Съвета по международни счетоводни стандарти и одобрени от ЕС, които са задължителни за прилагане от годишния период, започващ на 1 януари 2025 г., но нямат значително влияние върху финансовите резултати или позиции в консолидирания финансов отчет:

#### **Изменения в МСС 21 Ефекти от промените в обменните курсове: Липса на конвертируемост, в сила от 1 януари 2025 г., приет от ЕС**

Измененията в МСС 21 включват:

- уточняване кога една валута може да бъде обменена в друга валута и кога не - една валута може да бъде обменена, когато предприятието е в състояние да обмени тази валута за другата валута чрез пазари или механизми за обмен, които създават изпълними права и задължения без неоправдано забавяне към датата на оценяване и за определена цел; една валута не може да бъде обменена в друга валута, ако предприятието може да получи само незначителна сума от другата валута;
- изискване как предприятието да определи обменния курс, който се прилага, когато дадена валута не може да бъде обменена - когато дадена валута не може да бъде обменена към датата на оценяване, предприятието оценява спот обменния курс като курс, който би се

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

приложил при редовна сделка между пазарни участници към датата на оценяване и който би отразил вярно преобладаващите икономически условия.

изискване за оповестяване на допълнителна информация, когато валутата не е конвертируема - когато валутата не е конвертируема, предприятието оповестява информация, която би позволила на потребителите на неговите финансови отчети да преценят как липсата на конвертируемост на валутата влияе или се очаква да повлияе на неговите финансови резултати, финансово състояние и парични потоци.

### **3.2 Стандарти, изменения и разяснения, които все още не са влезли в сила и не се прилагат от по-ранна дата от Групата**

Към датата на одобрение на този консолидиран финансов отчет са публикувани нови стандарти, изменения и разяснения към съществуващи вече стандарти, но не са влезли в сила или не са приети от ЕС за финансовата година, започваща на 1 януари 2025 г., и не са били приложени от по-ранна дата от Групата. Не се очаква те да имат съществен ефект върху финансовите отчети на Групата. Ръководството очаква всички стандарти и изменения да бъдат приети в счетоводната политика през първия период, започващ след датата на влизането им в сила.

#### **Годишни подобрения, в сила от 1 януари 2026 г., приети от ЕС**

Годишните подобрения обхващат широка област от теми в следните стандарти:

- ***МСФО 1 Прилагане за първи път на Международните стандарти за финансово отчитане***

Отчитане на хеджиране от предприятие, което прилага за пръв път МСФО. Изменението разглежда потенциално объркване, произтичащо от несъответствие във формулировката на параграф Б6 от МСФО 1 и изискванията за отчитане на хеджиране в МСФО 9 „Финансови инструменти“.

- ***МСФО 7 Финансови инструменти: Оповестявания***

- *Печалба или загуба от отписване.* Изменението се отнася до потенциално объркване в параграф Б38 от МСФО 7, произтичащо от остаряло позоваване на параграф, който е бил заличен от стандарта при издаването на МСФО 13 „Оценяване на справедливата стойност“.

- *Оповестяване на отсрочената разлика между справедливата стойност и цената на сделката.* Изменението се отнася до несъответствие между параграф 28 от МСФО 7 и придружаващите го насоки за прилагане, което възниква, когато последващо изменение, произтичащо от издаването на МСФО 13, е направено в параграф 28, но не и в съответния параграф в насоките за прилагане.

- *Въведение и оповестяване на кредитния риск.* С изменението се преодолява потенциално объркване, като в параграф НП1 се пояснява, че ръководството не илюстрира непременно всички изисквания в посочените параграфи на МСФО 7. Някои оповестявания са опростени.

- ***МСФО 9 Финансови инструменти***

- *Премахване на признаването на лизингови задължения от страна на лизингополучателя.* Изменението е насочено към потенциална липса на яснота при прилагането на изискванията на МСФО 9 за отчитане на погасяването на лизинговите задължения на лизингополучателя, която възниква, тъй като параграф 2.1, буква б), подточка ii) от МСФО 9 включва препратка към параграф 3.3.1, но не и към параграф 3.3.3 от МСФО 9.

- *Цена на сделката.* Изменението се отнася до потенциално объркване, произтичащо от препратката в Приложение А към МСФО 9 към определението на "цена на сделката" в МСФО 15. Приходи от договори с клиенти, докато терминът "цена на сделката" се използва в определени параграфи на МСФО 9 със значение, което не е непременно в съответствие с определението на този термин в МСФО 15.

- ***МСФО 10 Консолидирани финансови отчети***

- *Определяне на "де факто агент".* Изменението се отнася до потенциално объркване, произтичащо от несъответствие между параграфи Б73 и Б74 от МСФО 10, свързани с определянето от страна на инвеститора на това дали друга страна действа от негово име, чрез уеднаквяване на формулировките в двата параграфа.

- ***МСС 7 Отчет за паричните потоци***

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

- *Себестойностен метод.* Изменението се отнася до потенциално объркване при прилагането на параграф 37 от МСС 7, което произтича от използването на термина „себестойностен метод“, който вече не е дефиниран в счетоводните стандарти на МСФО.

**Изменения на класификацията и оценката на финансовите инструменти (изменения на МСФО 9 и МСФО 7), в сила от 1 януари 2026 г., приети от ЕС**

Измененията са:

- **Отписване на финансов пасив, уреден чрез електронен трансфер.**

Измененията в насоките за прилагане на МСФО 9 позволяват на предприятието да счита, че финансов пасив (или част от него), който ще бъде уреден с парични средства чрез система за електронни плащания, е погасен преди датата на уреждане, ако са изпълнени определени критерии. Предприятието, което избере да приложи опцията за отписване, ще трябва да я приложи към всички разплащания, извършени чрез една и съща електронна платежна система.

- **Класификация на финансови активи**

- *Договорни условия, които са в съответствие с основно споразумение за предоставяне на заем.* Измененията в насоките за прилагане на МСФО 9 дават насоки за това как предприятието може да прецени дали договорните парични потоци на финансов актив съответстват на основно споразумение за предоставяне на заем. За да илюстрират промените в насоките за прилагане, измененията добавят примери за финансови активи, които имат или нямат договорни парични потоци, които са единствено плащания на главница и лихва върху неизплатената главница.

- *Активи с нерегресни характеристики.* Измененията подобряват описанието на термина "нерегресен". Съгласно измененията, финансов актив има характеристики на нерегресен актив, ако крайното право на предприятието да получи парични потоци е договорно ограничено до паричните потоци, генерирани от определени активи.

- *Договорно свързани инструменти.* Измененията разясняват характеристиките на договорно свързаните инструменти, които ги отличават от други сделки. Измененията също така отбелязват, че не всички сделки с множество дългови инструменти отговарят на критериите за сделки с множество договорно свързани инструменти и дават пример. В допълнение, измененията изясняват, че позоваването на инструментите в основната група може да включва финансови инструменти, които не са в обхвата на изискванията за класификация.

- **Оповестявания**

- *Инвестиции в капиталови инструменти, определени по справедлива стойност през друг всеобхватен доход.* Изискванията на МСФО 7 се изменят по отношение на оповестяванията, които предприятието предоставя по отношение на тези инвестиции. По-специално, от предприятието ще се изисква да оповести печалбата или загубата по справедлива стойност, представена в друг всеобхватен доход през периода, като покаже отделно печалбата или загубата по справедлива стойност, която се отнася до инвестиции, отписани през периода, и печалбата или загубата по справедлива стойност, която се отнася до инвестиции, държани в края на периода.

- *Договорни условия, които биха могли да променят времето или сумата на договорните парични потоци.* Измененията изискват оповестяване на договорни условия, които биха могли да променят времето или сумата на договорните парични потоци при настъпване (или ненастъпване) на условно събитие, което не е пряко свързано с промени в основните кредитни рискове и разходи. Изискванията се прилагат за всеки клас финансов актив, оценяван по амортизирана стойност или по справедлива стойност през друг всеобхватен доход, както и за всеки клас финансов пасив, оценяван по амортизирана стойност.

**МСФО 18 Представяне и оповестяване във финансовите отчети, в сила от 1 януари 2027 г., все още неприет от ЕС**

МСФО 18 има за цел да подобри начина, по който предприятията оповестяват своите финансови отчети, с акцент върху информацията за финансовите резултати в отчета за печалбата или загубата. МСФО 18 е придружен от ограничени изменения на изискванията в МСС 7 Отчет за паричните потоци. МСФО 18 влиза в сила от 1 януари 2027 г. На дружествата

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

се разрешава да прилагат МСФО 18 преди тази дата. МСФО 18 заменя МСС 1 Представяне на финансови отчети. Изискванията в МСС 1, които не са променени, са прехвърлени към МСФО 18 и други стандарти. МСФО 18 ще засегне всички предприятия във всички отрасли. Въпреки че МСФО 18 няма да засегне начина, по който дружествата оценяват финансовите резултати, той ще засегне начина, по който дружествата представят и оповестяват финансовите резултати. МСФО 18 има за цел да подобри финансовото отчитане чрез:

- изискване за допълнителни дефинирани междинни суми в отчета за печалбата или загубата. Добавянето на дефинирани междинни суми в отчета за печалбата или загубата улеснява сравняването на финансовите резултати на предприятията и осигурява последователна отправна точка за анализ от страна на инвеститорите.
- изискване за оповестяване на определени от ръководството показатели за ефективност. Изискването дружествата да оповестяват информация за определените от ръководството показатели за ефективност повишава дисциплината при използването им и прозрачността при изчисляването им.
- добавяне на нови принципи за групиране (агрегиране и дезагрегиране) на информацията. Определянето на изисквания за това дали информацията трябва да бъде в основните финансови отчети или в пояснителните приложения и предоставянето на принципи за необходимото ниво на подробност подобрява ефективното предаване на информацията.

### **МСФО 19 Дъщерни предприятия без публична отчетност: Оповестявания, в сила от 1 януари 2027 г., все още неприет от ЕС**

Целта на МСФО 19 е да определи изискванията за оповестяване, които предприятието има право да прилага вместо изискванията за оповестяване в други счетоводни стандарти на МСФО. Предприятието може да избере да прилага този стандарт в своите консолидирани, самостоятелни или индивидуални финансови отчети, само ако в края на отчетния период то е дъщерно предприятие и е без публична отчетност и има крайно или междинно предприятие майка, което изготвя консолидирани финансови отчети на разположение за публично ползване, които са в съответствие с МСФО.

МСФО 19 определя подробните оповестявания, които предприятието, прилагащо МСФО 19, е длъжно да направи. Тези изисквания за оповестяване са съкратен вариант на изискванията, посочени в други счетоводни стандарти на МСФО. От общо 34 счетоводни стандарта на МСФО, които включват изисквания за оповестяване, МСФО 19 предвижда намалени изисквания за оповестяване за 30 от тях. Изискванията за оповестяване за 3 стандарта трябва да се прилагат изцяло (МСФО 8, МСФО 17 и МСС 33). Предприятията, прилагащи МСС 26 Счетоводство и отчитане на планове за пенсионно осигуряване, не отговарят на критерия „не подлежат на публична отчетност“ и следователно не могат да прилагат МСФО 19.

## **4. Съществена информация за счетоводната политика**

### **4.1 Общи положения**

Най-значимите счетоводни политики, прилагани при изготвянето на този консолидиран финансов отчет, са представени по-долу.

Консолидираният финансов отчет е изготвен при спазване на принципите за оценяване на всички видове активи, пасиви, приходи и разходи съгласно МСФО. Базите за оценка са оповестени подробно по-нататък в счетоводната политика към консолидирания финансов отчет.

Следва да се отбележи, че при изготвянето на представения консолидиран финансов отчет са използвани счетоводни оценки и допускания. Въпреки че те са базирани на информация, предоставена на ръководството към датата на изготвяне на консолидирания финансов отчет, реалните резултати могат да се различават от направените оценки и допускания.

### **4.2 Представяне на консолидирания финансов отчет**

Консолидираният финансов отчет е представен в съответствие с МСС 1 „Представяне на финансови отчети“.

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Групата представя отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход в единен отчет.

В отчета за финансовото състояние се представят два сравнителни периода, когато Групата прилага счетоводна политика ретроспективно, преизчислява ретроспективно позиции във финансовия отчет или прекласифицира позиции във финансовия отчет и това има съществен ефект върху информацията в отчета за финансовото състояние към началото на предходния период.

Групата е приела да представя два сравнителни периода във всички случаи с цел осигуряване на последователност в представянето за всяка година.

Значимите счетоводни политики, представени по-долу, са прилагани последователно във всички представени периоди.

### **4.3 Въпроси свързани с климата**

Климатичните промени водят до нови и значителни рискове, които се оценяват от много предприятия поради въздействието, което ще окажат върху бъдещите им дейности и икономическите сектори, в които извършват дейността си. Промените също така може да създават възможности за предприятията, насочени към смекчаване на последиците от изменението на климата и адаптиране към него. Предприятията могат да бъдат изложени на тези рискове и възможности пряко или чрез трети страни, като доставчици и клиенти извън техния пряк оперативен контрол, поради взаимосвързаните глобални вериги на стойността.

В развитието на основната си бизнес дейност – пренос и съхранение на природен газ, Групата се ръководи от дългосрочна визия и стриктно планиране, които да подпомогнат устойчивото развитие на целия сектор в страната, региона и в Европа. В тази връзка усилията на Групата за осъществяване целите на ЕС в областта на климата за намаляване на нетните емисии на парникови газове с най-малко 55 % до 2030 г., са насочени към прилагането на технически и организационни мерки за ограничаване на емисиите. Основните парникови газове, които се емитират от дейността на Групата са въглероден диоксид и метан. След обнародването на Регламент (ЕС) 2024/1787 за намаляване на емисиите на метан в сектора на енергетиката и изменение на Регламент (ЕС) 2019/942, с който се въвеждат единни за територията на Съюза разпоредби за редовни периодични наблюдения на възможните източници на метан от съоръженията в мрежите за пренос на метан. Регламентът също така изисква незабавно предприемане на действия за отстраняване на установени течове на метан и прилагане на инвестиционни, организационни и контролни мерки за преустановяване на организираното изпускане на метан, с изключение на някои много специфични и спешни обстоятелства.

След влизането в сила на Регламента през 2025 г. Групата продължава да прилага организационни мерки за подготовка по изпълнението на разпоредбите му.

Групата изпълнява целенасочена политика към намаляване на емисиите на въглероден диоксид. По отношение на инвестиционните проекти и съоръженията (компресорните агрегати в компресорните станции и ПГХ „Чирен“), които са свързани с изгаряне на природен газ и съответно емитират въглероден диоксид, е планирано оборудване с възможно най-висок коефициент на полезно действие от изгарянето на горивото, както и последваща поддръжка на оптимален работен режим и техническо състояние на съоръженията в съответствие с най-добрите налични техники/практики. Паралелно с това Групата следи тенденциите, анализира, проучва възможностите за въвеждане на заместващи природния газ водородни технологии, в зависимост от наличността им на пазара и приложимостта им към дейността по пренос и съхранение на природен газ.

През 2025 г. се осъществиха и подготвителни дейности за реализиране на проект "Водородопреносна инфраструктура в България".

Групата извършва редовни дейности, вкл. организация на дейностите, по ограничаване емисиите на метан, както в резултат от възникване на аварийни нарушавания на херметичността/целостта на мрежата и свързаните с това ремонтни/възстановителни дейности, така и чрез замяна (при наличие на техническа и организационна възможност) на оборудване за вентилиране на природен газ в атмосферата (свещи) с оборудване за

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

организирано изгаряне на изпускания природен газ. Неразделна част от тези усилия е постоянното подобряване на наблюденията (мониторинга) по отношение обхващането на повече участъци, увеличаване на честотата на проверките и подобряване на инструментите за наблюдение, използването на материали и оборудване с високо качество и не на последно място - подобряване на качеството на строително-монтажните дейности.

Към 31 декември 2025 г. Групата не е идентифицирала значителни рискове, предизвикани от климатичните промени, които биха могли да окажат негативно и съществено влияние върху финансовия ѝ отчет. Ръководството непрекъснато оценява въздействието на въпросите свързани с климата и ще продължи да прави анализи в тази насока.

### **4.4 База за консолидация**

Във финансовия отчет на Групата са консолидирани финансовите отчети на компанията-майка – „Булгартрансгаз“ ЕАД и нейното дъщерно дружество – „Газов Хъб Балкан“ ЕАД към 31 декември 2025 г.

Дъщерни предприятия са всички предприятия, които се намират под контрола на компанията-майка. Налице е контрол, когато компанията-майка е изложена на, или има права върху, променливата възвръщаемост от своето участие в предприятието, в което е инвестирано, и има възможност да окаже въздействие върху тази възвръщаемост посредством своите правомощия в предприятието.

Дъщерното предприятие има отчетен период, приключващ към 31 декември.

Всички вътрешногрупови сделки и салда се елиминират, включително нереализираните печалби и загуби от трансакции между дружества в Групата. Когато нереализираните загуби от вътрешногрупови продажби на активи се елиминират, съответните активи се тестват за обезценка от гледна точка на Групата. Сумите, представени във финансовите отчети на дъщерното предприятие са коригирани, където е необходимо, за да се осигури съответствие със счетоводната политика, прилагана от Групата.

Печалбите или загубите и другият всеобхватен доход от инвестиции на дъщерното предприятие, които са придобити или продадени през годината, се признават от датата на придобиването, или съответно до датата на продажбата им.

Ако Групата загуби контрол над дъщерното предприятие, всякаква инвестиция, задържана в бившето дъщерно предприятие, се признава по справедлива стойност към датата на загубата на контрол, като промяната в балансовата стойност се отразява в печалбите или загубите. Справедливата стойност на всяка инвестиция, задържана в бившето дъщерно предприятие към датата на загуба на контрол, се счита за справедлива стойност при първоначално признаване на финансов актив в съответствие с МСФО 9 „Финансови инструменти“ или където е уместно, за себестойност при първоначално признаване на инвестиция в асоциирано или съвместно контролирано предприятие. В допълнение всички суми, признати в друг всеобхватен доход по отношение на това дъщерно предприятие, се отчитат на същата база, както би било необходимо, ако Групата директно се е освободила от съответните активи или пасиви (напр. рекласифицирани в печалбите или загубите или отнесени директно в неразпределената печалба съгласно изискванията на съответния МСФО).

Печалбите или загубите от отписването на инвестиция в дъщерно предприятие представлява разликата между:

- сумата от справедливата стойност на полученото възнаграждение и справедливата стойност на всяка задържана инвестиция в бившето дъщерно предприятие и
- балансовата сума на активите (включително репутация) и пасивите на дъщерното предприятие и всякакво неконтролиращо участие.

### **4.5 Инвестиции в съвместно контролирани предприятия**

Групата определя вида на съвместното предприятие, в което участва, на базата на правата и задълженията, които му дава споразумението за съвместната дейност.

Съвместно предприятие е договорно споразумение, по силата на което Групата и други независими страни се заемат със стопанска дейност, която подлежи на съвместен контрол и

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

страните, притежаващи съвместен контрол върху предприятието, имат право на нетните активи на предприятието.

Групата отчита своето дялово участие в съвместни предприятия по метода на собствения капитал.

Всички последващи промени в размера на участието на Групата в собствения капитал на съвместното предприятие се признават в балансовата стойност на инвестицията. Промени, дължащи се на печалбата или загубата, реализирана от съвместното предприятие, се отразяват в консолидирания отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред "Загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал". Тези промени включват последваща амортизация или обезценка на определената при придобиването справедлива стойност на активи и пасиви на съвместно контролираното предприятие.

### **4.6 Отчитане по сегменти**

„Булгартрансгаз“ ЕАД и неговото дъщерно дружество предлагат продукти и услуги, свързани с пренос, съхранение, балансиране и опериране на електронна платформа, на която са създадени условия за сключване на двустранни сделки и борсов пазар с природен газ, което определя и основният сегмент на Групата като единствен.

Всички сделки в сегмента се осъществяват по цени на съответстващи сделки между независими страни.

При отчитането по сегменти според МСФО 8 „Оперативни сегменти“ Групата прилага политика на оценяване, съответстваща на политиката на оценяване, използвана в консолидирания финансов отчет.

Ако има активи на Групата, които не се отнасят директно към дейността на някой от сегментите, не се разпределят по сегменти. Информацията относно резултатите на отделните сегменти, която се преглежда регулярно от Ръководството, не включва ефектите от единични неповторяеми събития, например разходи за реструктуриране, правни разходи и разходи за обезценка, когато обезценката се дължи на изолирано неповторяемо събитие. Финансовите приходи и разходи не се включват в резултатите на оперативните сегменти и редовно се преглеждат от Ръководството.

Не са настъпили промени в методите за оценка, използвани за определяне на печалбата или загубата на сегментите в предходни отчетни периоди. Не се прилага асиметрично разпределение между сегментите.

### **4.7 Приходи**

#### **(а) Приходи по договори с клиенти**

##### ***Признаване и оценка на приходите от договори с клиенти***

За да определи дали и как да признае приходи, Групата използва следните 5 стъпки:

1. Идентифициране на договора с клиента;
2. Идентифициране на задълженията за изпълнение;
3. Определяне на цената на сделката;
4. Разпределение на цената на сделката към задълженията за изпълнение;
5. Признаване на приходите, когато са удовлетворени задълженията за изпълнение.

Приходите от договори с клиенти се признават, когато контролът върху обещаните в договора стоки и/или услуги се прехвърлят на клиента в размер, който отразява възнаграждението, на което Групата очаква да има право в замяна на тези стоки или услуги.

Контролът се прехвърля на клиента, когато (или като) удовлетвори задължението за изпълнение, съгласно условията на договора, като прехвърли обещаната стока или услуга на клиента. Даден актив (стока или услуга) е прехвърлен, когато (или като) клиентът получи контрол върху този актив.

При първоначалната оценка на договорите си с клиенти Групата извършва преценка дали два или повече договора трябва да бъдат разглеждани в тяхната комбинация и да бъдат отчетени като един, и дали обещаните стоки и/или услуги във всеки отделен и/или

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

комбиниран договор трябва да бъдат отчетени като едно и/или повече задължения за изпълнение.

Всяко обещание за прехвърляне на стоки и/или услуги, които са разграничими (сами по себе си и в контекста на договора), се отчита като едно задължение за изпълнение.

Групата признава приход за всяко отделно задължение за изпълнение на ниво консолидиран договор с клиент като се анализират видът, срокът и условията за всеки конкретен договор. При договори със сходни характеристики приходите се признават на портфейлна база само ако групирането им в портфейл не би имало съществено различно въздействие върху финансовите отчети.

Договорите с клиенти обичайно включват едно единствено задължение за изпълнение.

### ***Оценяване***

Приходите се измерват въз основа на определената за всеки договор цена на сделката.

При определяне на цената на сделката Групата взема предвид условията на договора и обичайните си търговски практики.

Цената на сделката е размерът на възнаграждението, на което Групата очаква да има право в замяна на прехвърлянето на клиента на обещаните стоки или услуги, с изключение на сумите, събрани от името на трети страни (например данък върху добавената стойност). Обещаното в договора с клиента възнаграждение може да включва фиксирани суми, променливи суми, или и двете.

Когато (или като) бъде удовлетворено задължение за изпълнение, Групата признава като приход стойността на цената на сделката (което изключва приблизителни оценки на променливото възнаграждение, съдържащо ограничения), която е отнесена към това задължение за изпълнение.

Групата разглежда дали в договора съществуват други обещания, които са отделни задължения за изпълнение, за които трябва да бъде разпределена част от цената на сделката.

При определяне на цената на сделката се взема предвид влиянието на променливо възнаграждение, наличието на значителни компоненти на финансирането, непаричното възнаграждение (безвъзмезден газ) и възнаграждението, дължимо на клиента.

В случаите, в които клиентът допринася със стоки или услуги (природен газ за технологични нужди), за да подпомогне Групата при изпълнението на договора, то получава контрол над тези предоставени стоки или услуги. При определяне на цената на сделката по договори, при които клиентът обещава възнаграждение под форма, различна от плащане в парични средства, Групата оценява непаричното възнаграждение (или обещанието за непарично възнаграждение) по справедлива стойност.

### ***Задължения за изпълнение и подход за признаване на основни видове приходи по договори с клиенти***

#### ***Пренос на природен газ до трети страни, достъп и пренос на природен газ***

Приходите от пренос на природен газ до трети страни включват пренос на природен газ от границата с Турция до границите с Гърция, Сърбия, Румъния и Северна Македония.

Приходите от достъп и пренос на природен газ включват достъп и пренос на природен газ по входни и изходни точки/зони на газопреносната мрежа.

