

# **ДОПЪЛНЕНИЕ А ТАРИФЕН КОД НА IGV**

## 1. РАЗПОРЕДБИ НА РЕШЕНИЕТО ЗА ОСВОБОЖДАВАНЕ

За да се гарантира конкурентността на тарифата, а така също и да се осигури прозрачност и предвидимост на тарифата за всички ползватели на Газопровода IGB е предоставено освобождаване от разпоредбите на член 41.6, 41.8, 41.10 за период от 25 години от датата на търговска експлоатация за 100% от прав поток, твърд капацитет, 100% от прав поток, прекъсваем капацитет и 100% от прекъсваем обратен поток.

### 1.1 Изпълнени условия

Тарифният код на IGB е одобрен от Националните регулаторни органи (НРО) при прилагането на следните условия:

- 1.1.1 Тарифата на IGB отразява ефективните разходи, прозрачна е и не е дискриминационна съгласно член 2, определен по-нататък;
- 1.1.2 Тарифата на IGB възприема входно-изходния модел и определя ценови механизъм за всички продукти, свързани с капацитета, предлаган от Превозвача, а именно продукти, свързани с капацитета с различни периоди на твърди и прекъсваем капацитет съгласно член 3, определен по-нататък;
- 1.1.3 Цените от Тарифата на IGB за капацитет на твърд обратен поток, капацитет за прекъсваем обратен поток и прекъсваем прав поток като процент от тарифата за твърд прав поток съгласно членове 3.1 до 3.4 определени по-нататък.
- 1.1.4 Тарифният код на IGB определя такси, които да се плащат на базата на продължителността на съответния транспортирания на газ, съгласно член 2, определен по-нататък.
- 1.1.5 Първоначалната ВНВ на номиналния капитал на акционерите ще бъде [ТЪРГОВСКА ТАЙНА] и ще бъде максимум [ТЪРГОВСКА ТАЙНА] за срок, който включва 25 години експлоатация от датата на търговска експлоатация (ДТЕ). Всякакви приходи от резервирания на капацитет, които увеличават ВНВ над [ТЪРГОВСКА ТАЙНА] ще бъдат връщани на спедиторите посредством механизъм за разпределяне на печалбата съгласно член 9, определен по-нататък.
- 1.1.6 Въз основа на изложеното, тарифата ще бъде преизчислена към ДТЕ на базата на общите действителни разходи, понесени до тази дата и актуализирани на базата на действителните понесени оперативни разходи.
- 1.1.7 След ДТЕ тарифата може да бъде коригирана при следните условия:

По време на действието на [договорите] [споразумения за транспортиране на газ], превозвачът и НРО имат право да поискат преразглеждане на тарифите, за да се гарантира справедлива възвръщаемост на инвестициите, въз основа, на следното:

- доказани и документирани допълнителни инвестиции;

- доказани и документирани увеличения или намаления на нивото на ОПЕКС;

- доказани и документирани увеличения или намаления на нивото на приходите от договорения капацитет (FFF, IRF, FRF, IFF), поради непредвидими събития (включително, но не само, фалит на клиенти или невъзможност за увеличаване на капацитета на IGB навреме или допълнителен капацитет, който да се договори в резултат на бъдещ пазарен тест);
- в случай на разходи, направени във връзка с или направени инвестиции, необходими за настъпването на събитие или обстоятелство, или комбинация от събития и / или обстоятелства, или поради промени в законите и правилата, които засягат тръбопровода IGB, са непредвидими и извън разумния контрол на превозвача и не биха могли да бъдат избегнати чрез стъпки, за които е разумно да се очаква, че са били предприети от превозвача.

## 2. ИЗЧИСЛЕНИЕ НА РЕФЕРЕНТНАТА ТАРИФА НА IGB

Всички тарифи са изчислени на база на референтна тарифа, от която всички тарифи, започващи от тарифата за прав поток, твърд капацитет в съответствие с член 1.1.3 по-горе.