#### ***Балансиране на пазара на природен газ***

Във връзка с Правилата за балансиране на пазара на природен газ в сила от 01.10.2017 г., компанията-майка в качеството ѝ на балансьор извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, което представлява компенсиране на разликите между количеството природен газ, подадено от даден ползвател на газопреносната мрежа на входните точки и количеството природен газ, изтеглено от този ползвател през изходните точки на мрежата. Задължението на балансьора е да покрива индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреносните мрежи. Цената за услугата по балансиране се определя по реда и условията на Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

балансиране, утвърдена от КЕВР. Ценообразуващите елементи - цена на природния газ, утвърдената на обществения доставчик, цена за продажба на природен газ на крайни снабдителни на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, „малка корекция“, която е поправка в цената на природния газ за балансиране, изразена в проценти от нея, прилагана с положителен или отрицателен знак, в зависимост от знака на дисбаланса с цел определяне на дневните такси за дисбаланс и такса за дисбаланс, изчислявана на дневна база, която ползвателят на мрежата плаща или получава в зависимост от размера на своя дневен дисбаланс. С цел постигане на неутралност от дейността балансиране Групата начислява и такса за неутралност при балансиране, която може да бъде положителна или отрицателна стойност, в зависимост от разпределените количества природен газ на всяка входна/изходна точка/зона на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

### *Съхранение на природен газ*

Дейността „Съхранение на природен газ“ се извършва в единственото на територията на страната подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“), собственост на Групата. ПГХ „Чирен“ представлява сложен комплекс от подземни и надземни съоръжения - експлоатационни сондажи, събирателни газопроводи (шлейфи) към тях, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW, съоръжения за подготовка, обработка, контрол и измерване на газа, както и други прилежащи съоръжения. Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“, е сезонен (циклически) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище.

Всички приходи от основната дейност на Групата, а именно приходи от пренос на природен газ до трети страни, достъп и пренос, балансиране и съхранение на природен газ, се признават с течение на времето, тъй като доставките са поредица от отделна услуга, което представлява обещание за доставка на природен газ, която по същество е еднаква и има еднороден модел на прехвърляне към клиента.

Приход се признава в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход когато природният газ е пренесен през газопреносната мрежа до съответната точка на клиента. Приходите от продажби се признават на базата на количествата, отчетени чрез измервателните уреди или на регистрирани графици.

Продажните цени за услугата достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на Групата се изчисляват на база необходими приходи и ценообразуващи елементи за газовата година започваща на 01.10. Същите се утвърждават с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Цената за достъп се начислява на входни и изходни точки/зони на газопреносната система собственост на Групата на база на разпределения капацитет на съответните точки, като прекъсваемите капацитетни продукти на изходна точка Кулата/Сидирокастро са ценообразувани с предварително определена отстъпка. Всички останали прекъсваеми продукти се ценообразуват с отстъпка в зависимост от реалното отчетено прекъсване при тяхното използване.

Цената за пренос се състои от технологична компонента, която се начислява на всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система в зависимост от разпределените обеми природен газ на тези точки/зони и компонента задължение към обществото, която покрива разходи свързани с наложени задължения към обществото и се начислява на всички национални изходни точки/зони на газопреносната система без изходни точки към съоръжения за съхранение на природен газ, в зависимост от разпределените обеми природен газ на тези точки/зони.

Продажните цени на услугата по достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се определят с Решение на КЕВР и се публикуват на интернет страницата на "Булгартрансгаз" ЕАД.

Разпределение на цената на сделката спрямо задълженията за изпълнение се извършва на база единични продажни цени (нормативни, договорни или пазарни).

В края на всеки отчетен период Групата измерва своя напредък към пълно уреждане на

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

задължението за изпълнение, удовлетворено с течение на времето. Измерването се извършва чрез потвърждаване на пренесените количества и/или заявените количества по график. Т.е. извършва се оценка на пренесените количества природен газ, за които Групата признава приходи от достъп и пренос на природен газ.

Продажните цени са фиксирани (регулирана цена, фиксирана цена по договор). Обичайният кредитен период е от 10 до 30 дни. В определени случаи Групата събира краткосрочни аванси от клиенти, които нямат съществен компонент на финансиране. Събраните авансово плащания от клиента се представят в отчета за финансовото състояние като пасиви по договори с клиенти.

*Приходи от услуга по предоставяне на достъп до и използване на електронна платформа за търговия на природен газ*

„Газов Хъб Балкан“ ЕАД е учреден като оператор на платформа за търговия на природен газ, съгласно българския Закон за енергетиката. През 2025 г. Дружеството предлага следните услуги за достъп до своята платформа за електронна търговия:

- Услуга "Провеждане на аукцион" (иницииране на нестандартен продукт) – по искане на клиенти в информационната среда на ГХБ се провеждат търгове за покупко-продажба на природен газ.

- Краткосрочен (spot) сегмент на платформата, на който се предлагат краткосрочни стандартизирани продукти „в рамките на деня“, „ден напред“, както и времеви и локални продукти за нуждите на балансиране на мрежата на оператора на газопреносната система. Търговията се осъществява на анонимен принцип, според разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014.

- Дългосрочен сегмент

1. Стандартизирани продукти, търгувани на екран на анонимен принцип за периодите седмица, месец, тримесечие, година/до пет години напред.

2. Неанонимни двустранни договори за стандартизиран период, търгувани на пазара на ГХБ чрез регистрацията им в модул Сделки на Trauport.

3. Брокерски услуги – чрез тях се предлагат продукти и услуги за крайни клиенти – консуматори на природен газ и крайни снабдители, пряко присъединени към газопреносната система, които нямат достъп до газопреносните мрежи и до ВТТ, но желаят да закупват природен газ на изходни точки от регистрирани членове на ГХБ за свои собствени нужди. В този случай крайният клиент/крайният снабдител има статут на non-trading user и не подлежи на таксуване съгласно приложимата ценова листа. Non-trading user получава право да използва брокерските услуги на ГХБ чрез подписване на Споразумение за ползване на брокерски услуги, като получава специални права за достъп до специализирана секция на интернет сайта на ГХБ.

Приходите от предоставяне на услугата за достъп до и използване на електронна платформа за търговия на природен газ се признават в периода, през който са предоставени услугите. Дружеството прехвърля контрола върху услугите с течение на времето и следователно удовлетворява задължението за изпълнение и признава приходи с течение на времето. При признаване на приходите от предоставената услуга, Дружеството прилага метод за измерване на напредъка, отчитащ вложените ресурси.

За да могат да оперират с платформата, клиентите на ГХБ първоначално заплащат регистрационна такса в размер на 5 000 лв. Дружеството сключва безсрочни договори със своите клиенти за предоставяне на услуги за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ. Договорите имат стандарти условия, които са едни и същи за всички клиенти. Договорът изисква клиентът да заплати авансова такса за първоначално регистриране на клиента в платформата. Таксата не подлежи на възстановяване. Първоначалните административни дейности на Дружеството по регистрацията не прехвърлят стока или услуга на клиента и следователно не пораждат задължение за изпълнение.

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Авансовата такса представлява авансово плащане за бъдещите услуги за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ. Следователно, Дружеството определя цената на сделката, която включва като не подлежащата на възстановяване авансова такса, и признава приход за услугите за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ в хода на предоставянето им.

Периодът за разсрочване и признаване като текущ приход на невъзстановимите суми, събрани от Дружеството е обект на преценка от страна на ръководството. При изготвянето на тази преценка ръководството анализира текущото състояние на борсовия пазар, очакванията за промени и развитие на пазара, наличие на конкуренти след издаване на лицензи за организиран борсов пазар, промени в предлагането на услугите, приложимата нормативна рамка, предстоящи законодателни промени, сключеното споразумение с доставчик на клирингови услуги, и други релевантни фактори.

### *Приходи от използване на допълнителни екрани*

Към основните договори Дружеството предоставя на своите клиенти опция да използват повече от един екран за достъп до и работа на платформата за търговия на природен газ.

Дружеството определя, че опцията за използване на допълнителни екрани не предоставя материално право, което клиентът не би получил, без да сключва тези основни договори. Цените за използване на допълнителните екрани отразяват единичните продажни цени за тези услуги. Доколкото опцията за използване на допълнителните екрани не предоставя на клиента материално право, Дружеството достига до заключение, че това не е задължение за изпълнение в договора. Вследствие на това, Дружеството не разпределя никаква част от цената на сделката към опцията за използване на допълнителните екрани. Дружеството признава приход за използване на допълнителните екрани, ако и когато предостави тези услуги.

Приходите от използване на допълнителен екран се признават в периода, през който са предоставени услугите. Дружеството прехвърля контрола върху услугите с течение на времето и следователно удовлетворява задължението за изпълнение и признава приходи с течение на времето. При признаване на приходите от предоставената услуга, Дружеството прилага метод за измерване на напредъка, отчитащ вложените ресурси.

### *Приходи от предоставяне на услуга по предоставяне и докладване на данни и оповестяване на вътрешна информация*

Във връзка с изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 и Регламент за изпълнение (ЕС) № 1348/2014, „Газов Хъб Балкан“ ЕАД предлага за докладване на офертите и сделките, сключени или регистрирани през системата на ГХБ избор между следните услуги:

- Услуга по докладване – при която ГХБ осъществява изпращане към ACER на данни за сделките на съответния пазарен участник с енергийни продукти на едро, изпълнени на организирания пазар на ГХБ, включително съгласувани и несъгласувани нареждания. Докладването се осъществява посредством „Механизъм за докладване от трета страна“ (Third-party Registered Reporting Mechanism - RRM). Услугата включва докладване на данни към ACER и достъп на клиента до докладваните данни и потвържденията за докладване, изпратени от ACER.
- Услуга за оповестяване на вътрешна информация (BGH IIP) - услугата е утвърдена и включена от ACER в официалния регистър на платформи за оповестяване на вътрешна информация, което удостоверява, че BGH IIP отговаря на изискванията на REMIT и ACER, и гарантира на пазарните участници ефективно и в пълно съответствие с регулаторните изисквания за разкриване на вътрешна информация.

BGH IIP позволява на пазарните участници да публикуват вътрешна информация в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) №1227/2011 и Насоките на ACER за прилагане на REMIT. Достъпът до публикуваната информация е свободен, без необходимост от регистрация или заплащане на такса.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Услугите за публикуване на вътрешна информация на BGN IIP са достъпни, както за членове на организирания пазар на ГХБ, така и за пазарни участници – трети страни, които не използват Платформата за Търговия на ГХБ.

Приходите от услугите по докладване на данни и оповестяване на вътрешна информация се признават в периода, през който са предоставени услугите. Дружеството прехвърля контрола върху услугите с течение на времето и следователно удовлетворява задължението за изпълнение и признава приходи с течение на времето. При признаване на приходите от предоставената услуга, Дружеството прилага метод за измерване на напредъка, отчитащ вложените ресурси.

Приходите от предоставени услуги на Групата за фиксирана сума се признават, когато Дружеството прехвърли контрола върху активите на клиента. Фактурите за прехвърлени услуги се издават ежемесечно, което отразява линейния метод за признаването им, т.е. при получаване на активите от клиента.

Фактурите са дължими за плащане в срок до десето число на месеца, следващ този на сделката.

***Приходи от API услуги***

Групата предлага 24/7 web API комуникационен канал за достъп до публична и частна информация. Публичната част съдържа информация, която се ползва без заплащане на такси и е относно членовете на пазара на ГХБ, търгуваните количества и постигнати цени, които са публично достъпни на сайта на компанията. Частната информация е достъпна само за членове на пазара на ГХБ в допълнение към публичната информация. Частната информация съдържа данни за оферти и сделки, както и друга търговска информация за пазарните сегменти на които съответният клиент е активен. Частната информация се ползва на база заплащане на такси.

***Приходи от други услуги***

Приходите от предоставяне на услуги се признават в периода, през който са предоставени услугите. Групата прехвърля контрола върху услугите с течение на времето и следователно удовлетворява задължението за изпълнение и признава приходи с течение на времето. Ако към края на отчетния период услугата по договора не е изцяло извършена приходите се признават въз основа на действителната услуга, предоставена до края на отчетния период, като пропорционална част от общите услуги, които трябва да бъдат предоставени, тъй като клиентът получава и потребява ползите едновременно. Това се определя въз основа на действително вложено време за извършена работа, спрямо общото очаквано време за извършване на услугата.

Клиентът заплаща предоставените услуги въз основа на клаузите, заложили в конкретния договор. Обичайният кредитен период е от 10 до 30 дни след предоставяне на услугите. В случай, че предоставените от Групата услуги, надвишават плащането, се признава актив по договора. Ако плащанията надвишават предоставените услуги, се признава пасив по договор.

***Приходи от продажба на стоки***

Приходите от продажби на стоки и материали се признават в момента, в който е прехвърлен контролът върху продаваните активи. Доставка възниква, когато активите са били изпратени на клиента, рисковете от потенциални загуби са прехвърлени на купувача и или той е приел активите в съответствие с договора за продажба. Обичайният срок за плащане е до 30 дни след доставката.

***Принципал или агент***

Когато трета страна участва в предоставянето на стоки или услуги на клиент, Групата определя дали естеството на неговото обещание е задължение за изпълнение, свързано с предоставяне на конкретните стоки или услуги (принципал), или с уреждане третата страна да предостави тези стоки или услуги (агент).

Групата е принципал, когато контролира обещаната стока или услуга преди да я прехвърли на клиента. Въпреки това, Групата не действа непременно като принципал, ако получава

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

правото на собственост върху даден актив само временно, преди правото на собственост да бъде прехвърлено на клиента.

Групата е агент, ако задължение за изпълнение на Групата е да уреди предоставянето на стоките или услугите от трета страна. Когато Групата - агент, удовлетворява задължение за изпълнение, то признава приход в размер на такса или комисионна, на които очаква да има право в замяна на това, че е уредило стоките и услугите да бъдат предоставени от друга страна. Таксата или комисионата на Групата може да бъде нетният размер на възнаграждението, който Групата запазва след като заплати на другата страна възнаграждението, получено в замяна на стоките или услугите, които трябва да бъдат предоставени от тази страна.

Основната дейност на Групата е свързана с пренос на природен газ през и на територията на страната. Групата носи основната отговорност за изпълнението на договора и за транспортирането на заявените количества природен газ.

При някои от своите договори, Групата не разполага с правомощия за определяне на цените на услугите за своите клиенти и, следователно, ползата, която Групата може да получи от тези услуги, е ограничена. Това обаче се дължи не на агентската функция на Групата като посредник между производители и потребители/търговци на природен газ, а на вменената му от законодателството функция на независим преносен оператор на газопреносната система на България.

В резултат на свързаните продажби на Групата се дължи пълното възнаграждение за пренесените количества природен газ, а при възникване на вземането Групата е изложена на кредитен риск за вземането от клиента в замяна на стоките.

Значимите счетоводни преценки, оценки и допускания, свързани с приходи от договори с клиенти, са представени в Бележка 6 и 7.

***Салда по договори******Търговски вземания и активи по договори***

Вземането представлява правото на Групата да получи възнаграждение в определен размер, което е безусловно (т.е., преди плащането на възнаграждението да стане дължимо е необходимо единствено да изтече определен период от време).

Активът по договор е правото на Групата да получи възнаграждение в замяна на стоките или услугите, които е прехвърлило на клиента, но което не е безусловно (начисление за вземане). Ако чрез прехвърляне на стоките и/или предоставянето на услугите Групата изпълни задължението си преди клиентът да заплати съответното възнаграждение и/или преди плащането да стане дължимо, актив по договор се признава за заработеното възнаграждение (което е под условие). Признатите активи по договор се рекласифицират като търговско вземане, когато правото на възнаграждение стане безусловно.

***Пасиви по договори***

Като пасив по договор Групата представя получените от клиента плащания и/или безусловно право да получи плащане, преди да е изпълнило задълженията си за изпълнение по договора. Пасивите по договор се признават като приход, когато (или като) удовлетвори задълженията за изпълнение.

За някои от своите търговски вземания, Групата има право да получи неотменяеми и безусловни банкови гаранции или депозити, които да обезпечат съответното вземане. Групата не дължи лихви за времето, през което сумата по предоставен като обезпечение депозит е престояла при него, нито каквито и да е допълнителни плащания на такси, разnosки и др., свързани с предоставеното обезпечение. Депозитът подлежи на връщане, а банковата гаранция – на освобождаване в случаите на заместване на формата на финансово обезпечение от страна на клиента или при прекратяване на договора с клиента при уреждане на взаимоотношенията с Групата.

Активите и пасивите, произтичащи от един договор, се представят нетно в отчета за финансовото състояние, дори ако те са резултат от различни договорни задължения по изпълнението на договора.

## Бележки към консолидирания финансов отчет

След първоначалното признаване, търговските вземания и активите по договора подлежат на преглед за обезценка в съответствие с правилата на МСФО 9 „Финансови инструменти“.

### (b) Други приходи/доходи

Други приходи, включват операции, които са инцидентни спрямо, основните дейности на Групата и са приходи или доходи, които се признават по силата на други стандарти и са извън обхвата на МСФО 15.

	Подход за признаване
Нетна печалба от продажба на имоти, машини и съоръжения	Печалбите или загубите, възникващи при отписването на имот, машина, съоръжение или нематериален актив, в резултат на продажба, се включват в печалбата или загубата, когато активът бъде отписан. Активът се отписва в момента, в който е прехвърлен контролът върху продавания актив.
Приход от преценка на имоти, машини и съоръжения	Приход от преценки се отчитат като приход до размер на начислени преди това разходи.
Излишъци на активи и ликвидация на активи	Приходите от излишъци на активи се признават в момента на установяване на излишъците.
Приходи от финансиране	Когато дарението (финансирането) е свързано с разходна позиция, то се признава като приход за периодите, необходими за съпоставянето му на систематична база с разходите, които то е предвидено да компенсира. Когато дарението (финансирането) е свързано с актив, то се представя като пасив и се включва в доходите през периода на полезния живот на свързания с него актив.
Приходи от застрахователни събития	Приходът се признава, когато се установи правото на Групата да получи плащането.
Приходи от неустойки	Приходът се признава, когато се установи правото на Групата да получи плащането.
Приходи от отписване на задължения	Приходите от отписване на задължения се признават, когато изтече срокът на задължението или кредиторът се откаже от правата си.

### (c) Приходи от лихви и дивиденди

Приходите включват приходи от лихви по инвестирани средства, печалба от операции в чуждестранна валута, приходи от лихви по дългосрочни вземания. Приход от лихви се признава в печалби и загуби в момента на начисляването му по метода на ефективната лихва.

Приходите от дивиденди се признават, когато се установи правото за тяхното получаване.

## 4.8 Разходи

Разход е намаление на икономическата изгода по време на отчетния период под формата на изтичане или намаляване на активи или натрупване на пасиви, което води до намаляване на собствения капитал отделно от онова, което се дължи за разпределение към едноличния собственик.

Разходите в Групата се признават в момента на тяхното възникване и на база на принципите на начисляване и съпоставимост. Когато се очаква икономическата изгода да бъде придобивана в продължение на няколко отчетни периода, при което връзката с приходите може да се определи само най-общо и косвено, разходите се признават в консолидирания отчет за печалбата или загубата и друг всеобхватен доход на базата на системни и рационални процедури за разсрочване. Целта на подобни процедури е разходите да бъдат признавани през онези отчетни периоди, през които свързаната с тези пера икономическа изгода ще се придобие и изчерпи изцяло. Разход се признава незабавно като текущ в случаите, когато няма да доведе до бъдещ приход или друга икономическа изгода или когато бъде установено, че е по-вероятно тази икономическа изгода да не се класифицира като актив в консолидирания отчет за финансовото състояние.

Като разход се признава и отчетено задължение, без да е придобит актив, т.е. провизия.

Първоначално всички разходи на Групата се отчитат по икономически елементи – разходи за: материали, суровини и консумативи, външни услуги, амортизации, персонал, данъци,

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

такси и други подобни плащания, обезценка на активи, провизии по задължения, отчетна стойност на продадените активи, акциз, вноска фонд СЕС, глоби, неустойки, липси, представителни, обучение и квалификация, технологични загуби и др. След като се отчетат като разходи по икономически елементи, всички разходи на Групата се разпределят и като разходи за: основна, спомагателна, социална и управленска дейност.

Разходите за основна дейност са свързани с предоставяни услуги във връзка с природен газ:

- Пренос на природен газ за трети страни на основата на договорни отношения с клиенти;
- Достъп и пренос на природен газ по националната газопреводна мрежа, собственост на Групата, по газопроводи с високо налягане, от газоизмервателни станции до газоразпределителни станции с цел доставка на крайни потребители на природен газ;
- Съхранение – дейност по нагнетяване на природен газ и обратното му извличане за целите на осигуряване на доставки до крайни потребители. Извършва се в ПГХ Чирен; и
- Балансиране - покупко-продажба на природен газ, с цел покриване на индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреводните мрежи.

Групата отчита два вида разходи, свързани с изпълнението на договорите за доставка на услуги(стоки) с клиенти: разходи за сключване на договора и разходи за изпълнение на договора. Когато разходите не отговарят на условията за разсрочване, съгласно изискванията на МСФО 15, същите се признават като текущи в момента на възникването им, когато не се очаква да бъдат възстановени или периодът на разсрочването им е до една година.

Следните оперативни разходи винаги се отразяват като текущ разход в момента на възникването им:

- Общи и административни разходи (освен ако не са за сметка на клиента);
- Разходи за брак на материални запаси;
- Разходи, свързани с изпълнение на задължението;
- Разходи, за които предприятието не може да определи, дали са свързани с удовлетворено или неудовлетворено задължение за изпълнение.

### **(а) Разходи за лихви и разходи по заеми**

Финансовите разходи включват разходи за лихви по заеми, разходи в резултат на увеличение на задължения, следствие на приближаване с един период на датата, определена за реализиране за задължение по планове за дефинирани доходи, други финансови операции – банкови такси, комисионни и други.

Разходи по заеми, които не са пряко свързани с придобиването, строителството или производството на отговарящ на условията актив, се признават в печалби и загуби по метода на ефективния лихвен процент.

Печалби и загуби от валутни курсови разлики се отчитат на нетна база или като финансови приходи или като финансови разходи, в зависимост дали валутните курсови разлики представляват нетна печалба или нетна загуба.

## **4.9 Имоти, машини и съоръжения**

### **(а) Признаване и оценка. Специфични активи.**

#### *Първоначално признаване*

Имоти, машини и съоръжения се оценяват първоначално по цена на придобиване, която включва разходите, пряко свързани с придобиването на актива. Цената на придобиване на активите, придобити по стопански начин, включва следното:

- разходи за материали и за директно вложен труд;
- разходи, пряко свързани с привеждане на актива до състояние, необходимо за

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

предвидената употреба;

- когато Групата има задължение да демонтира актива или да възстанови терена, приблизителна оценка на разходите за демонтаж и за възстановяване на площадката, на която е разположен актива;

Закупен софтуер, без който е невъзможно функционирането на закупено оборудване, се капитализира като част от това оборудване.

Когато в имотите, машините, съоръженията и оборудването се съдържат компоненти с различна продължителност на полезен живот, те се отчитат отделно.

**Последваща оценка**

За целите на последваща оценка на имоти, машини, съоръжения и оборудване, Групата прилага модела на преоценка в МСС 16. Преоценената стойност представлява справедливата стойност на актива към датата на преоценка, намалена с последваща амортизация и натрупани загуби от обезценка.

Справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и оборудване се определя на базата на пазарните доказателства, представени в доклад, изготвен от независим лицензиран оценител.

Преоценката на имоти, машини и съоръжения се извършва на всеки 3 години. Когато справедливите стойности се променят значително за по-кратък период, преоценката може да се прави по-често.

Към 31 декември 2025 г. е извършен преглед на балансовите стойности, възстановимите стойности и полезния живот на нетекущите активи. Преценките на ръководството се основават на преглед на независим оценител към датата на финансовия отчет. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“ и МСФО 13 „Оценяване по справедлива стойност“, както и при спазване изискванията на Международни стандарти за оценка (МСО).

Извършен е тест за обезценка, където е установено, че към датата на оценката, има отклонение с повече от допустимите, съгласно счетоводната политика на Групата 5% на буферния газ и е призната загуба от обезценка за 2025 г. в размер на 87 367 хил. лв. за сметка на преоценен резерв.

Буферният газ е специфичен дълготраен материален актив за Групата и неговото местонамиране е в ПГХ „Чирен“ и в газопреносната система. Той е постоянно количество газ, което само поддържа използваемостта на хранилището и газопровода, без да участва в количеството транспортиран или използван за собствени технологични нужди природен газ. Тези количества не могат да намаляват, защото се намалява капацитетът на ПГХ и газопровода.

Буферният газ в ПГХ „Чирен“ и в газопровода, се разделя на амортизируем и неамортизируем буферен газ. Амортизируемият буферен газ в ПГХ „Чирен“ е онова количество газ, което ще остане в подземния резервоар след прекратяване експлоатацията на газохранилището и не може да бъде използвано за търговски цели.

Неамортизируемият буферен газ е част от буферния газ в ПГХ „Чирен“, която би могло да се добие на повърхността при налягане на газопровода 35 бара при съществуващите в момента съоръжения.

Буферният газ в газопровода се разделя също на амортизируем и неамортизируем на база горепосоченото предположение. Количествата буферен газ, както и тяхната стойност са оповестени в *Бележка 14*.

Печалби и загуби при отписване на имоти, машини и съоръжения (определят се като разлика между постъпленията и балансовата стойност на актива) се признават нетно в други приходи/други разходи в печалби и загуби. Когато преоценени активи се продадат, сумите, включени в преоценен резерв, се рекласифицират в неразпределена печалба или загуба.

В края на всеки отчетен период част от преоценения резерв се реализира в съответствие с използване на актива от предприятието. Сумата на реализираната преоценка представлява

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

разликата между амортизацията въз основа на преоценената балансова стойност на актива и амортизацията въз основа на цената на придобиване.

### *Последващи разходи*

Последващи разходи се капитализират само когато е вероятно, че бъдещи икономически ползи от тези разходи ще бъдат получени от Групата. Текущи ремонти и поддръжка се признават като разход при възникването им.

### *Амортизация*

Имоти, машини, съоръжения и оборудване се амортизират от датата, на която са инсталирани и са готови за употреба, или за придобитите по стопански начин, от датата на която активът е завършен и е готов за употреба. Амортизацията се признава до размера на първоначалната стойност на актива минус очакваната остатъчна стойност на актива на база линейния метод въз основа на очаквания полезен живот на всеки един компонент от имоти, машини, съоръжения и оборудване. Амортизацията се отчита в печалби и загуби, освен ако не се включва в отчетната стойност на друг актив. Амортизация на придобити активи при условията на финансов лизинг се начислява за по-късия между срока на договора и техния полезен живот, освен в случаите, когато е почти сигурно придобиването на собствеността върху тях до края на срока на договора. Земята не се амортизира.

Очакваните срокове на полезен живот за текущия и сравнителния период, са както следва:

Сгради	7 – 70 години
Машини, съоръжения и оборудване	3 – 50 години
Компютърна техника и офис обзавеждане	3 – 12 години
Транспортни средства	3 – 15 години
Амортизируем буферен газ	75 години
Всички останали	3 – 15 години

Методите на амортизация, полезният живот и остатъчните стойности се преразглеждат към всяка отчетна дата и се коригират, ако е необходимо. Приблизителните оценки за имоти, машини и съоръжения са прегледани към 31.12.2025 г. (виж също *Бележка 14*).

### **(b) Обезценка на нефинансови активи**

Отчетните стойности на нефинансовите активи на Групата, различни от материални запаси и отсрочени данъчни активи, се преглеждат към всяка отчетна дата с цел да се определи дали има признаци за обезценка. В случай, че съществуват такива признаци, се прави приблизителна оценка на възстановимата стойност на актива. Загуба от обезценка се признава винаги в случай, че балансовата стойност на един актив или обект, генериращ парични потоци (ОГПП), част от която е той, превишава неговата възстановима стойност.

Възстановимата стойност на актив или ОГПП, е по-високата от неговата стойност в употреба и справедливата му стойност, намалена с разхода по продажба. При оценката на стойността в употреба, бъдещите парични потоци се дисконтират до сегашната им стойност, като се прилага дисконтов процент преди данъци, отразяващ текущите оценки за пазара, цената на парите във времето и рискът, специфичен за актива или за ОГПП. За целта на теста за обезценка, активи, които не могат да бъдат тествани индивидуално, се групират заедно в най-малката възможна група активи, генерираща парични постъпления от продължаваща употреба, които са в голяма степен независими от паричните постъпления от други активи или ОГПП.

Загуби от обезценка се признават в печалби и загуби. Загуби от обезценка, признати за ОГПП се разпределят така, че да намалят отчетните стойности на активите в обекта пропорционално. Загуба от обезценка се възстановява само до такава степен, че балансовата стойност на актива да не надвишава балансовата стойност, която би била определена, след приспадане на амортизация, ако загуба от обезценка не е била признавана.

### **4.10 Нематериални активи**

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Нематериални активи, придобити от Групата, имащи определен полезен живот, са представени по цена на придобиване, намалена с натрупана амортизация и загуби от обезценки.

### *Последващи разходи*

Последващи разходи се капитализират само когато увеличават бъдещата икономическа полза от специфичния актив, за който се отнасят. Всички останали разходи се признават като разход в момента на тяхното възникване.

### *Амортизация*

Нематериалните активи се амортизират на база линейния метод в печалби и загуби въз основа на очаквания срок на полезния им живот от датата, на която са готови за употреба.

Очакваните срокове на полезен живот за текущия и сравнителния период са както следва:

Лицензии за съхранение и пренос на природен газ	4 – 35 години
Лицензии за софтуер и мобилна далекосъобщителна и радиотелефонна мрежа	2 – 10 години
Програмни продукти	2 – 8 години
Други	3 – 25 години

Методите на амортизация, полезният живот и остатъчните стойности се преразглеждат към всяка отчетна дата и се коригират ако е необходимо.

### **4.11 Материални запаси**

Материалните запаси включват: горива, оперативен газ, собственост на Групата, използван за покриване на технологични нужди, природен газ за балансиране, резервни части, оборудване, офис-материали, канцеларски материали и консумативи, стоки, квоти за вредни емисии, незавършено производство и продукцията, включително произведен кондензат.

Материалните запаси се отчитат по по-ниската от тяхната себестойност и нетна реализуема стойност. Себестойността на материалните запаси се базира на принципа „средно претеглена стойност“, и включва разходи за придобиване на материалните запаси, разходите за производство или преработка, както и всички други разходи, отнасящи се до привеждането на материалните запаси до тяхното текущо местоположение и състояние. Себестойността на произведена продукцията и незавършеното производство включва разходи за труд, социални осигуровки и разходи за амортизация. Нетната реализируема стойност представлява предполагаемата продажна цена в нормалния ход на стопанската дейност, намалена с приблизително оценените разходи по завършване на производствения цикъл и тези, които са необходими за осъществяване на продажбата. Резервни части и резервно оборудване се считат за имоти, машини, съоръжения и оборудване, когато Групата се очаква да ги използва по продължително от един отчетен период и те се използват само във връзка с отделен имот, машини съоръжения и оборудване.

Последващата оценка на природния газ (материален запас) се определя по цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, определена с Решение на КЕВР за съответния месец в MWh.

### **4.12 Финансови инструменти**

Групата първоначално признава финансов актив в момента, в който стане страна по договорно споразумение, и го класифицира съгласно модела си за управление на финансови активи и характеристиките на договорените парични потоци.

Групата изважда финансовия пасив (или част от финансовия пасив) от своя отчет за финансовото състояние тогава и само тогава, когато той е погасен — т.е. когато задължението, посочено в договора, е изпълнено, е анулирано или срокът му е изтекъл.

#### **(а) Финансови активи**

##### ***Класификация и първоначално оценяване на финансов актив***

С изключение на тези търговски вземания, които не съдържат съществен финансов

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

компонент и се оценяват по цена на сделката, съгласно МСФО 15, всички финансови активи са първоначално оценени по справедлива цена, коригирани за разходите по сделката (където е приложимо).

Финансови активи, различни от тези, които са създадени и ефективни като хеджиращи инструменти, се класифицират в една от следните категории:

- Амортизирана стойност
- Справедлива стойност през печалбата или загубата
- Справедлива стойност през друг всеобхватен доход

Класификацията се определя и от двете:

- Бизнес моделът на Групата за управление на финансовия актив;
- Характеристиките на договорния паричен поток на финансовия актив.

Всички приходи и разходи, свързани с финансовия актив, които са признати в печалбата и загубата, се включват в други разходи.

### ***Последваща оценка на финансови активи***

#### *Финансови активи по амортизирана стойност*

Финансовите активи се оценяват по амортизирана стойност, ако активите изпълняват следните изисквания (и не са определени за оценяване по справедлива стойност в печалбата и загубата):

- Предприятието управлява активите в рамките на бизнес модел, чиято цел е да държи финансовите активи и да събира договорни парични потоци;
- Съгласно договорните условия на финансовия актив на конкретни дати възникват парични потоци, които са единствено плащания по главница и лихва върху непогасената сума на главницата;

Тази категория включва недеривативни финансови активи като заеми, вземания с фиксирани или определими плащания, които не се котират на активен пазар. След първоначалното признаване, те се оценяват по амортизирана стойност с използване на метода на ефективната лихва. Дисконтирането се пропуска, когато ефектът от него е несъществен. В тази категория се класифицират и паричните средства и паричните еквиваленти, търговските и други вземания, както и вземания от свързани лица.

#### Търговски и други вземания

Търговски и други вземания са финансови активи с фиксирани или определяеми плащания, които не са котирани на активен пазар. Такива активи се признават първоначално по справедлива стойност плюс всички пряко съотносими разходи по сделката. След първоначално признаване вземанията се оценяват по амортизирана стойност, като се използва методът на ефективния лихвен процент, намалена със загуби от обезценка.

#### Пари и парични еквиваленти

Пари и парични еквиваленти включват парични наличности и депозити на виждане с първоначален матуритет от три месеца или по-малко от датата на придобиване, които са свързани с незначителен риск от промяна в справедливата им стойност и се използват от Групата за управление на краткосрочни ангажименти.

Депозити с матуритет над 3 месеца се класифицират като краткосрочни вземания в консолидирания отчет за финансовото състояние.

Депозити, заложен като обезпечения на насрещни задължения, се класифицират като Парични средства, предоставени като обезпечение в консолидирания отчет за финансовото състояние.

### ***Обезценка на финансови активи***

Финансовите активи, които са в обхват на изчисление на обезценката, са дългови инструменти, отчитани по амортизирана стойност.

Групата признава коректив за очаквани кредитни загуби от финансов актив, актив по договор или кредитен ангажимент и договор за финансова гаранция, за които се прилагат изискванията за обезценка. Очакваните кредитни загуби представляват вероятностно

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

претеглена оценка на кредитните загуби за очаквания срок на финансовия инструмент, т.е. паричния дефицит, който представлява разликата между паричните потоци, дължими на Групата и паричните потоци, които Групата очаква да получи.

Групата отписва финансов актив, когато договорните права върху паричните потоци от актива са изтекли, или Групата прехвърли правата за получаване на договорените парични потоци от финансовия актив в сделка, според която значителна част от всички рискове и изгоди от собствеността на финансовия актив са прехвърлени. Всяко участие в прехвърлен финансов актив, който е създаден или задържан от Групата се признава като отделен актив или пасив.

Финансови активи и пасиви се нетират и нетната стойност се представя в отчета за финансово състояние тогава и само тогава, когато Групата има правно основание да нетира сумите и има намерение или да урежда на нетна база или да реализира актива и да уреди пасива едновременно.

Групата има следните недеривативни финансови активи: търговски и други вземания, вземания от свързани лица, пари и парични еквиваленти и парични средства, предоставени като обезпечение.

Изискванията за обезценка съгласно МСФО 9 използват повече информация, ориентирана към бъдещето, за да признаят очакваните кредитни загуби – моделът за „очакваните кредитни загуби“.

Инструментите, които попадат в обхвата на новите изисквания, включват заеми и други дългови финансови активи, оценявани по амортизирана стойност, търговски вземания, активи по договори, признати и оценявани съгласно МСФО 15, както и кредитни ангажименти и някои договори за финансова гаранция (при емитента), които не се отчитат по справедлива стойност през печалбата или загубата.

Признаването на кредитни загуби не зависи от настъпването на събитие с кредитна загуба. Вместо това Групата разглежда по-широк спектър от информация при оценката на кредитния риск и измерването на очакваните кредитни загуби, включително минали събития, текущи условия, разумни и поддържащи прогнози, които влияят върху очакваната събираемост на бъдещите парични потоци на инструмента.

Очакваните кредитни загуби представляват вероятно претеглена оценка на кредитните загуби (т.е. сегашната стойност на всеки недостиг на пари) за очаквания срок на финансовия инструмент. Паричен дефицит е разликата между паричните потоци, дължими на Групата в съответствие с договора, и паричните потоци, които Групата очаква да получи. Тъй като очакваните кредитни загуби отчитат размера и сроковете на плащанията, очаквана кредитна загуба се признава дори, ако Групата очаква активът да бъде изплатен изцяло, но по-късно от срока, в който се дължи плащането.

Изчисляването на очакваните кредитни загуби се определя на базата на вероятно претеглената приблизителна оценка на кредитните загуби през очаквания срок на финансовите инструменти.

*Значително увеличение на кредитния риск*

Към всяка отчетна дата Групата преценява дали кредитният риск по даден финансов инструмент се е увеличил значително спрямо момента на първоначалното признаване. При извършване на оценката Групата използва промяната в риска от неизпълнение, възникващо през очаквания живот на финансовия инструмент, вместо промяната в размера на очакваните кредитни загуби. Тази оценка се прави на база сравнение на риска от неизпълнение на финансовия инструмент към датата на отчета с риска от неизпълнение, настъпил към датата на първоначалното признаване. Информацията се идентифицира, без да са налице ненужни разходи или усилия.

**(b) Финансови пасиви*****Класификация и оценяване на финансови пасиви***

Финансовите пасиви на Групата включват получени заеми, търговски и други задължения. Финансовите пасиви са първоначално оценени по справедлива стойност и, където е

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

приложимо, коригирани по отношение на разходите по сделката, освен ако Групата не е определило даден финансов пасив като оценяван по справедлива стойност през печалбата и загубата.

Впоследствие, финансовите пасиви се оценяват по амортизирана стойност, използвайки метода на ефективната лихва.

Всички разходи, свързани с лихвите и, ако е приложимо, промени в справедливата стойност на инструмента, които се отчитат в печалбата или загубата, се включват във финансовите разходи или финансовите приходи. Финансовите пасиви се признават първоначално на тяхната дата на търгуване, на която Групата е станало страна по договорните условия на инструмента. Групата отписва финансов пасив когато неговите договорни задължения са изпълнени или са отменени или не са валидни повече.

Финансови активи и пасиви се нетират, и нетната стойност се представя в отчета за финансово състояние тогава, и само тогава, когато Групата има правно основание да нетира сумите, и има намерение или да урежда на нетна база или да реализира актива, и да уреди пасива едновременно.

### **4.13 Собствен капитал, резерви и плащания на дивиденди**

Акционерният капитал на компанията-майка отразява номиналната стойност на емитираните акции.

Преоценъчният резерв включва печалби или загуби от преоценки на нефинансови активи.

Другите резерви включват:

- законови резерви и общи резерви, формирани по реда на действащото търговско законодателство и Устава на Дружеството;
- резерв от преоценки по планове с дефинирани доходи – включва актюерски печалби или загуби от промени в демографските или финансови предположения и възвръщаемостта на активите по плана.

Неразпределената печалба включва текущия финансов резултат и натрупаните печалби и непокрита загуба от минали години.

Задълженията за плащане на дивиденди към едноличния собственик са включени на ред „Задължения към свързани лица“ в консолидирания отчет за финансовото състояние. Всички транзакции с едноличния собственик на Групата са представени отделно в консолидирания отчет за промените в собствения капитал.

### **4.14 Доходи на персонала**

#### **Краткосрочни доходи на наети лица**

Задължения за краткосрочните доходи на наети лица се оценяват на недисконтирана база и са отчетени като разход, когато свързаните с тях услуги се предоставят. Пасив се признава за сумата, която се очаква да бъде изплатена по краткосрочен бонус в пари или планове за разпределение на печалбата, ако Групата има правно или конструктивно задължение да заплати тази сума като резултат от минали услуги, предоставени от служител, и задължението може да се оцени надеждно.

Групата признава като задължение недисконтираната сума на оценените разходи по платен годишен отпуск, очаквани да бъдат заплатени на служителите в замяна на труда им за изминалия отчетен период.

#### **Планове с дефинирани доходи**

Групата има задължение за изплащане на доход при напускане на тези свои служители, които се пенсионират в съответствие с изискванията на чл. 222, § 3 от Кодекса на Труда (КТ). Съобразно тези разпоредби на КТ и действащия Колективен трудов договор в „Булгартрансгаз“ ЕАД, при прекратяване на трудовия договор на служител на Групата, придобил право на пенсия, Групата му изплаща обезщетение в размер на дванадесет брутни работни заплати, в случай, че работникът или служителят има натрупан трудов стаж в Групата над 10 години към датата на пенсиониране, и обезщетение в размер на пет брутни работни заплати в случай, че работникът или служителят има натрупан трудов стаж в

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Групата до 10 години. Към датата на отчета за финансово състояние ръководството оценява приблизителния размер на потенциалните разходи за всички служители на база на доклад, изготвен от актюер чрез използването на метода на прогнозните кредитни единици. В Бележка 26 към консолидирания финансов отчет, е оповестена сумата на начисленото задължение, както и основните допускания, на базата на които е извършена оценката на задължението.

Групата признава всички актюерски печалби и загуби, възникващи от плана за дефинирани доходи за сметка на другия всеобхватен доход.

### **4.15 Безвъзмездни средства, предоставени от държавата**

#### **Квоти за търговия с емисии на парникови газове**

В съответствие с действащото европейско законодателство Групата получава емисионни квоти, с които трябва да уреди задълженията си, възникнали от отделяните от нея замърсители в атмосферата. Правителството предоставя определен брой емисионни квоти за използване в определен период от време. Групата може да търгува тези квоти с трети лица, за да осигури наличието на емисионни квоти, които да съответстват на неговите емисии в атмосферата.

Поради липсата на счетоводен стандарт или разяснение в рамките на МСФО, който специфично да разглежда счетоводното отчитане на трансакции, свързани с емисии за парникови газове (CO<sub>2</sub> емисии), ръководството на Групата е разработило счетоводна политика, която счита за най-релевантна и надеждна за нуждите на ползвателите на финансовата информация. Съгласно Директива 2003/87/ЕО последно изменена с Директива 2018/410/ЕС за периода 2021 - 2025 г. въз основа на напълно хармонизирани правила на инсталациите на „Булгартрансгаз“ ЕАД в зависимост от равнището им на активност безплатно се разпределят квоти за емисии на парникови газове. Предоставените емисии не се отчитат като актив, а при продажба или покупка, в случай, че има такава, се отчита брутната стойност на продажбата на емисии. Безвъзмездно получените от държавата квоти за емисии на парникови газове (CO<sub>2</sub> емисии) не се признават в отчета за финансовото състояние, а се следят извънсчетоводно. Когато годишните отделени емисии превишават наличните квоти, задължението за превишението се оценява по справедливата стойност на емисиите на парникови газове към края на отчетния период, за който се дължат, и се начислява провизия. Стойността на провизията се определя на база на най-добрата оценка на разходите към датата на отчета, които биха възникнали за уреждане на задължението. Общият брой достигнати квоти се определя чрез представяне на верифициран доклад, издаден от независим акредитиран верификационен орган.

„Булгартрансгаз“ ЕАД притежава Разрешително за емисии на парникови газове. В съответствие с условие 5 от Разрешителното, както и във връзка с изискванията на чл.48(1) от ЗОИК, Дружеството е длъжно до 30.09 (Изм. - ДВ, бр. 16 от 2024 г., в сила от 23.02.2024 г.) на текущата година да предаде определен брой квоти, равняващи се на общото количество емисии, отделени от инсталацията през предходната година, верифицирани от регистриран независим верификатор.

Осигуряването на необходимото количество квоти за емисии на парникови газове се осъществява чрез покупка, като квотите постъпват по специална партидата на операторите на инсталации в Националния регистър, администриран от Изпълнителната агенция по околна среда.

Наличните квоти по партидата на „Булгартрансгаз“ ЕАД в Националния регистър се отчитат като актив при тяхното придобиване и се отчитат като текущ разход за дейността, когато емитираните парникови газове от дейността на Дружеството превишават наличните квоти по партидата, до размера на емитираното количество. Разликата между наличните квоти по партидата и емитираните парникови газове се представя в отчета за финансовото състояние на Дружеството като текущ актив.

Към 31 декември на текущата година Групата отчита провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове, когато има разликата между реално емитираните и верифицирани CO<sub>2</sub> и наличните за текущата година CO<sub>2</sub> по сметката на Групата в

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Националният регистър към края на годината. Стойността на провизиите се изчислява в съответствие със средната продажна цена на спот сегмента, обявена от Европейската Енергийна Борса (European Energy Exchange, EEX) след края на финансовата година до датата на верификационния доклад, издаден от независим акредитиран верификационен орган. Провизията за емисии на парникови газове се представя в консолидирания отчет за финансовото състояние на Групата като текущ пасив.

### **Безвъзмездни средства предоставени от държавата, обвързани с активи**

Безвъзмездни средства, предоставени от държавата, се признават първоначално като отсрочени приходи по справедлива стойност, когато има достатъчна сигурност, че ще бъдат получени и че Групата ще изпълни условията, свързани със средствата. След това се признават в печалби и загуби като други приходи на систематична база за полезния живот на актива.

Безвъзмездни средства, които компенсират Групата за извършени разходи, се признават в печалби и загуби на систематична база в периодите, в които възникват разходите.

### **4.16 Сделки в чуждестранна валута**

Операциите в чуждестранна валута се отчитат във функционалната валута по обменния курс, приложим в деня на извършване на сделката. Парични активи и пасиви, деноминирани в чуждестранна валута, се отчитат във функционалната валута по заключителния курс на БНБ в деня на изготвяне на отчета за финансовото състояние. Печалба или загуба от курсови разлики, произтичащи от парични позиции, е разликата между амортизираната стойност във функционална валута в началото на периода, коригирана с ефективната лихва и плащанията през периода и амортизираната стойност в чуждестранна валута, превалутирана по курса в края на периода.

Непарични активи и пасиви, деноминирани в чуждестранни валути, които се отчитат по справедлива стойност, се превръщат във функционалната валута по курса на датата, към която е определена справедливата стойност. Непарични активи и пасиви в чуждестранна валута, които се оценяват по историческа цена, се превалутират във функционалната валута по курса на датата на сделката. Курсови разлики, възникващи от превалутирането във функционалната валута се отчитат в печалби и загуби.

От 1 януари 1999 година обменният курс на Българския лев (BGN) е фиксиран към евро (EUR). Обменният курс е BGN 1.95583 / EUR 1.0.

### **4.17 Данъци върху дохода**

Разходите за данъци, признати в печалбата или загубата, включват сумата на отсрочените и текущи данъци, които не са признати в другия всеобхватен доход или директно в собствения капитал.

Текущите данъчни активи и/или пасиви представляват тези задължения към или вземания от данъчните институции, отнасящи се за текущи или предходни отчетни периоди, които не са платени към датата на финансовия отчет. Текущият данък е дължим върху облагаемия доход, който се различава от печалбата или загубата във финансовите отчети. Изчисляването на текущия данък е базиран на данъчните ставки и на данъчните закони, които са в сила към края на отчетния период.

Групата е определила, че допълнителният национален данък, въведен във връзка с изискванията за минимално данъчно облагане, който трябва да плати съгласно законодателството на Втори стълб, е данък върху дохода в обхвата на МСС 12. Групата е приложила временно задължително облекчение от отчитане на отсрочените данъци за въздействието на допълнителния данък и го отчита като текущ данък, когато той възникне.

Отсрочените данъци се изчисляват по пасивния метод за всички временни разлики между балансовата стойност на активите и пасивите и тяхната данъчна основа. Отсрочен данък не се предвижда при първоначалното признаване на актив или пасив, освен ако съответната транзакция не засяга данъчната или счетоводната печалба.

Отсрочените данъчни активи и пасиви не се дисконтират. При тяхното изчисление се използват данъчни ставки, които се очаква да бъдат приложими за периода на реализацията

### **Бележки към консолидирания финансов отчет**

им, при условие че те са влезли в сила или е сигурно, че ще влезнат в сила, към края на отчетния период.

Отсрочените данъчни пасиви се признават в пълен размер.

Отсрочени данъчни активи се признават, само ако съществува вероятност те да бъдат усвоени чрез бъдещи облагаеми доходи.

Отсрочени данъчни активи и пасиви се компенсират, само когато Групата има право и намерение да компенсира текущите данъчни активи или пасиви от същата данъчна институция.

Промяната в отсрочените данъчни активи или пасиви се признава като компонент от данъчния приход или разход в печалбата или загубата, освен ако те не са свързани с позиции, признати в другия всеобхватен доход или директно в собствения капитал, при което съответният отсрочен данък се признава в другия всеобхватен доход или в собствения капитал..