### 2.1 Формули за нетна референтна тарифа

Нетната референтна тарифа ще се оценява към ДТЕ в съответствие със следната формула:

$$\text{NRT} = \frac{\text{PV}_{(\text{EYR})}}{\text{PV}_{(\text{ECB})}}$$

където:

$\text{PV}_{(\text{EYR})}$ : настояща стойност на очакваните годишни приходи

$\text{PV}_{(\text{ECB})}$ : настояща стойност на резервиран капацитет на годишна база в съответствие със сключено Споразумение за предварително запазване на капацитет (СПЗК)

По-конкретно, настоящите стойности са изчислени съгласно следните формули:

$$\text{PV}_{(\text{EYR})} = \sum_{i=1}^{25} \frac{\text{EYR}_i}{(1 + \text{ROIC})^i}$$

$$\text{PV}_{(\text{ECB})} = \sum_{i=1}^{25} \frac{\text{ECB}_i}{(1 + \text{ROIC})^i}$$

Където:

$\text{EYR}_i$ : очаквани приходи през година "i"

$\text{ECB}_i$ : общ освободен капацитет, резервиран през година "i" в съответствие със сключено СПЗК

$\text{ROIC}$ : възвръщаемост на инвестиран капитал

### 2.2 Очаквани годишни приходи

Очакваните годишни приходи се получават съгласно:

$$EYR_i = ROIC \times NIC_i + OPEX_i + DEPR$$

Където:

$EYR_i$ : очаквани годишни приходи

$CR_i$ : Възнаграждение на капитала, отнесено към година  $i$  и равно на  $ROIC \times NIC_i$

$NIC_i$ : нетен инвестиран капитал през годината " $i$ ", определен като  $NIC(i) = NIC(i-1) - DEPR$ . За  $p$  година " $1$ "  $NIC(1) = GIC - DEPR_1$

$ROIC$ : възвращаемост на инвестиран капитал

$OPEX_i$ : Оперативни разходи, предвидени през годината " $i$ ", включително предвиденият процент на инфлация. Оперативните разходи включват всички фиксирани и променливи разходи, свързани с изпълнението на основна дейност на дружеството и търговската експлоатация на газопровода.

$DEPR$ : годишна амортизация, определена за целите на изчисление на тарифата, която е равна на  $GIC/25$ , където 25 са годините на освобождаване от ДТЕ съгласно член 1, определен по-горе. За част " $F$ " от година се използва  $DEPR \times F_i$ . Например, ако ДТЕ се пада на 1<sup>-ви</sup> октомври,  $F(1) = 1/4$ .

$GIC$ : брутен инвестиран капитал, който включва всички инвестиционни разходи, капитализирани с  $ROIC$  от датата на създаването на проектното дружество Ай Си Джи Би (2011) до датата на търговска експлоатация, от които е изваден размерът на полученото безвъзмездно финансиране.

### 2.3 Изчисление на нетната референтна тарифа от 2018г.

Без да се засяга член 1.1.6 по-горе, от 2018г. превозвачът вече е понесъл и предвидил следните разходи и е определил следните условия за изчисление на индикативна тарифа и съответните отклонения/чувствителност при промяна на параметрите.

ТАБЛИЦА 2.3.1

ТЪРГОВСКИ ДАННИ СЪГЛАСНО СПЗК и потвърдени от разпоредбите за освобождаване

Превозвач 1		Превозвач 2		Превозвач 3		Превозвач 4		Превозвач 5	
Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст
bNcm/y	Y	bNcm/y	Y	bNcm/y	Y	bNcm/y	Y	bNcm/y	Y
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]									
Общо пик		Общо средно		(изчислено за целите на тарифата като PV(резервиран капацитет)/PV (1 bNcm/Y)					
bNcm/y		bNcm/y							
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]									

## ПРОЕКТНИ РЕСУРСИ КЪМ ДТЕ

акционерен капитал	акционерен заем	ЕЕПВ	ЕСИФ	ОБЩО
М€	М€	М€	М€	М€
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]				

## ИЗПОЛЗВАНЕ ОТ ПРОЕКТА КЪМ ДТЕ

ОБЩИ РАЗХОДИ КЪМ ДТЕ	Лихви по време на строителството	Оборотен капитал включително ДДС	Паричен баланс	ОБЩО
М€	М€	М€	М€	М€
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]				