#### **4.18 Условни активи, условни пасиви, провизии**

Провизиите се признават, когато има вероятност сегашни задължения в резултат от минало събитие да доведат до изходящ поток на ресурси от Групата и може да бъде направена надеждна оценка на сумата на задължението. Възможно е срочността или сумата на изходящия паричен поток да е несигурна. Сегашно задължение се поражда от наличието на правно или конструктивно задължение вследствие на минали събития, например гаранции, правни спорове или обременяващи договори. Провизиите за реструктуриране се признават само ако е разработен и приложен подробен формален план за реструктуриране или ръководството е обявило основните моменти на плана за реструктуриране пред тези, които биха били засегнати. Провизии за бъдещи загуби от дейността не се признават.

Сумата, която се признава като провизия, се изчислява на база на най-надеждната оценка на разходите, необходими за уреждане на сегашно задължение към края на отчетния период, като се вземат в предвид рисковете и несигурността, свързани със сегашното задължение. Когато съществуват редица подобни задължения, вероятната необходимост от изходящ поток за погасяване на задължението се определя, като се отчете групата на задълженията като цяло. Провизиите се дисконтират, когато ефектът от времевите разлики в стойността на парите е значителен.

Обезщетения от трети лица във връзка с дадено задължение, които Групата е сигурна, че ще получи, се признават като отделен актив. Този актив може и да не надвишава стойността на съответната провизия.

Провизиите се преразглеждат към края на всеки отчетен период и стойността им се коригира, за да се отрази най-добрата приблизителна оценка.

В случаите, в които се счита, че е малко вероятно да възникне изходящ поток на икономически ресурси в резултат на текущо задължение, пасив не се признава. Условните пасиви следва да се оценяват последващо по по-високата стойност между описаната по-горе сравнима провизия и първоначално признатата сума, намалена с натрупаната амортизация.

Вероятни входящи потоци на икономически ползи, които все още не отговарят на критериите за признаване на актив, се смятат за условни активи. Те са описани заедно с условните задължения на Групата в бележка 35.

#### **4.19 Значителни преценки на ръководството при прилагане на счетоводната политика. Несигурност на счетоводните приблизителни оценки.**

При изготвянето на този консолидиран финансов отчет, ръководството е направило преценки, приблизителни оценки и допускания, които влияят на прилагането на счетоводните политики на Групата и на отчетените суми на активите и пасивите, приходите и разходите. Реалният резултат може да бъде различен от тези приблизителни оценки.

Приблизителните оценки и основните допускания се преразглеждат текущо. Преразглеждането на приблизителните оценки се признава перспективно. При изготвянето на представения консолидиран финансов отчет значимите преценки на ръководството при прилагането на счетоводните политики на Групата и основните източници на несигурност на

### **Бележки към консолидирания финансов отчет**

счетоводните приблизителни оценки не се различават от тези, оповестени в междинния финансов отчет на Групата към 30 юни 2025 г.

Информацията относно съществените предположения, оценки и допускания, които оказват най-значително влияние върху признаването и оценяването на активи, пасиви, приходи и разходи, е представена по-долу.

#### **Обезценка на нефинансови активи**

За загуба от обезценка се признава сумата, с която балансовата стойност на даден актив или единица, генерираща парични потоци, превишава възстановимата им стойност, която е по-високата от справедливата стойност, намалена с разходите по продажба на даден актив, и неговата стойност в употреба. За да определи стойността в употреба, ръководството на Групата изчислява очакваните бъдещи парични потоци за всяка единица, генерираща парични потоци, и определя подходящия дисконтов фактор с цел калкулиране на настоящата стойност на тези парични потоци. При изчисляване на очакваните бъдещи парични потоци ръководството прави предположения относно бъдещите брутни печалби. Тези предположения са свързани с бъдещи събития и обстоятелства. Действителните резултати могат да се различават и да наложат значителни корекции в активите на Групата през следващата отчетна година.

В повечето случаи при определянето на приложимия дисконтов фактор се прави оценка на подходящите корекции във връзка с пазарния риск и рисковите фактори, които са специфични за отделните активи.

Групата е отчетала загуби от обезценка на нетекущи активи в размер на 87 367 хил. лв. през 2025 г. (2024 г.: преоценка 557 262 хил. лв.), за да намали балансовата стойност на нетекущите активи до възстановимата им стойност.

#### **Полезен живот на амортизируеми активи**

Ръководството преразглежда полезния живот на амортизируемите активи в края на всеки отчетен период. Към 31.12.2024 г. е направена оценка на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения, оборудване, буферен газ и транспортни средства от независим лицензиран оценител и полезният живот на амортизируемите активи е преразгледан.

Балансовите стойности на активите са анализирани в бележки 14 и 15. Действителният полезен живот може да се различава от направената оценка поради техническо и морално изхабяване или поради други фактори, които впоследствие биха могли да повлияят върху определянето на полезния живот.

#### **Материални запаси**

Материалните запаси се оценяват по по-ниската стойност от цената на придобиване и нетната реализуема стойност. При определяне на нетната реализуема стойност ръководството взема предвид най-надеждната налична информация към датата на приблизителната оценка. Определянето на обезценката изисква ръководството да направи оценка на обръщаемостта на запасите най-вече чрез влагането им в употреба, в това число и употребата им за технологични нужди. Ръководството на Групата счита, че балансовата стойност на материалните запаси, състоящи се основно от природен газ и резервни части, представлява най-добрата преценка за тяхната нетна реализуема стойност към датата на отчета за финансовото състояние, съгласно изискванията на МСС 2 „Материални запаси“. През 2025 г. Групата е отчетала загуба от обезценка на природен газ в нетен размер на 7 747 хил. лв. (2024 г.: 19 557 хил. лв.)

#### **Измерване на очаквани кредитни загуби**

Кредитната загуба представлява разликата между всички договорни парични потоци, дължими на предприятието и всички парични потоци, които предприятието очаква да получи. Очакваните кредитни загуби са вероятно претеглена оценка на кредитните загуби, които изискват преценката на предприятието. Очакваните кредитни загуби са дисконтирани с първоначалния ефективен лихвен процент (или с коригирания спрямо кредита ефективен лихвен процент за закупени или първоначално създадени финансови активи с кредитна обезценка).

### **Бележки към консолидирания финансов отчет**

Преценката, относно очакваната кредитна загуба на дългосрочни вземания, е изготвена на индивидуална база като са взети предвид всички налични факти и обстоятелства, съпътстващи съществуването и оценката на вземанията включително и очаквано развитие на процесуалните действия, предприети от Групата.

Към всяка отчетна дата Ръководството преценява дали кредитният риск по даден финансов инструмент се е увеличил значително спрямо момента на първоначално признаване.

#### **Задължение за изплащане на дефинирани доходи**

Ръководството оценява веднъж годишно, с помощта на независим актюер, задължението за изплащане на дефинирани доходи. Действителната стойност на задължението може да се различава от предварителната оценка поради нейната несигурност. Оценката на задължението за изплащане на дефинирани доходи на стойност 12 500 хил. лв. (2024 г.: 10 806 хил. лв.) се базира на статистически показатели за инфлация, разходи за здравно обслужване и смъртност. Друг фактор, който оказва влияние, са предвидените от Групата бъдещи увеличения на заплатите. Дисконтовите фактори се определят към края на всяка година спрямо лихвените проценти на дългосрочни безрискови ценни книжа, които са деноминирани във валутата, в която ще бъдат изплащани дефинираните доходи (български лева) и които са с падеж, съответстващ приблизително на падежа на съответните пенсионни задължения. Несигурност в приблизителната оценка съществува по отношение на актюерските допускания, която може да варира и да окаже значителен ефект върху стойността на задълженията за изплащане на дефинирани доходи и свързаните с тях разходи.

#### **Справедливи стойности**

Някои от счетоводните политики и оповестявания на Групата изискват оценка на справедливи стойности за финансови и за нефинансови активи и пасиви.

Групата е установила контролна рамка по отношение на оценката на справедливи стойности. Регулярно се преглеждат значителните ненаблюдаеми входящи данни и корекции на оценките. Ако информация от трети страни, като котировки от брокери или сходни услуги, се използва за оценка на справедливи стойности, тогава се оценяват получените доказателства от трети страни, за да се подкрепи заключението, че такива оценки отговарят на изискванията на МСФО, включително нивото в йерархията на справедливите стойности, в което такива оценки трябва да бъдат класифицирани.

Значими въпроси, свързани с оценките, се докладват и на одитния комитет на Групата.

Повече информация за допусканията, направени при оценка на справедливите стойности, е включена в Бележка 32 Рискове, свързани с финансови инструменти и Бележка 34 Определяне на справедливи стойности.

Към 31 декември 2025 г. ръководството на Групата е възложило преглед на балансовите стойности, възстановимите стойности и полезния живот на нетекущите активи на външен оценител.

#### **Провизии и условни задължения**

Групата е ответник по няколко съдебни дела към настоящия момент, чийто изход може да доведе до задължения на стойност, различна от сумата на признатите във финансовия отчет провизии. Провизиите няма да бъдат разглеждани тук по-подробно, за да се избегнат предубеждения, свързани с позицията на Групата в горепосочените спорове.

Към 31 декември на текущата година Групата отчита провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове, когато има разликата между реално емитираните и верифицираните CO<sub>2</sub> и наличните за текущата година CO<sub>2</sub> по сметката на Групата в Националния регистър към края на годината. Стойността на провизиите се изчислява в съответствие със средната продажна цена на спот сегмента, обявена от Европейската Енергийна Борса (European Energy Exchange, EEX) след края на финансовата година до датата на верификационния доклад, издаден от независим акредитиран верификационен орган.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**Несигурност при определяне на задълженията на Групата за корпоративен данък и несигурни условни данъчни пасиви**

Поради спецификата и сложността на изчисленията във въведените правила за данък върху доходите по Стълб 2 е възможно да има отклонения между изчисления данък върху доходите и действителния данък върху доходите, дължим на датата на плащане. Въз основа на правилата, въведени в Закона за корпоративното подоходно облагане, допълнителният данък върху доходите ще бъде деклариран и дължим 18 месеца след края на 2024 г. Българските данъчни власти публикуваха стандартен формуляр за деклариране на данъка върху доходите. Ръководството на Групата е работило въз основа на наличните правила и насоки, публикувани от ОИСП и в съответствие със Закона за корпоративното подоходно облагане, както и в съответствие с указанията и разработения от собственика молел за изчисление на национален допълнителен данък за БЕХ Група.

**5. Отчитане по сегменти**

Ръководството определя към настоящия момент един сегмент на Групата, а именно природен газ, както е описано в пояснение 4.6 от счетоводни политики. Този сегмент се наблюдава от ръководството, което взема стратегически решения на базата на оперативните резултати на сегмента.

Информацията за сегмента природен газ може да бъде анализирана за представените отчетни периоди, както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>Природен газ 2025</b>	<b>Природен газ 2024</b>
Приходи от:		
- дейностите: достъп, пренос, съхранение, балансиране и опериране на електронна платформа за сделки с природен газ	1 081 463	1 069 756
- други приходи	17 091	15 942
<b>Приходи на сегмента</b>	<b>1 098 554</b>	<b>1 085 698</b>
Технологични разходи	(152 576)	(140 208)
Разходи за материали	(7 125)	(8 022)
Разходи за външни услуги	(32 385)	(18 403)
Разходи за амортизации и обезценка на нефинансови активи	(338 237)	(304 801)
Разходи за възнаграждения на наети лица	(88 049)	(82 236)
Възстановени разходи/(разходи) за обезценка на финансови активи	1 589	(2 919)
Разходи за обезценка на материални запаси	(7 747)	(19 557)
Други разходи от дейността	(57 838)	(64 978)
Провизии за квоти за вредни емисии за парникови газове	(48 812)	(34 351)
Себестойност на природен газ, вложен за балансиране, и продадени стоки	(44 453)	(42 638)
Промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство	(48)	15
<b>Оперативна печалба на сегмента</b>	<b>322 873</b>	<b>367 600</b>
<b>Активи на сегмента</b>	<b>7 709 726</b>	<b>8 171 140</b>
<b>Пасиви на сегмента</b>	<b>1 660 745</b>	<b>2 322 986</b>

Приходите на Групата от клиенти се получават на територията на Република България.

Общата сума на приходите, оперативната печалба и активите на сегмента са равнени със съответните позиции в консолидирания финансов отчет на Групата, както следва:

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Приходи</b>		
Общо приходи	1 098 647	1 085 792
Елиминирани на междусегментни приходи	(93)	(94)
Приходи на Групата	<u><b>1 098 554</b></u>	<u><b>1 085 698</b></u>
<b>Печалба</b>		
Общо оперативна печалба на сегмента	322 873	367 600
Оперативна печалба на Групата	<u><b>322 873</b></u>	<u><b>367 600</b></u>
Дял от финансовия резултат на инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	6 869	(6 234)
Финансови приходи	59 965	41 671
Финансови разходи	(69 936)	(55 782)
Печалба на Групата преди данъци	<u><b>319 771</b></u>	<u><b>347 255</b></u>

Приходите на Групата са анализирани за всеки основен вид продукт и услуга в Бележка 6 и 7.

**6. Приходи**
**Сегментна информация за приходите по договори с клиенти**

Основните групи приходи по договори с клиенти включват:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Приходи от пренос на природен газ по газопреносната мрежа - лицензия №Л-214-09	756 322	742 992
Приходи от пренос на природен газ по газопреносната мрежа - лицензия №Л-214-06	131 744	125 851
Приходи от съхранение на природен газ – лицензия №Л-214-10	30 503	35 918
Приходи от балансиране	44 322	44 380
Безвъзмезден газ – непарично възнаграждение, получено от клиента, във връзка с договор за пренос на природен газ	113 398	115 345
Приходи от услуги достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ	5 174	5 270
	<u>1 081 463</u>	<u>1 069 756</u>

**По локация/Географски пазари**

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Вътрешен пазар	197 480	207 627
Чуждестранни пазари	883 983	862 129
	<u>1 081 463</u>	<u>1 069 756</u>

**Момент във времето за признаване на приходите**

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Продукти и услуги, които се прехвърлят с течение на времето	1 081 463	1 069 756
	<u>1 081 463</u>	<u>1 069 756</u>

Групата признава приходи от предоставянето на услуги с течение на времето по видове, представени в таблицата по-горе.

Приходите от дейността са формирани от предоставяне на услуги по достъп и пренос по газопреносната мрежа, от извършване на услуги по достъп и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и от сключени обвързващи договори за резервиране на капацитет за период от 20 г. след проведена процедура Open Season, съгласно общоевропейската законова рамка.

При извършване на услугата по достъп и пренос на природен газ е необходим природен газ за работа на компресорните станции и други технологични нужди, които представлява технологичен газ (газ за технологични нужди). Съществува възможност технологичният газ да се предоставя в натура (безвъзмездно) от ползвателите. „Булгартрансгаз“ ЕАД отчита този безвъзмезден газ като текущ приход и текущ разход. По смисъла на МСФО 15,

## Бележки към консолидирания финансов отчет

полученият безвъзмезден газ се третира като непарично възнаграждение, получено от клиента за изпълнение на договора.

Във връзка с Правилата за балансиране на пазара на природен газ, Групата в качеството си на балансатор извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, което представлява компенсирание на разликите между количеството природен газ, подадено от даден ползвател на газопреносната мрежа на входните точки, и количеството природен газ, изтеглено от този ползвател през изходните точки на мрежата. Задължението на балансатора е да покрива индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреносните мрежи. В тази връзка и в съответствие с „Входно-изходния“ тарифен модел са сключени договори за покупка и продажба на природен газ за балансиране с клиентите, като Групата реализира приходи от балансиране.

Реализираните приходи от услуги в размер на 5 174 хил. лв., представляват приходи от предоставена услуга за достъп до и използване на електронната платформа за търговия на природен газ, които включват: услуга „Провеждане на аукцион“, краткосрочни стандартизирани продукти на краткосрочен (spot) сегмент, продукти на дългосрочен сегмент, включващи стандартизирани продукти, търгувани на екран на анонимен принцип за периодите седмица, месец, тримесечие, година/до пет години напред, неанонимни двустранни договори за стандартизиран период, търгувани на пазара на ГХБ чрез регистрацията им в модул Сделки на Trauport и брокерски услуги и услуги свързани с предоставяне и докладване на данни.

Групата предлага услуги по докладване на сделките, сключени или регистрирани през системата на дъщерното дружество „Газов Хъб Балкан“ ЕАД във връзка с изискванията на Регламент (ЕС) № 1227/2011 и Регламент за изпълнение (ЕС) № 1348/2014, чрез разработена и имплементирана функционалност на информационната система на компанията. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД предлага за докладване на офертите и сделките, сключени или регистрирани през системата на ГХБ избор между следните услуги

Във връзка с изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 и Регламент за изпълнение (ЕС) № 1348/2014, „Газов Хъб Балкан“ ЕАД предлага за докладване на офертите и сделките, сключени или регистрирани през системата на ГХБ избор между следните услуги: услуга по докладване и услуга за оповестяване на вътрешна информация (BGH IIP).

### 7. Други приходи

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Приходи от финансиране	12 066	12 059
Приходи от услуги по поддръжка и експлоатация на газова инфраструктура (LNG Александруполис)	1 363	155
Приходи от продажба на стоки	1 046	822
Приходи от неустойки	914	106
Приходи от услуги, предоставени в УВЦ „Република“	306	330
Приходи от финансиране на ел. енергия	233	422
Приходи от присъединяване и газоопасни работи	188	168
Приходи от ликвидация на ИМС	184	178
Приходи от ползване на ресурси спомагателна мрежа	144	144
Приходи от колокация	132	131
Приходи наем оптични влакна	93	562
Застрахователни обезщетения	46	94
Приходи от присъдени вземания	3	30
Други	373	741
	<u>17 091</u>	<u>15 942</u>

Основната част от Другите приходи на Групата са извън обхвата на МСФО 15 и се признават по силата на други стандарти.

Другите приходи, които са в обхвата на МСФО 15, са както следва

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
*в хиляди лева*

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Продукти, които се прехвърлят в определен момент</b>		
Приходи от продажба на стоки	1 046	822
<b>Продукти и услуги, които се прехвърлят с течение на времето</b>		
Приходи от услуги, предоставени в УВЦ „Република“	306	330
Приходи от ползване на ресурси спомагателна мрежа	144	144
Приходи от колокация	132	131
Приходи от присъединяване и газоопасни работи	188	168

Детайлно оповестяване на счетоводната политика за признаване на приходи е представена в Бележка 4.

**8. Технологични разходи**

Общите разходи за технологични нужди за 2025 г. са на стойност 152 576 хил. лв. (2024 г.: 140 208 хил. лв.), в т.ч. технологични разходи по пренос на природен газ от границата с Турция, до границата с Гърция, Сърбия и Северна Македония на стойност 141 957 хил. лв. (2024 г.: 127 209 хил. лв.).

Полученият безвъзмезден технологичен газ за дейност пренос на природен газ от границата с Турция за Гърция, Сърбия и Северна Македония се признава като текущ приход. Безвъзмездно полученият технологичен газ се изразходва за поддържане работата на компресорните станции във връзка с преноса на природен газ и се отчита като текущ разход за технологични нужди.

**9. Разходи за материали**
*в хиляди лева*

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Ел. енергия, вода и топлинна енергия</b>	3 366	3 627
<b>Основни материали, включващи:</b>	1 463	1 835
- Резервни части	1 238	1 520
- Други	225	315
<b>Спомагателни материали, включващи</b>	2 296	2 560
- Горива и смазочни материали	1 147	1 267
- Авточасти и принадлежности	397	359
- Стопански инвентар	87	73
- Инструменти	19	24
- Други спомагателни материали	646	837
	<u>7 125</u>	<u>8 022</u>

**10. Разходи за външни услуги**
*в хиляди лева*

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Инспекция газопровод	11 493	2 935
Застраховки	5 095	4 215
Охрана	5 074	4 342
Ремонт и поддръжка	3 228	1 298
Абонаментен сервиз	2 700	1 851
Такси смет, данък сгради и данъци върху МПС	1 277	1 162
Консултантски услуги	1 016	1 234
Услуги за ползване на платформа за борсова търговия	527	447
Комуникации	334	270
Граждански договори	115	137
Лабораторни изследвания	162	112
Реклама	124	98
Разходи за автомобили	73	98
Други разходи за външни услуги	1 167	204
	<u>32 385</u>	<u>18 403</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Възнаграждението за одиторски услуги за 2025 г. е в размер на 69 хил. лв. без ДДС. Сумата на възнаграждението включва независим финансов одит на годишния самостоятелен финансов отчет на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2025 г. в размер на 38 хил. лв. и преглед на междинния самостоятелен и консолидиран финансов отчет на „Булгартрансгаз“ ЕАД към 30.06.2025 г. в съответствие с изискванията на Международен стандарт за ангажимент за преглед 2410 (МСАП 2410) в размер на 21 хил. лв. Останалата част от възнаграждението е за одит на консолидирания финансов отчет.

Възнаграждението за независим финансов одит на дъщерното дружество „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за 2025 г. е в размер на 21 хил. лв.

През годината одиторът не е предоставял данъчни консултации.

**11. Разходи за възнаграждения на наети лица**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Бележки</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Заплати и социални разходи за персонала		75 495	70 377
Социални осигуровки		9 046	8 629
Разходи, свързани с планове за дефинирани доходи	26	656	622
Неизползван платен годишен отпуск		2 437	2 239
Осигуровки върху неизползван платен годишен отпуск		415	369
		<u>88 049</u>	<u>82 236</u>

Средносписъчният състав на персонала за 2025 г. е 946 човека (2024 г.: 957).

**12. Други разходи за дейността**

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Разходи за фонд Сигурност на електроенергийната система (СЕС)	45 929	45 238
Акциз	5 421	5 021
Разходи за квоти за вредни емисии на парникови газове	3 117	830
Членски внос в организации	693	699
Лицензионни такси	516	451
Командировки	450	589
Данъци върху разходите	332	538
Обучения и квалификация	261	219
Застрахователни събития	429	1
Дарения	196	20
Брак на имоти, машини, съоръжения	144	9 945
Брак на материални запаси	111	82
Представителни разходи	85	65
Други	154	1 280
	<u>57 838</u>	<u>64 978</u>

**13. Финансови приходи и разходи**

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Разходи за лихви по финансови пасиви, отчитани по амортизирана стойност	(30 926)	(55 363)
Разходи за банкови комисионни	(1 835)	(35)
Разходи за лихви, свързани с планове за дефинирани доходи	(425)	(384)
Загуба от валутни курсови разлики, нетно	(36 750)	-
<b>Финансови разходи по финансови задължения, които не се отчитат по справедлива стойност в печалбата или загубата</b>	<b>(69 936)</b>	<b>(55 782)</b>

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Приходи от лихви върху финансови активи по амортизирана стойност	13 693	20 111
Други финансови приходи	46 272	-
Печалба от валутни курсови разлики, нетно	-	21 560
<b>Финансови приходи</b>	<b>59 965</b>	<b>41 671</b>
<b>Нетни финансови разходи признати в печалби и загуби</b>	<b>(9 971)</b>	<b>(14 111)</b>

Разходите за лихви са в размер на 30 926 хил. лв. (2024 г.: 55 363 хил. лв.), като 19 337 хил. лв. представляват лихви по договори за банкови заеми (2024 г.: 42 432 хил. лв.) .

Приходите от лихви са в размер на 13 693 хил. лв. (2024 г.: 20 111 хил. лв.), като 10 886 хил. лв. от тях са получени приходи от лихви по депозити и парични средства, предоставени като обезпечения (2024 г.: 17 731 хил. лв.).

## Бележки към консолидирания финансов отчет

### 14. Имоти, машини и съоръжения

	Земи и сгради	Машини, съоръжения, оборудване	Буферен газ	Транспортни средства	Стопански инвентар	В процес на изграждане	Аванси за придобиване на нетекущи активи	Общо
<i>в хиляди лева</i>								
<b>Отчетна стойност</b>								
Салдо към 1 януари 2025 г.	121 977	6 256 766	521 253	15 104	13 695	314 208	207 127	7 450 130
Придобити	52	4 066	-	2 241	1 219	350 064	704	358 346
Отписани	-	(138)	-	(178)	(3)	(9 783)	(102 176)	(112 278)
Обезценка за сметка на преоценъчен резерв	-	-	(87 367)	-	-	-	-	(87 367)
Нетиране срещу натрупана амортизация	-	(105)	(6 487)	(59)	(134)	-	-	(6 785)
Трансфери	6 070	332 773	-	-	1 843	(340 686)	-	-
<b>Салдо към 31 декември 2025 г.</b>	<b>128 099</b>	<b>6 593 362</b>	<b>427 399</b>	<b>17 108</b>	<b>16 620</b>	<b>313 803</b>	<b>105 655</b>	<b>7 602 046</b>
<b>Амортизация и обезценка</b>								
Салдо към 1 януари 2025 г.	355	-	-	5 279	10 248	-	-	15 882
Разходи за амортизации	2 884	323 692	6 487	1 348	1 532	-	-	335 943
Нетиране срещу натрупана амортизация	-	(105)	(6 487)	(59)	(134)	-	-	(6 785)
<b>Салдо към 31 декември 2025 г.</b>	<b>3 239</b>	<b>323 587</b>	<b>-</b>	<b>6 568</b>	<b>11 646</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>345 040</b>
<b>Балансова стойност</b>								
Салдо към 1 януари 2025 г.	121 622	6 256 766	521 253	9 825	3 447	314 208	207 127	7 434 248
Салдо към 31 декември 2025 г.	124 860	6 269 775	427 399	10 540	4 974	313 803	105 655	7 257 006

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

	Земи и сгради	Машини, съоръжения, оборудване	Буферен газ	Транспортни средства	Стопански инвентар	В процес на изграждане	Аванси за придобиване на нетекущи активи	Общо
<i>в хиляди лева</i>								
<b>Отчетна стойност</b>								
Салдо към 1 януари 2024 г.	115 255	6 090 929	608 497	13 426	12 916	42 195	181 926	7 065 144
Придобити	92	9 212	-	2 759	820	406 313	141 290	560 486
Отписани	-	(9 933)	-	(6)	(3)	(17 222)	(116 089)	(143 253)
Преоценка	10 865	629 362	-	754	-	-	-	640 981
Възстановена обезценка за сметка на печалбата	5	181	-	19	-	-	-	205
Обезценка за сметка на преоценъчен резерв	(100)	(3 850)	(79 765)	(4)	-	-	-	(83 719)
Нетиране срещу натрупана амортизация	(4 738)	(575 387)	(7 479)	(1 844)	(266)	-	-	(589 714)
Трансфери	598	116 252	-	-	228	(117 078)	-	-
<b>Салдо към 31 декември 2024 г.</b>	<b>121 977</b>	<b>6 256 766</b>	<b>521 253</b>	<b>15 104</b>	<b>13 695</b>	<b>314 208</b>	<b>207 127</b>	<b>7 450 130</b>
<b>Амортизация и обезценка</b>								
<b>Салдо към 1 януари 2024 г.</b>	<b>2 622</b>	<b>284 681</b>	<b>-</b>	<b>5 813</b>	<b>9 052</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>302 168</b>
Разходи за амортизации	2 471	290 706	7 479	1 310	1 462	-	-	303 428
Нетиране срещу натрупана амортизация	(4 738)	(575 387)	(7 479)	(1 844)	(266)	-	-	(589 714)
<b>Салдо към 31 декември 2024 г.</b>	<b>355</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 279</b>	<b>10 248</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15 882</b>
<b>Балансова стойност</b>								
Салдо към 1 януари 2024 г.	112 633	5 806 248	608 497	7 613	3 864	42 195	181 926	6 762 976
Салдо към 31 декември 2024 г.	121 622	6 256 766	521 253	9 825	3 447	314 208	207 127	7 434 248

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

### Бележки към консолидирания финансов отчет

Буферният газ на Групата е специфичен нетекущ актив, съществена част от който, представлява газ в подземно газохранилище (ПГХ) Чирен, а останалата част се намира в газопреносната система.

Буферният газ се разделя на амортизируем и неамортизируем.

Амортизируемият буферен газ в ПГХ Чирен е онова количество газ, което ще остане в подземния резервоар след прекратяване експлоатацията на газохранилището.

Неамортизируемият буферен газ, представлява част от буферния газ в ПГХ Чирен, който би могъл да се добие на повърхността при налягане на газопровода 35 бара при съществуващите в момента съоръжения.

Буферният газ в транзитния и магистралния газопровод се разделя също на амортизируем и неамортизируем, като амортизируем е онова количество природен газ, което не може да се извлече при ликвидация на газопроводите.

По-подробна информацията за разпределението на буферния газ е представена по-долу:

	Балансова стойност – хил. лв.	
	Амортизируем	Неамортизируем
<b>2025 г.</b>		
Буферен газ – магистрални газопроводи	747	11 003
Буферен газ – ПГХ Чирен	299 699	100 335
Буферен газ – транзитни газопроводи	1 145	14 470
	<u>301 591</u>	<u>125 808</u>
<b>2024 г.</b>		
Буферен газ – магистрални газопроводи	915	13 252
Буферен газ – ПГХ Чирен	367 409	120 845
Буферен газ – транзитни газопроводи	1 404	17 428
	<u>369 728</u>	<u>151 525</u>

Към 31 декември 2025 г. ръководството на Групата е извършило преглед на балансовите стойности, възстановимите стойности и полезния живот на нетекущите активи. Преценките на ръководството се основават на преглед на независим оценител към датата на финансовия отчет. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“ и МСФО 13 „Оценяване по справедлива стойност“, както и при спазване изискванията на Международни стандарти за оценка (МСО).

Извършен е тест за обезценка, където е установено, че към датата на оценката, има отклонение с повече от допустимите, съгласно счетоводната политика на Групата 5% на буферния газ и е призната загуба от обезценка за 2025 г. в размер на 87 367 хил. лв. за сметка на преоценъчен резерв.

За информация, относно определянето на справедливата стойност на активи от група Имоти, машини и съоръжения, вижте Бележка 34.

Всички разходи за амортизация и обезценка са включени в консолидирания отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред „Разходи за амортизации и обезценка на нефинансови активи“.

Групата не е заложила имоти, машини и съоръжения като обезпечение по свои задължения.

#### **Имоти, машини и съоръжения, въведени в експлоатация**

Групата е собственик и оператор на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, част от единната общеевропейска газова мрежа. Групата работи в условия на динамично променящ се световен и респективно европейски енергиен сектор.

Очаква се в близките години броят на входните и изходните точки на газопреносната мрежа и капацитетите им да продължат да се увеличават. Това е в резултат на реализиране и развитие на проектите за междусистемни връзки с Гърция и Сърбия, реверсирането на съществуващи междусистемни връзки и реализацията на проекта за разширение на инфраструктурата между българо-турската и българо-сръбската граница. Те ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, вкл. от терминалите за

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

### Бележки към консолидирания финансов отчет

втечен природен газ в съседни държави, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ в страната и региона. Така ще се стимулира и търсенето на капацитет за съхранение на природен газ.

Съществените активи, изградени и въведени в експлоатация през 2025 г. са:

- Ремонт на Транзитен газопровод Ду 1000 за Република Гърция и Република Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“ на стойност 19 870 хил. лв.;
- Разширение на капацитета на подземно газово хранилище „Чирен“ - надземна част на стойност 311 032 хил. лв.

#### **Имоти, машини, съоръжения в процес на изграждане**

Основните обекти, които са в процес на изграждане към 31 декември 2025 г., са следните:

- Изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: "Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ - сондажен фонд“;
- Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД с цел повишаване на капацитетите в точките на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро и Негру Вода/Кардам включващи: „Лупинг от Кулата до Кресна“, „Лупинг от Рупча до Ветрино“, „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“;
- Компресорна станция „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление.

#### **Аванси за придобиване на активи**

Авансите за придобиване на активи в общ размер на 105 655 хил. лв. (2024 г.: 207 127 хил. лв.) се отнасят основно до: предплатени суми по сключени договори за изграждане и въвеждане в експлоатация на нови обекти за разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД с цел повишаване на капацитетите в точките на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро и Негру Вода/Кардам включващи: „Лупинг от Кулата до Кресна“, „Лупинг от Рупча до Ветрино“, „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“, инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: „Компресорна станция „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“.

### 15. Нематериални активи

<i>в хиляди лева</i>	<b>Софтуер</b>	<b>Патенти и лицензии</b>	<b>Други</b>	<b>Общо</b>
<b>Отчетна стойност</b>				
Салдо към 1 януари 2025 г.	14 007	1 138	1 922	17 067
Придобити	3 953	-	-	3 953
Отписани	(85)	-	-	(85)
<b>Салдо към 31 декември 2025 г.</b>	<b>17 875</b>	<b>1 138</b>	<b>1 922</b>	<b>20 935</b>
<b>Амортизация</b>				
Салдо към 1 януари 2025 г.	9 460	798	1 730	11 988
Разходи за амортизация	2 120	47	127	2 294
Отписани	(85)	-	-	(85)
<b>Салдо към 31 декември 2025 г.</b>	<b>11 495</b>	<b>845</b>	<b>1 857</b>	<b>14 197</b>
<b>Балансова стойност</b>				
Салдо към 1 януари 2025 г.	4 547	340	192	5 079
Салдо към 31 декември 2025 г.	6 380	293	65	6 738

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Софтуер</b>	<b>Патенти и лицензии</b>	<b>Други</b>	<b>Общо</b>
<b>Отчетна стойност</b>				
Салдо към 1 януари 2024 г.	13 306	1 137	1 922	16 365
Придобити	750	1	-	751
Отписани	(49)	-	-	(49)
<b>Салдо към 31 декември 2024 г.</b>	<b>14 007</b>	<b>1 138</b>	<b>1 922</b>	<b>17 067</b>
<b>Амортизация</b>				
Салдо към 1 януари 2024 г.	7 876	752	1 602	10 230
Разходи за амортизация	1 630	46	128	1 804
Отписани	(46)	-	-	(46)
<b>Салдо към 31 декември 2024 г.</b>	<b>9 460</b>	<b>798</b>	<b>1 730</b>	<b>11 988</b>
<b>Балансова стойност</b>				
Салдо към 1 януари 2024 г.	5 430	385	320	6 135
Салдо към 31 декември 2024 г.	4 547	340	192	5 079

Всички разходи за амортизации са включени в консолидирания отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред „Разходи за амортизации и обезценка на нефинансови активи“. Групата не е заложила нематериални активи като обезпечение по свои задължения.

Съществена част от нематериалните активи на Групата, придобити през 2025 г., представлява покупка на лицензиран софтуер: система за локиране на разгръщането и активирането на зловреден софтуер, система за съвременно решение за проактивна защита на работните станции, система за откриване и спиране на хибридни заплахи в реално време, система за защита на WEB трафик, и други, предназначени за обезпечаване работата на административните процеси и защита от кибератаки на ИТ инфраструктурата в Групата.

През 2025 г. за целите на внедряване на клиринговата система в „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е наета фирма, която да разработи ИТ инфраструктурата, включваща система за управление на риска, системата за комуникация на съобщения между ГХБ и KELEP, административен панел за нуждите на ГХБ и криптирана чрез VPN SOAP комуникация. Изградена е и онлайн връзка между новия софтуер и платформата на Трейпорт.

Към края на отчетния период Групата няма поети ангажименти за придобиване на нематериални активи.

**16. Инвестиции отчитани по метода на собствения капитал**
**Съвместни предприятия**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Държава на учредяване</b>	<b>31 декември 2025</b>		<b>31 декември 2024</b>	
		<b>Дял</b>	<b>Стойност на инвестициите</b>	<b>Дял</b>	<b>Стойност на инвестициите</b>
<b>Съвместни предприятия</b>					
"Булгартел" АД	България	50	-	50	-
Газтрейд С.А.	Гърция	20	40 831	20	33 961
<b>Общо инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал</b>			<b>40 831</b>		<b>33 961</b>

Изменението в балансовата стойност на инвестициите за представените отчетни периоди може да бъде анализирано, както следва:

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
*в хиляди лева*

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Балансова стойност на 1 януари</b>	33 961	37 063
Възстановена/(разходи за) обезценка	-	(461)
Дял от друг всеобхватен доход	1	198
Придобивания	-	2 934
Дял от печалба/(загуба)	6 869	(5 773)
<b>Балансова стойност на инвестициите към 31 декември</b>	<u>40 831</u>	<u>33 961</u>

Групата има три съвместно контролирани предприятия, две от които са осъществявали дейност през 2025 г.

В таблицата е представена обобщена финансова информация на база на финансовите отчети на съвместно контролираните предприятия към 31 декември на съответната година:

	<b>2025</b>		<b>2024</b>	
	<i>Булгартел АД</i>	<i>Газтрейд С.А</i>	<i>Булгартел АД</i>	<i>Газтрейд С.А.</i>
Нетекущи активи	7 597	947 645	8 030	981 000
Текущи активи	996	116 437	1 439	110 648
Пари и парични еквиваленти	216	70 807	322	68 562
Други текущи активи	780	45 630	1 117	42 086
<b>Общо активи</b>	<u>8 593</u>	<u>1 064 082</u>	<u>9 469</u>	<u>1 091 648</u>
Нетекущи пасиви	4 155	896 962	5 603	908 305
Текущи пасиви	2 040	90 193	957	140 771
<b>Общо пасиви</b>	<u>6 195</u>	<u>987 155</u>	<u>6 560</u>	<u>1 049 076</u>
<b>Нетни активи</b>	<u>2 398</u>	<u>76 927</u>	<u>2 909</u>	<u>42 572</u>

	<b>2025</b>		<b>2024</b>	
	<i>Булгартел АД</i>	<i>Газтрейд С.А.</i>	<i>Булгартел АД</i>	<i>Газтрейд С.А.</i>
<b>Приходи</b>	3 149	156 802	3 387	42 588
Разходи за амортизация	(630)	(36 102)	(658)	(3 881)
Разходи за лихви	(72)	(28 010)	(75)	(9 130)
Разходи за /Приходи от данъци върху дохода	21	(1 704)	(27)	(5 774)
<b>Печалба/Загуба за годината</b>	(479)	34 346	(670)	(28 566)
<b>Друг всеобхватен доход/(загуба)</b>	(32)	9	404	(18)
<b>Общо всеобхватен доход за годината</b>	(511)	34 355	(266)	(28 583)
<i>Дял от печалбата/(загубата) полагащ се на Групата</i>	(240)	6 869	(335)	(5 713)
<i>Дял от друг всеобхватен доход/(загуба) полагащ се на Групата</i>	(16)	1	202	(4)
<b>Общо всеобхватен доход за годината полагащ се на Групата</b>	<u>(256)</u>	<u>6 870</u>	<u>(133)</u>	<u>(5 717)</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

## Бележки към консолидирания финансов отчет

### Булгартел" АД

С решение на Съвета на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД и разрешение от Министъра на енергетиката, през 2017 г. капиталът на „Булгартрансгаз“ ЕАД е увеличен по реда на чл. 193 от Търговския закон чрез непарична вноска (апорт), представляваща 50% от акциите на „Булгартел“ АД, собственост на БЕХ ЕАД. Непаричната вноска е за 3 хил. броя акции от капитала на „Булгартел“ АД на стойност 3 256 хил. лева. На 23.11.2017 г. в Търговския регистър е вписано увеличението на капитала с непаричната вноска.

Останалата част от капитала и правата на глас се притежават от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Разпределението на капитала и правата на глас са основанието за класифициране на инвестицията като такава в съвместно контролирано предприятие.

„Булгартел“ АД е със седалище в Република България. Основният предмет на дейност на „Булгартел“ АД включва търговска, маркетингова и инженерингова дейност по далекосъобщенията, изграждане, използване и поддръжка на далекосъобщителни мрежи и информационни системи, и предоставяне на далекосъобщителни и информационни услуги, както и всяка друга дейност, която не е забранена със закон. Акциите на „Булгартел“ АД не се котират на фондова борса.

„Булгартел“ АД е едноличен собственик на капитала на „Булгартел Скопие“ ДООЕЛ, регистрирано в Централния регистър на Република Северна Македония. Дружеството е със седалище и адрес на управление: Северна Македония, гр. Скопие, ул. Димо Хаджидимов.

Групата отчита инвестицията в „Булгартел“ АД по метода на собствения капитал в съответствие с МСС 28 „Инвестиции в асоциирани предприятия и съвместни предприятия“. Обобщена финансова информация за „Булгартел“ АД е представена по-горе. Тя отразява сумите, представени във финансовия отчет на съвместното предприятие след корекции във връзка с прилагането на метода на собствения капитал (вкл. Корекции на справедлива стойност) или корекции за разлики в счетоводната политика.

Към 31.12.2024 г. делът на Групата от натрупаните загуби на съвместното предприятие надвишава балансовата стойност на инвестицията. В съответствие с изискванията на МСС 28 „Инвестиции в асоциирани предприятия и съвместни предприятия“, Групата е преустановила признаването на допълнителни загуби, тъй като не съществуват правни или конструктивни задължения за покриване на загубите на съвместното предприятие.

Изменението на балансовата стойност на инвестицията в „Булгартел“ АД, е както следва:

*в хиляди лева*

<i>Балансова стойност на 01 януари 2024 г.</i>	310
Загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	(335)
Призната загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	(51)
Друг всеобхватен доход	202
Обезценка	(461)
<i>Балансова стойност на инвестицията в „Булгартел“ АД към 31 декември 2024 г.</i>	-
Загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	(240)
Друг всеобхватен доход	(16)
<b>Балансова стойност на инвестицията в „Булгартел“ АД към 31 декември 2025 г.</b>	<b>-</b>

През отчетния период „Булгартел“ АД отчита загуба, от която делът на Групата възлиза на 240 хил. лв. през Отчета за Печалбата или Загубата и 16 хил. лв. през Друг всеобхватен доход. Тази загуба не е призната в консолидирания финансов отчет, тъй като балансовата стойност на инвестицията на Групата е нула.

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Съгласно изискванията на МСС 28, когато делът на инвеститора в загубите на съвместно контролираното предприятие надвишава балансовата стойност на инвестицията, признаването на по-нататъшни загуби се преустановява, освен ако инвеститорът не е поел правно или конструктивно задължение да покрива тези загуби. Към 31 декември 2024 и 31.12.2025 год. Групата не е поела правно или конструктивно задължение да покрива загубите на съвместното контролираното предприятие, поради което балансовата стойност на инвестицията е сведена до нула и не са признати допълнителни загуби след достигането на тази стойност. В случай че в бъдещи периоди съвместно контролираното предприятие реализира печалби, Групата ще започне да признава своя дял от печалбите само след като непризнатите загуби, надхвърлящи инвестицията към момента, бъдат напълно възстановени.

Към 31.12.2025 г. балансовата стойност на инвестицията остава нула. Натрупаните непризнати загуби се проследяват извънбалансово и ще бъдат признати само до размера на бъдещи печалби на съвместното предприятие съгласно МСС 28.

През отчетния период не е призната обезценка на инвестицията, тъй като към датата на финансовия отчет не е налице балансова стойност на инвестицията, която да подлежи на обезценяване.

Групата не е получила дивиденди през отчетните периоди и няма условни задължения или други поети ангажименти, свързани с инвестицията в съвместно контролираното предприятие.

**„Газтрейд“ С.А.**

В изпълнение на решение на Министерски съвет от 08.01.2020 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД придоби акционерно участие в „Газтрейд“ С.А. в размер на 20% от капитала му. Споразумението за покупко-продажба на акции от капитала на „Газтрейд“ С.А. между продавача, който е физическо лице и „Булгартрансгаз“ ЕАД бе подписано на 21.08.2020 г.

На 28.01.2021 г. е финализирана сделката за придобиване на акционерно участие в „Газтрейд“ С.А. в размер на 20% от капитала му от „Булгартрансгаз“ ЕАД и на същата дата „Булгартрансгаз“ ЕАД е вписан като акционер в книгата на акционерите на „Газтрейд“ С.А.

На 27.01.2022 г. на Общото събрание на акционерите на Газтрейд С.А в Атина, е одобрено единодушно окончателно инвестиционно решение за изграждане на терминала за втечен природен газ в Александруполис, Гърция, като по този начин се даде начало на реализацията на проекта.

Съгласно подписаното Споразумение за ангажимент на акционерите между „Газтрейд“ С.А., Национална банка на Гърция и Акционерите, последните поемат ангажимент за допълнително финансиране под форма на увеличение на капитала на „Газтрейд“ С.А или заемни средства по време на строителната фаза и до завършване на Проекта, които отговарят на условията на стандартно проектно финансиране с ограничено участие на Акционерите. Акционерното участие е предвидено под формата на „първоначално“ и „допълнително“. С оглед финализиране на преговорите за финансиране на част от проекта, акционерите и в частност „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставиха като доказателство за разполагаемост на „първоначалното“ си акционерно участие обезпечение съгласно изискванията на Национална банка на Гърция (банкова гаранция или депозит) веднага след гласуването на окончателно инвестиционно решение.

LNG терминалът е въведен в търговска експлоатация на 1 октомври 2024 г.

Към 31.12.2025 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава 1 262 200 поименни акции с номинална стойност 5,00 евро всяка и е предоставил подчинен облигационен заем на стойност 14 230 хил. евро. (получени сертификати за 14 230 000 облигации с номинална стойност на всяка облигация от 1 евро).

Изменението на балансовата стойност на инвестицията в „Газтрейд“ С.А., е както следва:

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

### Бележки към консолидирания финансов отчет

в хиляди лева

Балансова стойност на 01 януари 2024 г.	36 753
Увеличение на капитал през 2024 г.	2 934
Разходи за увеличение на капитала	(9)
Загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	(5 713)
Друг всеобхватен доход	(4)
Балансова стойност на 31 декември 2024 г.	33 961
Печалба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал	6 869
Друг всеобхватен доход	1
<b>Балансова стойност на инвестицията в Газтрейд С.А. към 31 декември 2025 г.</b>	<b>40 831</b>

Балансовата стойност на инвестицията на Групата в „Газтрейд“ С.А. към 31.12.2025 г. е в размер на 40 831 хил. лв. (31.12.2024 г.: 33 961 хил. лв.)

Печалбите и загубите от инвестиции в съвместно контролирани предприятия са посочени на ред „Загуба от инвестиции, отчитани по метода на собствения капитал“ в консолидирания отчет за печалбите или загубите и другия всеобхватен доход.

Групата не е получила дивиденди през отчетните периоди и няма условни задължения или други поети ангажименти, свързани с инвестицията в съвместно контролираното предприятие.

#### ДЗЗД „Новател - Булгартрансгаз“

На 03.09.2025 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Новател“ ЕООД обединиха усилията си за организиране и осъществяване на съвместна стопанска дейност като учредиха Дружество по Закона за задълженията и договорите, с наименование ДЗЗД "НОВАТЕЛ- БУЛГАРТРАНСГАЗ". Дружеството е вписано в Регистър БУЛСТАТ под № 181440695. ДЗЗД представлява договорно обединение и не е самостоятелно юридическо лице, като правата и задълженията, произтичащи от дейността му, се поемат директно от съдружниците съгласно договорените условия.

Предметът на дейност на ДЗЗД "НОВАТЕЛ- БУЛГАРТРАНСГАЗ" е както следва: за проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на съвместна електронна съобщителна инфраструктура и/или електронна съобщителна мрежа, включваща права върху физическа инфраструктура и оптичен кабел, а след това и за предоставяне на Дружеството на безвъзмездни права върху същата инфраструктура, с цел Дружеството да преотдаде възмездно неотменими права за достъп и използване на изградената от страните електронна съобщителна мрежа на Избрания контрагент.

Договореното дялово участие в ДЗЗД е както следва: „Булгартрансгаз“ ЕАД – 45 %, „Новател“ ЕООД – 55%.

За отчетната 2025 година ДЗЗД не е извършвало стопанска дейност и съответно не са възникнали активи, пасиви, приходи или разходи, които да бъдат признати във финансовия отчет на дружеството.

#### 17. Дългосрочни вземания

Дългосрочните вземания на Групата в размер на 374 хил. лв. (2024 г.: 188 хил. лв.) представляват внесени гаранционни депозити и предплатени разходи за абонаментно обслужване.

На 29.01.2025 г. са получени 180 хил. лв. по банкова сметка на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които представляват разпределената сума от шеста частична сметка за разпределение на масата на несъстоятелността на Корпоративна Търговска Банка АД в несъстоятелност („КТБ“ АД (н)). Тази сума е в съответствие със заявената за публикуване през 2024 г. в Търговския регистър от синдиците на Корпоративна Търговска Банка АД в несъстоятелност („КТБ“ АД (н)), шеста частична сметка за разпределение на наличните суми между кредиторите на банката.

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**18. Материални запаси**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Природен газ	43 195	60 115
Материали	43 982	37 147
Незавършено производство	10	10
Готова продукция	214	307
Квоти за вредни емисии на парникови газове	45	108
Гориво	89	90
Други	29	31
	<u>87 564</u>	<u>97 808</u>

От 23.12.2020 г. е в сила План за действие при извънредни ситуации за гарантиране сигурността на доставките на природен газ на Република България, съгласно който компанията-майка съхранява количества природен газ в ПГХ Чирен, с максимален обем до 70 млн. куб. метра в изпълнение на заповед на министъра на енергетиката, издадена по реда на чл. 70 от ЗЕ за налагане допълнителни задължения към обществото. Количествата, определени в заповедта, представляват резерв, необходим за осигуряване непрекъснатост на доставките съгласно приложение VIII от Регламент 2017/1938.

През 2022 г. Министърът на енергетиката, във връзка с военния конфликт в Украйна, със свои заповеди наложи на компанията-майка допълнителни задължения за обслужване на обществото, с цел обезпечаване сигурността и непрекъснатостта на доставките на природен газ на територията на Република България, съгласно които Дружеството-майка е закупило и съхранява 205 300 MWh природен газ.

През 2025 г. общо 164 082 хил. лв. от материалните запаси са отчетени като разход в печалбата или загубата (2024 г.: 164 160 хил. лв.), в т.ч. разходи за обезценка на материални запаси в размер на 7 747 хил. лв. (2024 г.: разходи за обезценка на материални запаси в размер на 21 043 хил. лв. и обратно проявление в размер на 1 486 хил. лв.)

Групата е признала разход на обезценка на материалните запаси в размер на 7 747 хил. лв. за 2025 г., съгласно доклад от лицензиран оценител и стойността на наличното количество природен газ в газопреносната система и в ПГХ „Чирен“ е оценено до неговата нетна реализуема стойност.

Групата няма материални запаси, предоставени като обезпечение на задължения.

**19. Търговски и други вземания и активи по договори**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Вземания от продажби на услуги	32 342	19 985
Активи по договори	-	6 082
Очаквани кредитни загуби на търг. вземания	(1 691)	(1 657)
Вземания от продажби на услуги, нетно от обезценки	<u>30 651</u>	<u>24 410</u>
Лихви по депозити	629	135
Лихви във връзка с предоставени парични средства като обезпечение	86	119
Съдебни и присъдени вземания	2 245	2 119
Очаквани кредитни загуби от съдебни и присъдени вземания	(2 200)	(2 077)
<i>Финансови вземания</i>	<u>31 411</u>	<u>24 706</u>
ДДС за възстановяване	-	6 703
Предплатени други разходи	542	534
Други	362	70
<i>Нефинансови вземания</i>	<u>904</u>	<u>7 307</u>
Общо търговски и други вземания	<u>32 315</u>	<u>32 013</u>

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Всички вземания са краткосрочни. Търговските вземания на Групата, свързани с достъп, пренос и съхранение са дължими в срок от 5 работни дни след издаване и получаване на фактурата от съответния контрагент. Търговските вземания на Групата, свързани с дейността „Балансиране“, са дължими до 25-то число на месеца, в който е издадена фактурата. Нетната балансова стойност на търговските и други вземания се приема за разумна приблизителна оценка на справедливата им стойност. Търговските вземания на Групата за сключените сделки на електронната платформа за търговия на природен газ се заплащат до 10-то число на месеца, следващ сделката.

Всички финансови вземания на Групата са прегледани относно настъпили събития на неизпълнение. За всички търговски вземания е приложен опростен подход за определяне на очакваните кредитни загуби към края на периода.

Загубите от обезценка и тяхното възстановяване са признати в консолидирания отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред „Разходи за обезценка на финансови активи“. Обезценените вземания са дължими от клиенти във връзка с предоставени услуги и продължаващи съдебни производства. Изменението в размера на коректива за очаквани кредитни загуби на търговските и други вземания може да бъде представено по следния начин:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Салдо към 1 януари</b>	(3 734)	(1 213)
Отписана обезценка	6	
Коректив за очаквани кредитни загуби	(181)	(2 521)
Възстановяване на загуба от обезценка	18	-
<b>Салдо към 31 декември</b>	<b>(3 891)</b>	<b>(3 734)</b>

Експозицията на Групата към кредитен и валутен риск и загуби са представени в Бележка 32 *Рискове, свързани с финансови инструменти*.

Групата е признала следните активи и пасиви, свързани с договори с клиенти:

За отчетния период Групата не е признала активи по договори с клиенти (2024 г.: 6 082хил. лв.). Те възникват в резултат на предоставени услуги през месец декември на 2024 г., за които Групата има право на възнаграждение, но издаването на фактура се извършва в месеца, следващ отчетния, съгласно клаузите на сключените договори с контрагентите. Признатите активи по договор се рекласифицират като търговско вземане, когато правото на възнаграждение стане безусловно, т.е. при приемане от страна на клиента.

Групата не признава коректив за очаквани кредитни загуби и загуби от обезценка за активите по договор.

**20. Парични средства и еквиваленти**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Парични средства по разплащателни сметки	9 932	66 074
Краткосрочни депозити	111 253	286 303
Парични средства в брой	20	25
<b>Брутна стойност на пари и парични еквиваленти</b>	<b>121 205</b>	<b>352 402</b>
Очаквани кредитни загуби	(33)	(113)
<b>Пари и парични еквиваленти</b>	<b>121 172</b>	<b>352 289</b>

Изменението в размера на коректива за очаквани кредитни загуби на пари и парични еквиваленти може да бъде представено по следния начин:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Салдо към 1 януари</b>	(113)	(113)
Коректив за очаквани кредитни загуби	(4)	(2)
Възстановяване на загуба от обезценка	84	2
<b>Салдо към 31 декември</b>	<b>(33)</b>	<b>(113)</b>

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

## Бележки към консолидирания финансов отчет

Групата няма блокирани пари и парични еквиваленти.

Групата е заделила очаквани кредитни загуби в размер на 33 хил. лв. във връзка с пари и парични еквиваленти, които са признати вследствие на риска, на който Групата е изложена към финансовите институции.

Експозицията на Групата към кредитен и валутен риск и загуби са представени в Бележка 32 *Рискове, свързани с финансови инструменти*.

### 21. Парични средства, предоставени като обезпечение

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Парични средства, предоставени като обезпечение	115 070	175 520
<b>Брутна стойност на парични средства, предоставени като обезпечение</b>	<b>115 070</b>	<b>175 520</b>
Очаквани кредитни загуби	(42)	(111)
<b>Парични средства, предоставени като обезпечение</b>	<b>115 028</b>	<b>175 409</b>

Изменението в размера на коректива за очаквани кредитни загуби на парични средства, предоставени като обезпечение, може да бъде представено по следния начин:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Салдо към 1 януари</b>	(111)	(207)
Възстановяване на загуба от обезценка	69	96
<b>Салдо към 31 декември</b>	<b>(42)</b>	<b>(111)</b>

Групата е получила кредити за оперативни и инвестиционни разходи от различни финансови институции. Те са обезпечени с парични средства под формата на депозити в размер до 20% от усвоената и непогасена част от кредита, както следва:

- Българска банка за развитие АД - обезпечение в размер на 6 137 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR;
- Българска банка за развитие АД - обезпечение в размер на 2 149 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR;
- Уникредит Булбанк АД – обезпечение в размер на 24 635 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс 0,10% на годишна база за първите двадесет и четири месеца от срока на договора и надбавка от 0,05% на годишна база за останалия срок от договора;
- Обединена българска банка АД (КВС Банк България ЕАД) - обезпечение в размер на 11 884 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс 0,01% на годишна база;
- Банка ДСК АД - обезпечение в размер на 3 051 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс 0,04%;
- Банка ДСК АД - обезпечение в размер на 4 216 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс 0,04%;
- Търговска банка Д АД – обезпечение в размер на 2 107 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR плюс надбавка към лихвения индекс -0,40% (минус нула цяло и четиридесет стотни);
- Юробанк България АД - обезпечение в размер 2 129 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс от 0.1674% до 09.12.2024 г. и надбавка към лихвения индекс от 0,2174% за останалия срок от договора;
- Юробанк България АД - обезпечение в размер на 1 473 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс от 0.1674% до 24.03.2025 г. и надбавка към лихвения индекс 0,2174% за останалия срок от договора;
- Обединена българска банка АД – обезпечение в размер на 7 064 хил. щатски долара, при едномесечен SOFR + надбавка към лихвения индекс 0,01% на годишна база;

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

- Ситибанк Европа АД – обезпечение в размер на 2 973 хил. евро.

Във връзка със сключено споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Газтрейд“ С.А., по силата на което, „Булгартрансгаз“ ЕАД се задължава да експлоатира и поддържа тръбопровода и наземните съоръжения на „Газтрейд“ С.А., като предоставя тези услуги самостоятелно или чрез възлагане на подизпълнител, през м. ноември 2024 г. Дружеството-майка предостави финансово обезпечение във формата на залог върху парични средства в размер на 831 хил. щатски долара с ИНГ Банк Н.В. – клон София, при годишен лихвен процент 3,50%.

**22. Капитал и резерви****Акционерен капитал**

Акционерният капитал е разпределен в 1 710 078 297 броя поименни акции (31.12.2024 г.: 1 614 786 264 броя поименни акции). Всички акции са с номинална стойност от 1 лев. Едноличен собственик на капитала е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, чийто принципал е Министерството на енергетиката.

Акцията дава право на един глас в Общото събрание на акционерите, право на дивидент и на ликвидационен дял, съизмерими с номиналната ѝ стойност.

На 02.12.2025 г. в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел е вписано увеличение на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 95 292 хил. лв. След получено разрешение от Министъра на енергетиката с протокол № Е-РД-21-42/24.11.2025 г., „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД увеличи капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД с парична вноска в размер на 95 292 хил. лв., чрез издаване на 95 292 033 броя нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност 1 лев всяка една, като БЕХ ЕАД записа и придоби цялата нова емисия акции.

През 2025 г. няма финансови безналични сделки, при които не са използвани пари или парични еквиваленти, и които не са отразени в отчета за паричните потоци.

**Резерви**

Резервите на Групата включват законови резерви, други резерви, резерв от преоценки на планове с дефинирани доходи съгласно МСС 19 Доходи на наети лица и резерв от преизчисление на чуждестранна дейност.

*Законови резерви*

Законовите резерви включват фонд „Резервен“, източник за образуване, на който е най-малко 1/10 от печалбата, докато средствата по фонда достигнат най-малко 1/10 от регистрирания капитал. Към 31.12.2025 г. законовите резерви на Групата възлизат на 161 522 хил. лв. (2024 г.: 141 522 хил. лв.).

*Други резерви*

Другите резерви са в размер на 7 027 хил. лв. и са формирани през 2009 г. с решение на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, когато неразпределената печалба за 2008 г. след отчисленията за фонд „Резервен“, е трансформирана в Други резерви.

*Актюерски печалби/загуби*

Натрупаните актюерски (печалби)/загуби за периода от 2011 г. до 2025 г. са в размер на 11 629 хил. лв. и са формирани от загубата от преоценки на задължения за обезщетения при пенсиониране. За 2025 г. актюерската загуба е в размер на 1 534 хил. лв.

*Резерв от преизчисление на чуждестранна дейност*

Групата има съвместно контролирано предприятие, което има дъщерно дружество в Република Северна Македония, чиято функционална валута е македонски денар. Резервът от преизчисление е сформирани в резултат на валутни курсови разлики към 31.12.2024 г., като курсовите разлики от преизчисление на чуждестранна дейност са в размер на 12 хил. лв.

**Преоценъчен резерв**

Натрупаният преоценъчен резерв към 31.12.2025 г. възлиза на 2 780 484 хил. лв. (31.12.2024 г.: 3 016 570 хил. лв.).

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Съгласно приложимото законодателство преоценъчният резерв, формиран от преоценката на имоти, машини и съоръжения, не може да се разпределя за дивиденди.

Съгласно политиката на Дружеството, преоценъчният резерв се разпределя към неразпределена печалба ежегодно на база отчетените разходи за амортизация на преоценъчния резерв. Отписването на преоценъчен резерв в неразпределена печалба за 2025 г. е в размер на 157 456 хил. лв. (2024 г.: 144 964 хил. лв.).

**23. Отсрочени данъчни активи и пасиви и разходи за данъци**

Очакваните разходи за данъци, базирани на приложимата данъчна ставка за България в размер на 10 % (2024 г.: 10 %), и действително признатите данъчни разходи в печалбата или загубата, могат да бъдат представени, както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Данъци, признати в печалби и загуби</b>		
Печалба преди данъчно облагане	319 771	347 255
Данъчна ставка	10 %	10 %
Очакван разход за данъци върху дохода	(31 977)	(34 726)
Данъчен ефект от:		
Корекции за приходи, освободени от данъчно облагане	26 910	22 892
Корекции за разходи, непризнати за данъчни цели	(40 013)	(37 784)
Текущ разход за данък във връзка с Допълнителен национален данък по реда на чл. 260я <sup>25</sup> от Закона за корпоративното подоходно облагане	(7 653)	(6 936)
<b>Текущ данък</b>		
Текущ разход за данък	(52 733)	(56 554)
Възникване и обратно проявление на временни разлики	<u>13 800</u>	<u>14 301</u>
<b>Общо разходи за данъци</b>	<u>(38 933)</u>	<u>(42 253)</u>
Отсрочени данъчни разходи, признати директно в другия всеобхватен доход	<u>8 890</u>	<u>(55 585)</u>

Разходите за текущи данъци включват начислението за корпоративен данък върху печалбата в размер на 10% върху счетоводната печалба, преобразувана за целите на данъчното облагане. Сумите, признати в другия всеобхватен доход, се отнасят до преценка на нефинансови активи и преоценки по планове с дефинирани доходи.

Поради размера на стопанската дейност на БЕХ Група, към която принадлежи Групата на Булгартрансгаз, тя подлежи на облагане с национален допълнителен данък по реда на Закона за корпоративното подоходно облагане. Съгласно новите изисквания за облагане на големите национални и многонационални групи предприятия. Групата е приложила задължителното освобождаване на МСС 12 във връзка с данъци върху доходите по Втори стълб и е направило изчисления относно прилагането на допълнителния национален данък и допълнителното данъчно облагане, но не е приложило тези ефективни данъчни ставки при определянето на размера на отсрочените данъчни активи и пасиви.

Въз основа на правилата, въведени в Закона за корпоративното подоходно облагане, допълнителният данък върху доходите ще бъде деклариран и дължим 18 месеца след края на 2024 г. Българските данъчни власти публикуваха стандартен формуляр за деклариране на данъка върху доходите. Ръководството на Групата е работило въз основа на наличните правила и насоки, публикувани от ОИСР и в съответствие със Закона за корпоративното подоходно облагане, както и в съответствие с указанията и разработения от собственика молел за изчисление на национален допълнителен данък за БЕХ Група.

Отсрочените данъци възникват в резултат на временни разлики и могат да бъдат представени както следва:

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

Отсрочени данъчни пасиви (активи)	31	Признати в другия всеобхватен доход	Признати в печалбата или загубата	31
	декември 2024			декември 2025
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
<b>Нетекучи активи</b>				
Имоти, машини и съоръжения	380 594	(8 737)	(11 665)	360 192
Инвестиция в съвместно контролирано предприятие	(279)	-	(23)	(302)
Дългосрочни финансови активи	(4 488)	-	-	(4 488)
<b>Текущи активи</b>				
Краткосрочни финансови активи	(699)	-	160	(539)
Материални запаси	(2 183)	-	(775)	(2 958)
Провизии квоти за вредни емисии	(3 435)	-	(1 446)	(4 881)
<b>Пасиви</b>				
Пенсионни задължения към персонала	(1 081)	(153)	(15)	(1 249)
Провизии за неизползвани отпуски	(333)	-	(36)	(369)
Доходи на наети лица	(1)	-	-	(1)
	<b>368 095</b>	<b>(8 890)</b>	<b>(13 800)</b>	<b>345 405</b>
Отсрочени данъчни активи	(12 499)			(14 787)
Отсрочени данъчни пасиви	380 594			360 192
Признати като:				
<b>Нетно отсрочени данъчни пасиви</b>	<b>368 095</b>			<b>345 405</b>

Отсрочените данъци за сравнителния период 2024 г. могат да бъдат обобщени, както следва:

Отсрочени данъчни пасиви (активи)	31	Признати в другия всеобхватен доход	Признати в печалбата или загубата	31
	декември 2023			декември 2024
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
<b>Нетекучи активи</b>				
Имоти, машини и съоръжения	333 802	55 726	(8 934)	380 594
Инвестиция в съвместно контролирано предприятие	(233)	-	(46)	(279)
Дългосрочни финансови активи	(4 488)	-	-	(4 488)
<b>Текущи активи</b>				
Краткосрочни финансови активи	(407)	-	(292)	(699)
Материални запаси	(587)	-	(1 596)	(2 183)
Провизии квоти за вредни емисии	-	-	(3 435)	(3 435)
<b>Пасиви</b>				
Пенсионни задължения към персонала	(973)	(141)	33	(1 081)
Провизии за неизползвани отпуски	(302)	-	(31)	(333)
Доходи на наети лица	(1)	-	-	(1)
	<b>326 813</b>	<b>55 585</b>	<b>(14 301)</b>	<b>368 095</b>
Отсрочени данъчни активи	(6 989)			(12 499)
Отсрочени данъчни пасиви	333 802			380 594
Признати като:				
<b>Нетно отсрочени данъчни пасиви</b>	<b>326 813</b>			<b>368 095</b>

При изчисление на отсрочените данъци към 31 декември 2025 г. е приложена данъчна ставка 10%, която е определена със Закона за корпоративното подоходно облагане за 2025 година (за 2024 г.: 10%). Всички отсрочени данъчни активи са включени в консолидирания отчет за финансовото състояние.

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**24. Отсрочени приходи от финансиране**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Бележки</b>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Баланс на 01 януари		232 551	239 162
Получени финансираня		27 004	866
Възстановени финансираня		-	(11)
Дарения свързани с дълг. активи		-	4 593
Приход, признат през годината	8	(12 066)	(12 059)
Баланс на 31 декември		<u>247 489</u>	<u>232 551</u>

Отсрочените приходи от финансиране, признати в консолидирания отчет за финансовото състояние, се отнасят до нетекущи активи, чието придобиване и/или изграждане се финансира частично от външни организации. Съществената част от активите, обект на финансиране, са част от инвестиционната програма на Групата и към датата на финансовия отчет са въведени в експлоатация. Освен това, на Групата са предоставени и средства за финансиране на активи, които все още са в процес на изграждане.

На 22.06.2022 г. с Европейската изпълнителна агенция по климат, инфраструктура и околна среда (CINEA) е подписано грантово споразумение за съфинансиране на разширението на ПГХ „Чирен“ със следните идентификационни номер и наименование: Проект 101069718 — 6.20.2-BG-W-M-21-Разширение на ПГХ „Чирен“. Общата стойност на разходите, съгласно решението на ЕК за одобрение на финансирането е в размер на 155 820 хил. евро. Размерът на безвъзмездната финансова помощ е 50% от стойността по Грантовото споразумение - до 77 910 хил. евро. Към датата на изготвяне на финансовия отчет са получени 38 955 хил. евро авансово плащане или 50% от стойността на финансирането. През м. март 2025 г. е подписано изменение № 1 към грантовото споразумение, съгласно което срокът за изпълнение на проекта се удължава до 07.12.2027 г.

**25. Провизии**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Провизии по дело АТ.39849 БЕХ-газ</b>	<b>Провизии за квоти за емисии на парникови газове</b>	<b>Общо</b>
<b>Балансова стойност към 31.12.2023 г.</b>	<b>53 715</b>	<b>-</b>	<b>53 715</b>
Начислена провизия	-	34 351	34 351
<b>Балансова стойност към 31.12.2024 г.</b>	<b>53 715</b>	<b>34 351</b>	<b>88 066</b>
Обратно проявление на провизия	-	(34 351)	(34 351)
Начислена провизия	-	48 812	48 812
<b>Балансова стойност към 31.12.2025 г.</b>	<b>53 715</b>	<b>48 812</b>	<b>102 527</b>

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Нетекущи провизии	53 715	53 715
Текущи провизии	48 812	34 351
<b>Общо провизии</b>	<u>102 527</u>	<u>88 066</u>

Групата е страна по Дело АТ.39849 БЕХ-газ, предприето от страна на Европейската комисия (ЕК) във връзка с официално производство за разследване относно това дали „БЕХ“ ЕАД и дъщерните му дружества „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД нарушават правилата за конкуренция на ЕС на пазара на природен газ в страната.

Към 31.12.2018 г. Групата е начислила провизии по правни задължения в размер на 50 244 хил. лв., които съответстват на 1/3 от имуществената санкция, определена с решение на ЕК в размер на 77 068 хил. евро по Дело АТ.39849 БЕХ-газ.

В изпълнение на Решения на Народното събрание от 24 ноември 2017 г. и от 26 юли 2018 г. и след одобрение от управителните органи на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД, както и с оглед писмо изх. № С-26-Е-07 от

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

### Бележки към консолидирания финансов отчет

26.02.2019 г. от Министъра на енергетиката с указания за предприемане на действия за изпълнение на Решение на 44-тото Народно събрание на Република България относно приключване на дело СОМР/В1/АТ.39849 БЕХ-газ от 24 ноември 2017, страните по делото, в това число „Булгартрансгаз“ ЕАД, са взели решение да обжалват Решението по Дело АТ.39849 БЕХ-газ на ЕК пред Общия Съд на Европейския Съюз (ОСЕС).

Жалбата срещу Решението на Европейската комисия по дело АТ.39849 БЕХ-газ пред Общия съд на Европейския Съюз е входирана в регистъра на Общия съд на Европейския Съюз на 28.02.2019 г. Номерът на образуваното дело е Т-136/19.

На 4 юли 2019 г. Българската държава, чрез Министерство на външните работи, подаде молба за встъпване в делото в подкрепа на страните по него, в това число „Булгартрансгаз“ ЕАД.

През 2019 г. предвид решението на ЕК, че „ако е предоставена финансова гаранция, нейната сума ще носи лихва в размер на основния лихвен процент, плюс един процент и половина, т.е. 1,5%“, както и след отправено запитване в тази връзка към ЕК и получен отговор, става ясно, че към 31 декември 2019 г. общата сума на имуществената санкция е 77 977 хил. евро за трите дружества – „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, която включва главницата от 77 068 хил. евро и лихвата за забавено плащане в размер на 909 хил. евро., като частта на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 50 244 хил. лв. главница и 593 хил. лв. лихва.

На 29.09.2022 г. е проведено открито съдебно заседание, на което делото е обявено за решаване.

Със свое решение от 25-ти октомври 2023 г. Общият съд на Европейския съюз в Люксембург се произнесе с крайно решение на първа инстанция за отмяна на решението на Европейската комисия по дело СОМР/В1/АТ.39849 БЕХ-газ, като той отменя изцяло решението на Европейската комисия, както и наложената глоба в размер на общо 77 068 хил. евро на трите Дружества. Европейската комисия обжалва решението пред Съда на ЕС.

Устното заседание е проведено в края на 2025 г. Очаква се постановяване на решение.

Във връзка с делото АТ.39849 БЕХ-газ Групата е признала към 31.12.2025 г. провизии в общ размер 53 715 хил. лв., класифицирани като дългосрочни пасиви.

Към 31 декември на текущата година Групата отчита провизии за недостиг на квоти за вредни емисии в размер на 48 812 хил. лв., тъй като има разлика между реално емитираните и верифицирани CO<sub>2</sub> и наличните за текущата година CO<sub>2</sub> по сметката на Групата в Националния регистър към края на годината. Стойността на провизиите се изчислява в съответствие със средната продажна цена на спот сегмент, обявена от Европейската Енергийна Борса (European Energy Exchange, EEX) след края на финансовата година до датата на верификационния доклад, издаден от независим акредитиран верификационен орган. Провизията за емисии на парникови газове се представя в консолидирания отчет за финансовото състояние на Групата като текущ пасив.

#### 26. Доходи на наети лица

в хиляди лева

	31.12.2025	31.12.2024
Задължение за планове с дефинирани доходи при пенсиониране – нетекущи	12 179	9 854
Задължение за планове с дефинирани доходи при пенсиониране – текущи	321	952
<b>Общо задължения за доходи на наети лица</b>	<b>12 500</b>	<b>10 806</b>

#### Задължения за планове с дефинирани доходи при пенсиониране

Съгласно изискванията на Кодекса на труда и Колективния трудов договор при прекратяване на трудовото правоотношение, след като служителят е придобил право на пенсия за осигурителен стаж и възраст, Групата е задължена да му изплати обезщетение в размер до шест брутни работни заплати и допълнително обезщетение съгласно Колективния трудов

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

### Бележки към консолидирания финансов отчет

договор. Групата е начислила правно задължение за изплащане на обезщетения на наетите лица при пенсиониране в съответствие с изискванията на МСС 19 „Доходи на наети лица“ на база на прогнозираните плащания за следващите години, дисконтирани към настоящия момент с дългосрочен лихвен процент на безрискови ценни книжа.

Задължението, признато в консолидирания отчет за финансовото състояние, относно плановете с дефинирани доходи, представлява настоящата стойност на задължението по изплащане на дефинирани доходи към края на отчетния период.

Приблизителният размер на задълженията по плановете с дефинирани доходи при пенсиониране към всеки отчетен период и разходите, признати в печалби и загуби, се базират на актюерски доклад (информация за използваните параметри и предположения е оповестена по-долу).

#### Движения в настоящата стойност на задълженията по плановете с дефинирани доходи

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Настояща стойност на задължението към 1 януари	10 806	9 725
Разходи за лихви за периода	425	384
Разходи за текущ стаж за периода	656	622
Изплатен доход	(923)	(1 333)
Актюерска загуба за периода	1 536	1 408
<b>Настояща стойност на задължението към 31 декември</b>	<b>12 500</b>	<b>10 806</b>

#### Разходи, признати в печалби и загуби

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Разходи за текущ трудов стаж	656	622
Разходи за лихви	425	384
	<b>1 081</b>	<b>1 006</b>

Разходите за текущ трудов стаж са включени на ред „Разходи за персонала“. Нетните разходи за лихви са включени в консолидирания отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред „Финансови разходи“ (вж. бележка 13).

Общата сума на актюерската загуба, включваща актюерски печалби/загуби по метода на собствения капитал, по плановете с дефинирани доходи на Групата, призната в другия всеобхватен доход, е в размер на 1 536 хил. лв. (2024 г.: 1 408 хил. лв.), дължаща се на промени във финансовите предположения.

#### Актюерски предположения

Основните актюерски предположения към датата на финансовия отчет (представени като осреднени стойности) са представени както следва:

Анализът на чувствителността е базиран на промяна в само едно от предположенията. Той може да се различава от действителната промяна в задълженията за дефинирани доходи, тъй като промените в предположенията често са свързани помежду си.

Въпреки, че анализът не взема предвид пълното разпределение на паричните потоци, очаквани по плана, той предоставя приближение за чувствителността на изложените допускания.

Основните актюерски предположения към датата на финансовия отчет (представени като осреднени стойности) и анализ на чувствителността с промяна на допусканията с +/- 1%, са представени както следва:

	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Дисконтов процент към 31 декември	3,93%	3,95%
Нарастване на заплатите за 2025 г.	-	8%
Нарастване на заплатите за 2026 г.	9,00%	1,10%
Нарастване на заплатите за 2026 г.	1,10%	-

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

<i>ХИЛ. ЛВ.</i>	<b>31.12.2025</b>		<b>31.12.2024</b>	
Дисконтов процент	+3,68%	+4,18%	+3,70%	+4,20%
	12 700	12 305	10 894	10 633
Бъдещо увеличение на заплатите	+0,10%	+2,10%	+0,10%	+2,10%
	11 829	13 229	10 211	11 454
Очаквана продължителност на живота	-1 г.	+1 г.	-1 г.	+1 г.
	12 314	12 663	10 644	10 948
Текучество на персонала	-1%	+1%	-1%	+1%
	13 207	11 714	11 446	10 110

Анализът на чувствителността е базиран на промяна в само едно от предположенията. Той може да се различава от действителната промяна в задълженията за дефинирани доходи, тъй като промените в предположенията често са свързани помежду си.

Въпреки че анализът не взема предвид пълното разпределение на паричните потоци, очаквани по плана, той предоставя приближение за чувствителността на изложените допускания.

**27. Получени заеми**

Заемите включват следните финансови пасиви:

<i>в хиляди лева</i>	<b>Текущи</b>		<b>Нетекущи</b>	
	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Финансови пасиви, оценявани по амортизирана стойност:				
Банкови заеми	330 099	265 864	378 984	357 137
Лихви	180	328	-	-
Общо балансова стойност	<u>330 279</u>	<u>266 192</u>	<u>378 984</u>	<u>357 137</u>

Групата получи кредити за оперативни и инвестиционни разходи от различни финансови институции. Кредитите са обезпечени с парични средства под формата на депозити в размер до 20% от усвоената и непогасена част от кредита. Всички получени кредити са дългосрочни. Средствата са предназначени за покриване на инвестиционни разходи на Групата във връзка с осъществяване на мащабни инвестиционни проекти.

Към 31.12.2025 г. усвоените и непогасени главници по кредитите са в размер на 362 548 хил. евро, в т.ч. 98 643 хил. евро гарантирани от Р България с държавна гаранция, при лихвени проценти едномесечен Euribor + надбавка от 0,05% до 2,00 % в зависимост от условията по съответния договор.

Промените в задълженията на Групата, произтичащи от финансова дейност, могат да бъдат класифицирани, както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>Получени заеми</b>	<b>Заеми от свързано лице</b>	<b>Общо</b>
<b>1 януари 2025 г.</b>	<u>623 329</u>	<u>104 037</u>	<u>727 366</u>
<b>Парични потоци:</b>			
Погасени кредити	(316 910)	(98 486)	(415 396)
Плащания на лихви	(19 337)	(916)	(20 253)
Постъпления	<u>402 992</u>	<u>-</u>	<u>402 992</u>
<b>Непарични промени:</b>			
Начислени лихви	19 517	916	20 433
Непадежирани начислени лихви към 31.12.2024 г.	(328)	-	(328)
<b>31 декември 2025 г.</b>	<u>709 263</u>	<u>5 551</u>	<u>714 814</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

<i>в хиляди лева</i>	<b>Получени заеми</b>	<b>Заеми от свързано лице</b>	<b>Общо</b>
<b>1 януари 2024 г.</b>	906 928	114 807	1 021 735
<b>Парични потоци:</b>			
Погасени кредити	(283 255)	(10 770)	(294 025)
Плащания на лихви	(42 432)	(3 254)	(45 686)
<b>Непарични промени:</b>			
Начислени лихви	42 761	3 254	46 015
Непадежирали начислени лихви към 31.12.2023 г.	(673)	-	(673)
<b>31 декември 2024 г.</b>	623 329	104 037	727 366

**28. Търговски и други задължения и пасиви по договори**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Задължения към доставчици	23 795	483 217
Пасиви по договори	790	896
Задължения към персонала за неизползван платен годишен отпуск	3 687	3 341
Задължения към застрахователи	419	373
Други задължения	551	530
	<u>29 242</u>	<u>488 357</u>
<b>Задължения към бюджета:</b>		
Задължения към фонд СЕС (5%)	4 056	3 934
Задължения за осигурителни вноски	1 301	1 245
Данък върху доходите на физически лица	1 204	1 089
Задължения към митници	521	470
Задължения за данъци върху разходите	332	309
ДДС за внасяне	10 299	33
Други задължения към бюджета	-	168
<b>Общо търговски и други задължения</b>	<u>46 955</u>	<u>495 605</u>
<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Нетекущи търговски и други задължения	-	375 125
Текущи търговски и други задължения	46 955	120 480
<b>Общо търговски и други задължения</b>	<u>46 955</u>	<u>495 605</u>

Основната част от търговските задължения на Групата към 31.12.2025 г. са свързани с обичайната търговска дейност.

Пасивите по договори на Групата са в размер 790 хил. лв. (2024 г.: 896 хил. лв.) и са възникнали в резултат на получени аванси от контрагенти на Групата по договори за присъединяване към газопреносната мрежа и отсрочени приходи към 31.12.2025 г.

Експозицията на Групата към ликвиден и валутен риск е представена в Бележка 32.

**29. Свързани лица**

Свързаните лица на Групата включват принципал, в лицето на Министерството на енергетиката, едноличния собственик, съвместно-контролирани предприятия, ключов управленски персонал и предприятия под общ контрол.

Предприятие-майка и крайно контролиращо лице за Групата е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ).

Групата има сделки със следните дружества от групата на БЕХ:

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*



**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**Сделки със свързани лица**

	<i>Стойност на сделките през:</i>		<i>Крайни салда</i>	
<b>ЕСО ЕАД</b>				
Гаранции	6	42	14	20
Предоставени услуги	3	-	-	-
Услуга по пренос на електроенергия	(51)	(45)	(7)	(5)
Други услуги	(3)	(3)	-	-
	<u>(45)</u>	<u>(6)</u>	<u>7</u>	<u>15</u>
<b>„Мини Марица Изток“ ЕАД</b>				
Предоставени услуги	2	-	-	-
Получени услуги	(1)	-	-	-
	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>„НЕК“ ЕАД</b>				
Получени услуги	-	(1)	-	-
	<u>-</u>	<u>(1)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД</b>				
Получени услуги	-	(2)	-	-
	<u>-</u>	<u>(2)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>„Южен поток България“ ЕАД</b>				
Наем	1	1	-	-
	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>Сделки със съвместно контролирани предприятия</b>				
<b>„Булгартел“ АД</b>				
<i>Продажби:</i>				
Предоставяне на ресурс, оптични влакна и колокация	369	837	12	11
Предоставен депозит във връзка с наем на недвижим имот	-	-	7	7
	<u>369</u>	<u>837</u>	<u>19</u>	<u>18</u>
<b>„Булгартел“ АД</b>				
<i>Покупка на:</i>				
Ползване на ресурси от спомага телната мрежа и комуникационни услуги	(38)	(38)	(76)	(99)
Получени услуги	(64)	(35)	(8)	(5)
Гаранции	(10)	-	(3)	(13)
	<u>(112)</u>	<u>(73)</u>	<u>(87)</u>	<u>(117)</u>
<b>„Газтрейд“ С.А.</b>				
Предоставен подчинен облигационен заем	(5 692)	(5 868)	27 832	22 140
Лихви по подчинен облигационен заем	1 420	1 040	3 067	1 647
Предоставени услуги	1 363	155	159	155
Очаквани кредитни загуби	-	-	(276)	(1 709)
	<u>(2 909)</u>	<u>(4 673)</u>	<u>30 782</u>	<u>22 233</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**Сделки със свързани лица**

	<i>Стойност на сделките през:</i>		<i>Крайни салда</i>	
<b>„Ай Си Джи Би“ АД</b>				
Услуги по пренос, съхранение и балансиране	52	96	5	6
Земи, вещни права, право на строеж, ПУП, др. дарени активи	-	2 027	-	-
Предоставени услуги от ГХБ	21	22	2	2
	<u>73</u>	<u>2 145</u>	<u>7</u>	<u>8</u>

**Общо вземания от свързани лица**

33 911      27 646

**Общо задължения към свързани лица**

(79 150)      (389 267)

Обобщени, разчетите със свързани лица са, както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Предоставен подчинен облигационен заем на съвместно контролирано предприятие – нетекуща част	28 050	22 078
Предоставен подчинен облигационен заем на съвместно контролирано предприятие – текуща част	2 573	-
Нетекущи вземания от свързани лица	14	27
Текущи вземания от свързани лица	3 274	5 541
	<u>33 911</u>	<u>27 646</u>

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Нетекущи задължения към свързани лица	47 303	243 198
Текущи задължения към свързани лица	31 847	146 069
	<u>79 150</u>	<u>389 267</u>

Изменението в размера на коректива за очаквани кредитни загуби на вземания от свързани лица може да бъде представено по следния начин:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Салдо към 1 януари</b>	(3 044)	(2 552)
Коректив за очаквани кредитни загуби	(558)	(518)
Възстановяване на загуба от обезценка	1 983	26
<b>Салдо към 31 декември</b>	<u>(1 619)</u>	<u>(3 044)</u>

През 2025 г. е предоставен нов подчинен облигационен заем на „Газтрейд“ С.А при лихвен процент 5,85% на годишна база. Всяко записало лице от акционерите по Подчинения облигационен заем получи сертификат за 2 910 000 облигации с номинална стойност от 1 евро на всяка облигация. Всяко Записало лице по SBL е превело пропорционална сума за записаните облигации в размер на 2 910 хил. евро по посочената проектна сметка на Емитента „Газтрейд“ С.А, в Национална банка на Гърция.

Към 31.12.2025 г. Групата отчита вземания по предоставен облигационен заем на Газтрейд С.А. в размер на 30 623 хил. лв., в т.ч. главница в размер на 27 832 хил. лв., начислени лихви в размер на 2 574 хил. лв. при лихвен процент в размер на 5% на годишна база за предоставения заем към 31.12.2024 г. и 493 хил. лв. при лихвен процент в размер на 5,85 % на годишна база за предоставения заем през 2025 г., и начислени очаквани кредитни загуби в размер на 276 хил. лв.

Основната част от търговските вземания от свързани лица е дължима от „Булгаргаз“ ЕАД на Групата във връзка с услуги по пренос, съхранение, балансиране на природен газ и услуги по достъп до платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД на стойност 3 059 хил. лв. към

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

### Бележки към консолидирания финансов отчет

31.12.2025 г., които са платени в рамките на обичайната търговска практика на Групата и според договорените условия с клиента.

Групата отчита и съдебни вземания в брутен размер (преди обезценка) от същото свързано лице на стойност 1 373 хил. лв. към 31.12.2025 г., които суми са спорни във връзка с дело № 458 по описа на Софийски градски съд за неплатени главници и дължими неустойки за забавени плащания по договор за пренос на природен газ по газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Основната част от задълженията към свързани лица на Групата са дължими към „Булгаргаз“ ЕАД и към „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД. Към „Булгаргаз“ ЕАД са свързани с възникнали задължения за покупка на природен газ за балансиране в размер на 1 167 хил. лв. (2024 г.: 1 281 хил. лв.) и получени гаранционни депозити в размер на 25 087 хил. лв. (2024 г.: 26 131 хил. лв.), изисквани от Групата като част от механизмите за управление на кредитния риск при реда и условията на Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при балансиране.

През 2022 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД получи заем от „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД в размер на 37 865 хил. лв., със срок на действие до 30 юни 2026 г., при годишна лихва в размер на 1,735%, свързан с целево финансиране на възложени задължения към обществото на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Министъра на енергетиката, със Заповед № Е-РД-16-113/24.02.2022 г. и Заповед № Е-РД-16-219/06.04.2022 г. Задълженията към 31.12.2025 г. по получения заем са в размер 5 551 хил. лв.

Със свое решение от 11 септември 2024 г. Съветът на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД прие разпределение на печалбата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2021 г. и 2022 г. и разпредели дивидент в полза на БЕХ ЕАД в общ размер на 257 251 хил. лв. за двете години. На 9.12.2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД сключиха споразумение за разсрочване на определения дивидент на три годишни вноски до 31.12.2027 г., при лихвен процент 3,275 % на годишна база. През 2025 г. в съответствие с решения на Управителния и Надзорния съвет на Дружеството, са подписани съответно Анекс №1, Анекс №2 и Анекс №3 към Споразумение от 9.12.2024 г., сключено между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД отнасящо се за разсрочено погасяване на разпределени дивиденти в полза на едноличния собственик на капитала за 2021 г. и 2022 г., като анексите са свързани с предсрочно погасяване на вноски по главница със сума в общ размер на 210 000 хил. лв.

Задълженията към 31.12.2025 г. по споразумението за разсрочване на дивидент са в размер 47 251 хил. лв.

През 2025 г. със свое решение Съветът на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД прие разпределение на печалбата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2023 г. и разпредели дивидент в полза на БЕХ ЕАД в размер на 95 292 хил. лв. Дивидентът е платен.

#### **Възнаграждение на ключов управленски персонал**

Групата има отношение на свързано лице с директори и служители с контролни функции.

Ключовият управленски персонал на Групата включва членовете на Надзорния и Управителния съвети на компанията - майка.

Общата сума на начислените възнаграждения, включени в разходите за персонал, е както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Изплатени възнаграждения на ключов управленски персонал	1 308	1 228
Осигурителни вноски върху възнагражденията на ключов управленски персонал	63	57
<b>Общо разходи за възнаграждения на ключов управленски персонал</b>	<b>1 371</b>	<b>1 285</b>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**30. Гаранции по договори**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
<i>Нетекучи гаранции</i>		
Гаранции по договори за изграждане на активи	710	801
	<u>710</u>	<u>801</u>
<i>Текущи гаранции</i>		
Гаранции по договори за изграждане на активи	785	3 315
Гаранции по договори за достъп, пренос, съхранение и балансиране	79 183	75 854
Депозити за търговия	4 304	11 184
	<u>84 272</u>	<u>90 353</u>
<b>Общо гаранции по договори</b>	<u>84 982</u>	<u>91 154</u>

Основната част от задълженията по получени гаранции на Групата представляват:

- задържани суми по договори за строителство, които се изплащат в зависимост от етапа на изпълнение на обектите, съгласно клаузите на договора;
- суми за гарантиране плащанията по Договори за съхранение и по Договори за достъп и пренос на природен газ, които всеки ползвател на услугата е длъжен да внесе като обезпечение по заявките за капацитет и достъп;
- суми за обезпечение на плащанията за покупка и продажба на природен газ за балансиране;
- суми за обезпечение на плащанията за покупка и продажба на природен газ за балансиране на платформа за търговия на природен газ.

**31. Категории финансови активи и пасиви**

Балансовите стойности на финансовите активи и пасиви на Групата могат да бъдат представени в следните категории:

**Финансови активи**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
<i>Дългови инструменти по амортизирана стойност:</i>		
Дългосрочни вземания	297	92
Търговски и други вземания	31 411	24 706
Вземания свързани лица	33 911	27 646
Пари и парични еквиваленти	121 172	352 289
Парични средства, предоставени като обезпечение	115 028	175 409
	<u>301 819</u>	<u>580 142</u>

**Финансови пасиви**

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
<i>Финансови пасиви, отчитани по амортизирана стойност:</i>		
Дългосрочни заеми	378 984	357 137
Краткосрочни заеми	330 279	266 192
Търговски и други задължения - дългосрочни	-	375 125
Търговски и други задължения - краткосрочни	24 358	108 612
Задължения към свързани лица	79 074	389 167
Гаранции по договори	84 982	91 154
	<u>897 677</u>	<u>1 587 387</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

## Бележки към консолидирания финансов отчет

### 32. Рискове, свързани с финансови инструменти

#### Управление на финансовия риск

##### Преглед

Групата е изложена на различни видове рискове по отношение на финансовите си инструменти. За повече информация относно финансовите активи и пасиви по категории на Групата вижте *Бележка 31*. Най-значимите финансови рискове, на които е изложена Групата, са пазарен риск, кредитен риск и ликвиден риск.

Тази бележка представя информация за експозицията на Групата към всеки един от горните рискове, целите на Групата, политиките и процесите за измерване и управление на риска, и управлението на капитала на Групата.

##### Общи положения за управление на риска

Управителният съвет носи отговорността за установяване и управление на рисковете, пред които е изправена Групата. Политиката на Групата за управление на риска е развита така, че да идентифицира и анализира рисковете, с които се сблъсква Групата, да установява лимити за поемане на рискове и контроли, да наблюдава рисковете и съответствието с установените лимити. Тези политики подлежат на периодична проверка с цел отразяване на настъпили изменения в пазарните условия и в дейността на Групата. Групата, чрез своите стандарти и процедури за обучение и управление, цели да развие конструктивна контролна среда, в която всички служители разбират своята роля и задължения.

##### Кредитен риск

Кредитният риск е рискът едната страна по финансовия инструмент да не успее да изпълни задължението си и по този начин да причини загуба на другата. Кредитният риск за Групата се състои от риск от финансова загуба в ситуация, при която клиент не успее да изпълни своите договорни задължения.

Групата е изложена на кредитен риск в случай, че клиентите не изплатят своите задължения. Кредитното качество на клиентите се оценява като се вземат предвид финансово състояние, минал опит и други фактори.

С цел управление и ограничаване на кредитния риск от дейността балансиране, Групата предприема мерки, като налага конкретни договорни изисквания, които включват задължения за осигуряване и поддържане на финансово обезпечение под формата на гаранционен депозит по банкова сметка или предоставяне на неотменима и безусловна банкова гаранция в полза на Групата или корпоративна гаранция (поръчителство), платима на Групата. Възможно е Групата в качеството си на оператор да наложи ограничения на обема на извършвани търговски сделки на виртуална търговска точка до размер, гарантиран с финансово обезпечение както и да предприема други мерки, които да доведат до ограничаване на кредитния риск от дейността балансиране.

Преносната стойност на финансовите активи, нетно от загубите от обезценки, представя в максимална степен кредитния риск, на който Групата е изложена.

##### Експозиция към кредитен риск

Балансовата стойност на финансовите активи представлява максималната кредитна експозиция. Максималната експозиция към кредитен риск към датата на отчета е както следва:

в хиляди лева

	Бележки	31.12.2025	31.12.2024
	<i>Дългови инструменти по амортизирана стойност:</i>		
Търговски и други вземания	17,19	31 708	24 798
Вземания от свързани лица	29	33 911	27 646
Пари и парични еквиваленти	20	121 172	352 289
Парични средства предоставени като обезпечение	21	115 028	175 409
		<u>301 819</u>	<u>580 142</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

## Бележки към консолидирания финансов отчет

### Търговски и други вземания

Максималната експозиция към кредитен риск за търговски и други вземания и вземания от свързани лица към отчетната дата по вид клиенти е както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Местни лица	5 282	33 006
Чуждестранни лица	60 337	19 438
	<u>65 619</u>	<u>52 444</u>
<i>В т.ч.</i>		
Свързани лица	33 911	27 646
Несвързани лица	31 708	24 798

Групата е предоставила финансови активи като обезпечение по договори за кредит в брутен размер на 115 069 хил. лв. (2024 г.: 168 323 хил. лв.), описани подробно в Бележки 21 и 27.

### Загуби от обезценка

Времевата структура на търговски и други финансови вземания (без съдебни и напълно обезценени) към датата на отчета, е както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Нито просрочени, нито обезценени	29 548	24 537
Просрочени от 1-30 дни	163	209
Просрочени между 31-90 дни	147	8
Просрочени между 91-180 дни	693	2
Просрочени над 180 дни	1 112	-
	<u>31 663</u>	<u>24 756</u>

Времевата структура на вземанията от свързани лица (без съдебни) към датата на отчета, е както следва:

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
Нито просрочени, нито обезценени	33 881	27 608
	<u>33 881</u>	<u>27 608</u>

По отношение на търговските вземания Групата е изложена на значителен кредитен риск към по-голямата част от своите контрагенти, които имат сходни характеристики, тъй като търговските вземания се състоят от малък брой клиенти в една индустрия. Различията в географската област предопределя до известна степен диверсификацията на риска. На базата на исторически показатели, ръководството счита, че кредитната оценка на търговски вземания, които не са с изтекъл падеж, е добра. Вземанията се събират регулярно, според договорените срокове и условия и поради тази причина не се е наложило да бъде начислена допълнителна обезценка.

Очакваните нива на загуби се основават на профила на постъпленията от продажби през последните 48 месеца преди 31 декември 2025 г. и 31 декември 2024 г., както и на съответните исторически кредитни загуби през този период. Историческите проценти се коригират, за да отразят текущите и перспективни макроикономически фактори, влияещи върху способността на клиента да уреди непогасената сума.

### Ликвиден риск

Ликвидният риск е рискът Групата да не може да изпълни финансовите си задължения, тогава когато те станат изискуеми. Политиката в тази област е насочена към гарантиране наличието на достатъчно ликвидни средства, с които да бъдат обслужени задълженията, когато същите станат изискуеми, включително в извънредни и непредвидени ситуации.

Тъй като характерът на основната дейност на Групата е свързан с регулярен пренос и съхранение на природен газ, контролът на ликвидния риск се състои главно във:

- внимателно планиране на всички входящи и изходящи парични потоци, базирано на месечни прогнози;
- условия на плащане по сделки със свързани лица и клиенти, които се извършват в

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

рамките на един месец.

В следващата таблица са представени договорените падежи на финансовите пасиви на база на най-ранната дата, на която Групата може да бъде задължена да ги изплати. В таблицата са посочени недисконтираните парични потоци, включващи главници и лихви.

По-долу са договорните падежи на финансови пасиви, включително очаквани плащания на лихви, изключващи ефекта от договорености за нетиране:

**31 декември 2025 г.**

в хиляди лева	Бел.	Балансова стойност	Договорни парични потоци	До 6 месеца	6-12 месеца	1-2 години	2-5 години	Повече от 5 години
<b>Недеривативни финансови задължения</b>								
Получени заеми	27	709 263	(746 290)	177 622	182 105	227 281	133 173	26 109
Търговски и други задължения	28	24 358	(24 358)	24 358	-	-	-	-
Гаранции по договори	30	84 982	(84 982)	12 989	71 284	9	700	-
Задължения към свързани лица	29	79 074	(82 197)	11 789	21 610	48 798	-	-
		897 677	(937 827)	226 758	274 999	276 088	133 873	26 109

**31 Декември 2024 г.**

в хиляди лева	Бел.	Балансова стойност	Договорни парични потоци	До 6 месеца	6-12 месеца	1-2 години	2-5 години	Повече от 5 години
<b>Недеривативни финансови задължения</b>								
Получени заеми	27	623 329	(656 353)	146 298	141 350	282 259	86 446	-
Търговски и други задължения	28	483 737	(527 233)	105 999	16 303	94 865	212 408	97 658
Гаранции по договори	30	91 154	(91 154)	3 289	87 064	101	700	0
Задължения към свързани лица	29	389 167	(414 326)	15 417	141 986	100 739	151 434	4 750
		1 587 387	(1 689 066)	271 003	386 703	477 964	450 988	102 408

**Пазарен риск**

Пазарен риск е рискът при промяна на пазарните цени като курс на чуждестранна валута, лихвени проценти или цени на капиталови инструменти, доходът на Групата или стойността на нейните инвестиции да бъдат засегнати. Целта на управлението на пазарния риск е да се контролира експозицията към пазарен риск в приемливи граници като се оптимизира възвръщаемостта.

**Лихвен риск**

Политиката на Групата е насочена към минимизиране на лихвения риск при дългосрочно финансиране. Банковите заеми на Групата са с плаващ лихвен процент, който се формира от фиксиран процент плюс надбавка, която е променлива компонента на база 1m Euribor. Към 31 декември 2025 г. Групата е изложена на риск от промяна на пазарните лихвени проценти по банковите си заеми, които са с променлив лихвен процент. Всички други финансови активи и пасиви на Групата са с фиксирани лихвени проценти. Всички инвестиции в облигации на Групата, се изплащат на базата на фиксирани лихвени проценти.

Представените по-долу таблици показват чувствителността на годишния нетен финансов резултат след данъци и на собствения капитал към вероятна промяна на лихвените проценти по заемите с плаващ лихвен процент, базиран на ОЛП в България, в размер на +/- 0.00 % (за 2024 г.: +/- 0.01%) и по заемите с плаващ лихвен процент, базиран на EURIBOR, в размер на +/- 0.3 % (за 2024 г.: +/- 0.3 %). Тези промени се определят като вероятни въз основа на наблюденията на настоящите пазарни условия. Изчисленията се базират на промяната на средния пазарен лихвен процент и на финансовите инструменти, държани от Групата към края на отчетния период, които са чувствителни спрямо промени на лихвения процент. Всички други параметри са приети за константни.

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**Анализ на чувствителността на справедливата стойност за инструменти с фиксирана лихва**

<i>Ефект в хиляди лева</i>	Увеличение		Намаление	
	Собствен капитал	Печалби и загуби	Собствен капитал	Печалби и загуби
<b>31 декември 2025 г.</b>				
Заеми (ОЛП +/-0.00%)	-	-	-	-
Заеми (EURIBOR +/-0.3%)	(1 938)	(1 938)	1 938	1 938
<b>31 декември 2024 г.</b>				
Заеми (ОЛП +/-0,01%)	(6)	(6)	6	6
Заеми (EURIBOR +/-0.3%)	(1 684)	(1 684)	1 684	1 684

Групата не отчита финансови активи и пасиви с фиксирана лихва по справедлива стойност в печалби и загуби. Поради това, промени в лихвените нива към датата на финансовия отчет не биха засегнали печалби и загуби.

**Валутен риск**

Групата е изложена на валутен риск при покупки и/или продажби, деноминирани във валута, различна от функционалната валута на Групата. Групата осъществява основно сделки в лева и евро във връзка с получените технически и други услуги. Валутният риск за тези покупки, свързан с възможни колебания в курса на чуждестранната валута, е минимален поради наличие на фиксиран обменен курс на еврото към лева, определен от БНБ. Групата осъществява и сделки в щатски долари, поради което се отчита съществуването на валутен риск, свързан с колебанията на курса на щатския долар.

**Експозиция към валутен риск**

Експозицията на Групата към валутен риск е както следва на базата на финансови активи и пасиви, които са представени в чуждестранна валута и са преизчислени в български лева:

<i>хиляди лева</i>	EUR		USD	
	31 декември 2025	31 декември 2024	31 декември 2025	31 декември 2024
Пари и парични еквиваленти	68 879	50 223	163 474	184 035
Парични средства, предоставени като обезпечения	5 813	109 256	15 212	160 309
Търговски вземания	48 266	2 903	17 737	3 031
Заеми	(709 082)	-	(575 400)	-
Търговски задължения	(48 888)	-	(85 526)	(7)
<b>Нетна експозиция от отчета за финансово състояние</b>	<b>(635 012)</b>	<b>162 382</b>	<b>(464 503)</b>	<b>347 368</b>

Следните значими обменни курсове са приложими през годината:

<i>BGN</i>	Среден курс		Курс към отчетната дата	
	2025	2024	2025	2024
EUR	1,95583	1,95583	1,95583	1,95583
USD	1,73494	1,80747	1,66355	1,88260

**Анализ на чувствителността**

Увеличение на обменния курс на лева, както е представено по-долу, срещу USD към 31 декември 2025 г. би увеличило/намалило собствения капитал и печалби и загуби със сумите, представени по-долу. Този анализ се базира на вариациите в обменните курсове на чуждестранна валута, които Групата счита за резонно възможни, към края на отчетния период. Анализът допуска, че всички променливи, особено лихвени нива, остават непроменени и игнорира всяко влияние на прогнозни продажби и покупки. Анализът е направен на същата база през 2024 г., въпреки че резонно възможните вариации на бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

обменните курсове са били различни, както е представено по-долу.

<i>Ефект в хиляди лева</i>	Увеличение		Намаление	
	Собствен капитал	Печалби и загуби	Собствен капитал	Печалби и загуби
<b>31 декември 2025</b>				
USD (7.7 процента движение)	(3 670)	(3 670)	3 670	3 670
<b>31 декември 2024</b>				
USD (2.6 процента движение)	(8 276)	(8 276)	8 276	8 276

**Лихвен риск**

Банковите заеми на Групата са с плаващ лихвен процент, който се формира от фиксиран процент плюс надбавка, която е променлива компонента на база 1m Euribor.

**Анализ на чувствителността на справедливата стойност за инструменти с фиксирана лихва**

Групата не отчита финансови активи и пасиви с фиксирана лихва по справедлива стойност в печалби и загуби. Поради това, промени в лихвените нива към датата на финансовия отчет не биха засегнали печалби и загуби.

**33. Управление на капитала**

Групата управлява капитала си така, че да осигури функционирането си като действащо предприятие, като едновременно с това се стреми да максимизира възвращаемостта за едноличния собственик на капитала, чрез оптимизация на съотношението между дълг и капитал (възвращаемостта на инвестирания капитал). Целта на Ръководството е да гарантира стабилно бъдещо развитие на Групата.

Политиката на Управителния съвет е да се поддържа силна капиталова база така, че да се поддържа доверието на клиенти, кредитори и на пазара като цяло, и да може да се осигурят условия за развитие на бизнеса в бъдеще.

Групата не е предмет на външно наложени капиталови изисквания.

През годината не е имало промени в подхода за управлението на капитала на Групата.

Групата определя коригирания капитал на основата на балансовата стойност на собствения капитал, представен в отчета за финансовото състояние.

Нетният дълг включва сумата на всички пасиви, намалена с балансовата стойност на парите и паричните еквиваленти.

Капиталът за представените отчетни периоди може да бъде анализиран, както следва:

<i>хиляди лева</i>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
Собствен капитал	6 048 981	5 848 154
<b>Коригиран капитал</b>	<b>6 048 981</b>	<b>5 848 154</b>
Общо пасиви	1 660 745	2 322 986
- Пари и парични еквиваленти	(121 172)	(352 289)
<b>Нетен дълг</b>	<b>1 539 573</b>	<b>1 970 697</b>
<b>Съотношение на коригиран капитал към нетен дълг</b>	<b>1:3.93</b>	<b>1:2.97</b>

Увеличението на съотношението през 2025 г. се дължи главно на изпълнението на мащабната инвестиционна програма на Групата и предсрочното погасяване на получени заеми и дългосрочни търговски задължения.

**34. Определяне на справедливи стойности**

Някои от счетоводните политики и оповестявания на Групата изискват определяне на справедливи стойности за финансови и за нефинансови активи и пасиви. Справедливи

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

## **Бележки към консолидирания финансов отчет**

стойности са определени за целите на отчитането и оповестяването на базата на методите по-долу. Когато е приложимо, в съответните бележки, е оповестена допълнителна информация за допусканията, направени при определянето на справедливите стойности на специфичния актив или пасив.

Финансовите активи и пасиви, отчитани по справедлива стойност или за които се изисква оповестяване на справедлива стойност в отчета за финансовото състояние, са групирани в три нива съобразно йерархията на справедливата стойност. Тази йерархия се определя въз основа на значимостта на входящата информация, използвана при определянето на справедливата стойност на финансовите активи и пасиви, както следва:

- 1 ниво: пазарни цени (некоригирани) на активни пазари за идентични активи или пасиви;
- 2 ниво: входяща информация, различна от пазарни цени, включени на ниво 1, която може да бъде наблюдавана по отношение на даден актив или пасив, или пряко (т. е. като цени) или косвено (т. е. на база на цените); и
- 3 ниво: входяща информация за даден актив или пасив, която не е базирана на наблюдавани пазарни данни.

Даден финансов актив или пасив се класифицира на най-ниското ниво на значима входяща информация, използвана за определянето на справедливата му стойност.

Справедливата стойност на нефинансовите активи на Групата се определя на базата на доклади на независими лицензирани оценители.

Оценката по справедлива стойност се базира на наблюдавани цени на скорошни пазарни сделки за подобни имоти, коригирани за специфични фактори като площ, местоположение и настоящо използване.

Съществени ненаблюдавани данни са свързани с корекцията за специфичните фактори, приложими за имоти, машини и съоръжения на Групата фактори.

### ***(i) Имоти, машини и съоръжения***

Справедливата стойност на имот е очакваната сума, за която имотът може да бъде разменен към датата на придобиване между желаещи купувач и продавач в сделка при пазарни условия след подходящо маркетинг и страните са действали съзнателно. Справедливата стойност на машини, съоръжения и оборудване е базирана на пазарен подход и подход на цената на придобиване, чрез използване на пазарни цени за сходни позиции, когато са налични и стойност на подмяна, когато е подходящо. Приблизителната оценка на амортизираната стойност на подмяна отразява корекциите за физическо износване, както и за функционално и икономическо остаряване.

Към 31 декември 2025 г. ръководството на Групата е извършило преглед на балансовите стойности, възстановимите стойности и полезния живот на нетекущите активи. Преценките на ръководството се основават на преглед на независим оценител към датата на финансовия отчет. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“ и МСФО 13 „Оценяване по справедлива стойност“, както и при спазване изискванията на Международни стандарти за оценка (МСО).

Извършен е тест за обезценка, където е установено, че към датата на оценката, стойността в употреба е по-висока от балансовата стойност на дълготрайните активи към 31.12.2025 г., както и от формираната стойност на най-малката единица, генерираща паричен поток (ЕГПП).

При оценката на машини, съоръжения и техническо оборудване за оценяваните активи е преценен като допустим и възможно приложим подходът на база разходи, чрез Метода базиращ се на разходите за придобиване („амортизирана възстановителна стойност“).

Подходът на база на доходите, не се използва, защото за активите няма данни за ясно разграничими доходи, от които да се разработят надеждни прогнози за бъдещи парични потоци. Освен това, информация за краткосрочни и средносрочни лизингови ставки за подобни активи, които биха могли да бъдат използвани за прогнозиране на доход, не са на разположение и не са публично достъпни.

Не е използван подходът на пазарните сравнения поради отсъствие на националния пазар на представителни данни от сделки с аналогични активи.

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

## Бележки към консолидирания финансов отчет

Формирането на оценката е извършено на база проучване на наличната документация по отношение на година на придобиване и начин на експлоатация, стойност на придобиване. Факторите, които са отчетени при оценяването са: време в експлоатация, степен на експлоатационна годност, качество и техническо ниво, надеждност.

Методът на разходите за придобиване („амортизирана възстановителна стойност“) измерва стойността на актива посредством определяне на новата му стойност към датата на оценката, отразяваща разходите за неговото придобиване, намалени с физическото му износване, функционалното и икономическо обезценяване, в резултат на неговата експлоатация.

Оценката на наличния (амортизируем и неамортизируем) буферен газ по местонамиране е формирана на база на определени от КЕВР цени. Цената за изчисленията на справедливата стойност на буферния газ е 63,01 лв./MWh, определена от КЕВР и валидна за периода от 01.12.2025 MWh и към 31.12.2025 г. Амортизируемият газ е оценен като от възстановителната стойност са направени отбивки за физическото му износване на база на общ експлоатационен срок 75 години.

Земите са оценени, чрез прилагане на Метода на пазарните аналози, с коригиране на изведени сравними пазарни цени.

Сградите са предимно специализирани, т.е. за тях реално не съществува развит активен пазар, поради което като основен подход е приложен разходният чрез метода на „амортизираната възстановителна стойност“. Другите подходи и методи на оценка са използвани в зависимост от приложимостта им към конкретния актив.

Амортизираната възстановителна стойност е пряко свързана с определянето на новата възстановителна стойност, която включва всички разходи (обичайни и допълнителни) за построяване на сграда със същите функционални характеристики, както и съпътстващите разходи за проектиране, авторски контрол, строителен надзор, временни постройки по време на изграждането и други присъщи разходи.

За определяне на пазарната стойност на транспортни средства са приложени метод на разходите и метод на пазарните аналози.

### (ii) Търговски и други вземания

Справедливите стойности на търговски и други вземания се определят като настояща стойност на бъдещите парични потоци, дисконтирани с пазарна лихва, към отчетната дата. Краткосрочни безлихвени вземания се оценяват по оригинална стойност по фактура, ако ефектът от дисконтиране е несъществен. Справедлива стойност се определя при първоначално признаване и за целите на оповестяването, към всеки отчетен период.

### (iii) Недеривативни финансови задължения

Справедливите стойности, които се определят за целите на оповестяването, се изчисляват на базата на настоящата стойност на бъдещи парични потоци на главници и лихви, дисконтирани с пазарен лихвен процент към датата на отчета.

## Счетоводни класификации и справедливи стойности

### Справедливи стойности сравнени с балансови стойности

Справедливите стойности на финансови активи и пасиви, заедно с балансовите стойности, включени в отчета за финансово състояние, са както следва:

31 декември 2025	Балансова стойност		Справедлива стойност	
	Бел.	Общо	Ниво 3	Общо
<i>в хил. лева</i>				
<b>Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност</b>				
Пари и парични еквиваленти	20	121 172	121 172	121 172
Парични средства, предоставени като обезпечение	21	115 028	115 028	115 028
Търговски и други вземания	17,19	31 708	31 708	31 708
Вземания от свързани лица	29	33 911	33 911	33 911
		<u>301 819</u>	<u>301 819</u>	<u>301 819</u>

Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.

**Бележки към консолидирания финансов отчет**
**Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност**

Заеми	27	(709 263)	(709 263)	(709 263)	(709 263)
Търговски и други задължения	28	(24 358)	(24 358)	(24 358)	(24 358)
Гаранции по договори	30	(84 982)	(84 982)	(84 982)	(84 982)
Задължения към свързани лица	29	(79 074)	(79 074)	(79 074)	(79 074)
		<u>(897 677)</u>	<u>(897 677)</u>	<u>(897 677)</u>	<u>(897 677)</u>

**31 декември 2024**
*в хил. лева*

	Бел.	Балансова стойност		Справедлива стойност	
		Общо	Ниво 3	Общо	
<b>Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност</b>					
Пари и парични еквиваленти	20	352 289	352 289	352 289	352 289
Парични средства, предоставени като обезпечение	21	175 409	175 409	175 409	175 409
Търговски и други вземания	17,19	24 798	24 798	24 798	24 798
Вземания от свързани лица	29	27 646	27 646	27 646	27 646
		<u>580 142</u>	<u>580 142</u>	<u>580 142</u>	<u>580 142</u>

**Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност**

Заеми	27	(623 329)	(623 329)	(623 329)	(623 329)
Търговски и други задължения	28	(483 737)	(483 737)	(483 737)	(483 737)
Гаранции по договори	30	(91 154)	(91 154)	(91 154)	(91 154)
Задължения към свързани лица	29	(389 167)	(389 167)	(389 167)	(389 167)
		<u>(1 587 387)</u>	<u>(1 587 387)</u>	<u>(1 587 387)</u>	<u>(1 587 387)</u>

На база на направените анализи ръководството счита, че балансовите стойности на финансовите активи и пасиви могат да се приемат за разумно приближение с тяхната справедлива стойност.

**Оценяване по справедлива стойност на нефинансови активи**

Следната таблица представя нивата в йерархията на нефинансови активи към 31 декември 2025 г. и 31 декември 2024 г., оценявани периодично по справедлива стойност:

<i>в хиляди лева</i>	<b>31.12.2025г.</b>	<b>31.12.2024г.</b>
Имоти, машини и съоръжения:	Ниво 3	Ниво 3
- земя	16 039	15 410
- сгради	108 821	106 212
- машини, съоръжения и оборудване	6 269 775	6 256 766
- буферен газ	427 399	521 253
- транспортни средства	10 540	9 825

Преоценки се извършват при спазване на следната периодичност:

- Когато справедливата стойност на активите търпи само незначителни промени, преоценката се прави на всеки три години
- Когато справедливата стойност на активите се променя съществено на сравнително кратки интервали от време, преоценката се прави така, че балансовата стойност на активите да не се различава съществено от справедливата им стойност.

Към 31 декември 2025 г. ръководството на Групата е извършило преглед на балансовите стойности, възстановимите стойности и полезния живот на нетекущите активи. Преценките на ръководството се основават на преглед на независим оценител към датата на финансовия отчет. Оценката е извършена съгласно изискванията на МСС 16 „Имоти, машини и

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

### Бележки към консолидирания финансов отчет

съоръжения" и МСФО 13 „Оценяване по справедлива стойност“, както и при спазване изискванията на Международни стандарти за оценка (МСО).

Извършен е тест за обезценка, където е установено, че към датата на оценката, стойността в употреба е по-висока от балансовата стойност на дълготрайните активи към 31.12.2025 г., както и от формираната стойност на най-малката единица, генерираща паричен поток (ЕГПП).

Началното салдо на нефинансовите активи на ниво 3 на буферния газ може да бъде равно с крайното му салдо към отчетната дата, както следва:

<i>хиляди лева</i>	<i>Имоти, машини и съоръжения Буферен газ</i>
Салдо към 1 януари 2024 г.	608 497
Начислени амортизации 2024 г.	(7 479)
Печалби или загуби, признати в другия всеобхватен доход:	
- преоценка	(79 765)
Салдо към 31 декември 2024 г.	521 253
Салдо към 1 януари 2025 г.	521 253
Начислени амортизации 2025 г.	(6 487)
Печалби или загуби, признати в другия всеобхватен доход:	
- преоценка	(87 367)
Салдо към 31 декември 2025 г.	427 399

### 35. Условни активи и условни задължения

В полза на Групата са издадени банкови гаранции и застрахователни полици от трети страни на стойност 389 606 хил. лв.

На 01.07.2019 г. в полза на Групата е издадена корпоративна гаранция по Договор за резервиране на капацитет на стойност 1 085 313 хил. лв. от чуждестранно юридическо лице.

Групата отчита като условен актив, респективно условно задължение сметка за оперативно балансиране (ОВА). Това е обща сметка, в която се записва дневната балансова позиция на два Оператора на газопрееносни системи в точката на интерконекторно свързване. Операторът, отговорен за изчисляването на дневна база на дневната балансова позиция и общата балансова позиция съответно, актуализира ОВА ежедневно и го изпраща на другия оператор. Сметката за оперативно балансиране се отчита задбалансово.

През годината са предявени различни правни иски към Групата. С изключение на тези, за които вече са начислени провизии, ръководството на Групата счита, че отправените иски са неоснователни и че вероятността те да доведат до разходи за Групата при уреждането им е малка. Тази преценка на ръководството е подкрепена от становището на юристи от правния отдел на Групата и от независими правни консултанти. Нито един от гореспоменатите иски не е изложен тук в детайли, за да не се окаже сериозно влияние върху позицията на Групата при разрешаване на споровете.

Ръководството на Групата не счита, че съществуват съществени рискове в резултат на динамичната фискална и регулаторна среда в България, които биха наложили корекции в индивидуалния финансов отчет за годината, приключваща на 31 декември 2025 г.

### 36. Събития след датата на отчетния период

Между датата на финансовия отчет и датата на приемането му не са възникнали коригиращи събития. Значителните некоригиращи събития, са както следва:

- След официалното решение на Съвета на ЕС от 8 юли 2025 г. за приемането на България в еврозоната, страната ни официално е приета във валутния съюз, считано от 01.01.2026 г. с фиксиран курс 1 EUR = 1.95583 BGN, утвърден без възможност за промяна. За да се осигури безпроблемен и прозрачен процес, отговорните институции издадоха Закона за въвеждане на еврото в Република България (ЗВЕРБ). Съгласно Закон за въвеждане на

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*

**Бележки към консолидирания финансов отчет**

еврото в Република България, считано от 1 януари 2026 г., официалната парична единица и законно платежно средство в Република България е еврото. Въвеждането на еврото като официална валута в Република България представлява промяна във функционалната валута, която ще бъде отчетена проспективно и не представлява коригиращо събитие след датата на финансовия отчет. Финансовите отчети с дата след 1 януари 2026 г. се съставят и представят в евро, като сравнителната информация за предходния отчетен период (който е бил в лева) също трябва да бъде преизчислена и представена в евро.

- На 14.01.2026 г. в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел е вписано увеличение на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 1 020 хил. евро. След получено разрешение от Министъра на енергетиката с протокол № Е-РД-21-49/30.12.2025 г., „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД увеличи капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД с парична вноска в размер на 1 020 хил. евро, чрез издаване на 2 000 000 броя нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност 0,51 евро всяка една, като БЕХ ЕАД записа и придоби цялата нова емисия акции.
- През месец януари 2026 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД получи официално уведомление от Европейската изпълнителна агенция за климата, инфраструктурата и околната среда (CINEA) за одобрение на проектното предложение и стартиране на процеса по подготовка на грантово споразумение, което включва дейности от категория „проучвания“, свързани с изпълнението на ПОИ 10.3.2 „Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция“. Проектът предвижда изграждането на двупосочна инфраструктура за пренос на водород между България и Гърция, включително линейна част с дължина приблизително 250 км и две нови компресорни станции с индикативен общ компресорен капацитет около 48 MW. Проектът цели осигуряване на капацитет за пренос на водород в размер на приблизително 0,9 Mt/y (80 GWh/d). Одобреният проект е с номер 101287437 – 10.3.2-BG-S-M-25-PCI 10.3.2 – Проучвания, като максималният размер на безвъзмездната финансова помощ възлиза на 4 561 хил. евро, представляващи 50% от общите допустими разходи в размер на 9 123 хил. евро. На 08.06.2026 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и CINEA подписаха Грантовото споразумение (ГС) за проект с идентификационен номер 101287437 — 10.3.2-BG-S-M-25-PCI 10.3.2 - Studies — CEF-E-2025-PCI-PMI.
- След края на отчетния период и до датата на одобрение на годишния консолидиран финансов отчет за публикуване възникнаха съществени геополитически събития, свързани с ескалация на военен конфликт между САЩ и Иран характеризиращ се с взаимни военни действия. Събитията водят до повишена геополитическа несигурност и риск за енергийните доставки. Към датата на изготвяне на настоящия отчет не може да бъде направена надеждна оценка на потенциалното финансово въздействие върху дейността на Групата. Към момента ръководството не е установило съществено пряко въздействие върху дейността и финансовото състояние на Групата и продължава да следи развитието на ситуацията.
- На 17.02.2026 г. Върховният касационен съд не допусна касационно обжалване на въззивното решение № 229/28.04.2025г. на САС във връзка с дело № 458 по описа на Софийски градски съд за неплатени главници и дължими неустойки за забавени плащания по договор за пренос на природен газ по газопреносните мрежи на Групата с „Булгаргаз“ ЕАД, в обжалваната му част. Решението на САС е в сила, искът е частично уважен и Групата е получила нетна сума в размер на 295 хил. евро - главници, неустойки за забавени плащания, разноски по делото и законна лихва.
- Във връзка със сключено споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Газтрейд“ С.А., за регазификация на втечен природен газ на FSRU Alexandroupolis през м. юни 2026 г., Групата предостави финансово обезпечение във формата на залог върху парични средства в размер на 29 513 хил. щатски долара в ИНГ Банк Н.В., при фиксиран лихвен процент 3,20% обезпечаваш открита банкова гаранция в полза на „Газтрейд“ С.А. в размер на 24 хил. евро.

*Бележките от страница 8 до 76 са неразделна част от този консолидиран финансов отчет.*