## ЕКСПЛОАТАЦИОННИ ДАННИ

ДТЕ	текущо средно	ГОДИНИ НА	Резервиран капацитет
	ОРЕХ (2018)	ЕКСПЛОАТАЦИЯ	(средно)
	М€/Y	Y	bNcm/y
01/07/2020	[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]		

## ИКОНОМИКА

Първоначално	PV <sub>(EYR)</sub>	PV <sub>(ECB)</sub>
ВИК	М€	bNcm
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]		

NRT (2018)

€/kNcm

$$\frac{PV_{(EYR)}}{PV_{(ECB)}} = \text{[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]}$$

Таблица 2.3.1 по-горе показва референтната тарифа от 2018г.:

$$NRT_{(2018)} = \text{[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]}$$

Съгласно членове 1.1.1 и 1.1.5 определени по-горе, нетната референтна тарифа е изчислена за отразяване на разходите и за гарантиране на първоначална възвращаемост на капитала на акционерите от [ТЪРГОВСКА ТАЙНА].

## 2.4 Нетна референтна тарифа и чувствителност на тарифата

Всички изчисления, извършени за да се покажат особеностите в този член 2.4 са направени съгласно членове 1.1.1 и 1.1.5 за отразяване на разходите и първоначалната възвращаемост на инвеститорите. Увеличение на възвращаемостта е определено съгласно член 4, който следва по-нататък.

### 2.4.1 Чувствителност към общите разходи

Следващата таблица показва чувствителността на нетната референтна тарифа към разходи, съгласно член 1.1.6 определен тук по-горе.

ТААБЛИЦА 2.4.1  
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]

### 2.4.2 Чувствителност към Оперативните разходи (ОРЕХ)

Следващата таблица показва изменения на нетната референтна тарифа към изменения на ОРЕХ, съгласно член 1.1.6, определен тук по-горе.

ТАБЛИЦА 2.4.2  
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]

## 2.5 Обменни стойности/курсове

Съгласно разпоредбите на нетната референтна тарифа в съответствие с Решението за освобождаване, тарифата ще се предлага във валута за единица енергия, а именно Евро/кв.ч (€/kWh). Използват се следните фактори за обмен:

$$LHV = 36,87 \text{ MJ/Nm}^3;$$

$$1 \text{ MJ} = 0,28 \text{ kWh}$$

и следователно:

$$1 \text{ €/kNm}^3 = 9,764 * 10^{-5} \text{ €/kWh.}$$

## 3. ТАРИФА ЗА ПРОДУКТИ

Съгласно член 1.1.3, определен тук по-горе, тази глава определя тарифата за продукти, произлизащи от нетната референтна тарифа .

### 3.1 Нетна тарифа за твърд прав поток

Твърдият прав поток се определя като непрекъсваем поток, който ще започва от входната точка (входните точки) на Комотини, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до изходната точка в Стара Загора съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който е бил резервиран съгласно СПРК и/или може да бъде резервиран съгласно членове 7.1 и 11. от IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като нетната референтна тарифа бъде изчислена към ДТЕ, нетната тарифа за твърд прав поток се определя в съответствие със следната формула:

$$T_{\text{FFF}} = \text{NRT}_{(\text{COD})}$$

### 3.2 Нетна тарифа за прекъсваем прав поток

Прекъсваемият прав поток е определен като прекъсваем поток, който ще тръгва от изходната точка (точки) в Комотини, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до изходната точка в Стара Загора, съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който може да бъде резервиран съгласно членове 7.3 и 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като нетната референтна тарифа бъде изчислена към ДТЕ, нетната референтна тарифа за прекъсваем прав поток се определя съгласно следната формула:

$$T_{IFF} = 15\% * NRT_{(COD)}$$

### 3.3 Нетна тарифа за прекъсваем обратен поток

Прекъсваемият обратен поток е определен като прекъсваемият поток, който ще тръгва от изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.3. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до входната точка (точки) в Комотини, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който може да бъде резервиран съгласно членове 7.4 и 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като Нетната референтна тарифа бъде изчислена към ДТЕ, Нетната референтна тарифа за прекъсваем обратен поток се определя съгласно следната формула:

$$T_{IRF} = 15\% * NRT_{(COD)}$$

### 3.4 Нетна тарифа за твърд обратен поток

Твърдият обратен поток е определен като непрекъсваемият поток, който ще тръгва от изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до входната точка (точки) в Комотини, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който може да бъде резервиран съгласно членове 7.4 и 11.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като нетната референтна тарифа бъде изчислена към ДТЕ, нетната референтна тарифа за твърд обратен поток се определя съгласно следната формула:

$$T_{FRF} = 25\% * NRT_{(COD)}$$

## 4. ВХОДНИ ТАРИФИ

В съответствие с член 1.1.2 по-горе, тази глава определя тарифата за точки, за оценяване на таксите „пренеси или плати“, дължими от търговците в тяхната съответна точка (точки) на доставка за всеки резервиран продукт съгласно СПРК и/или съгласно член 11 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , ако е необходимо.

### 4.1 Входна тарифа за твърд прав поток



Входната тарифа за твърд прав поток е определена като тарифата, по която плащат търговците, които са резервирани твърд прав поток съгласно СПРК или съгласно член 11. от IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до входните точки в Комотини, Гърция, определени съгласно членове 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел, входните точки в Комотини ще станат пункт за доставка на съответното в Споразуменията за пренос на газ.

След като  $T_{FFF}$  бъде изчислена към ДТЕ, входната тарифа за твърд прав поток се определя съгласно следната формула:

$$ENT_{FFF} = 17\% * T_{FFF}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия спрямо цялата дължина.

#### 4.2 Входна тарифа за прекъсваем прав поток

Входната тарифа за прекъсваем прав поток е определена като тарифата, по която ще плащат търговците, които са резервирани прекъсваем прав поток съгласно член 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС входната точка (точки) в Комотини, Гърция, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел входната точка (точки) в Комотини ще стане точката на доставка на съответното Споразуменията за пренос на газ.

След като  $T_{IFF}$  бъде изчислена към ДТЕ, входната тарифа за прекъсваем прав поток се определя съгласно следната формула :

$$ENT_{IFF} = 17\% * T_{IFF}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км, т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия спрямо цялата дължина.

#### 4.3 Входна тарифа за прекъсваем обратен поток

Входната тарифа за прекъсваем обратен поток е определена като тарифата, по която ще плащат търговците, които са резервирани прекъсваем обратен поток съгласно член 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС в изходната точка в Стара Загора, определен съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел изходната точка в Стара Загора ще стане точка на доставка на съответното Споразуменията за пренос на газ.

След като  $T_{IRF}$  бъде изчислена към ДТЕ, входната тарифа за прекъсваем обратен поток се определя съгласно следната формула:

$$ENT_{IRF} = 83\% * T_{IRF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата дължина.

#### 4.4 Входна тарифа за твърд обратен поток

Входната тарифа за твърд обратен поток е определена като тарифата, по която ще плащат търговците, които са резервирани твърд обратен поток съгласно член 11.

на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС на изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел, изходната точка в Стара Загора ще стане точката за доставка на съответния Споразумения за пренос на газ.

След като  $T_{FRF}$  бъде изчислена към ДТЕ, входната тарифа за твърд обратен поток се определя съгласно следната формула:

$$ENT_{FRF} = 83\% * T_{FRF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия , спрямо цялата дължина

## 5. ИЗХОДНИ ТАРИФИ

В съответствие с член 1.1.2 по-горе, тази глава определя тарифата за точки, за оценяване на таксите „пренеси или плати“ в тяхната съответна точка (точки) за доставяне обратно от търговците за всички резервирани продукти съгласно СПРК и/или съгласно член 11 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , ако е необходимо.

### 5.1 Изходна тарифа за твърд прав поток

Изходната тарифа за твърд прав поток е определена като тарифата, по която ще плащат търговците, които са резервирали твърд прав поток съгласно СПРК или съгласно член 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС, на изходната точка в Стара Загора в България, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел, изходната точка в Стара Загора ще се превърне в пункт за обратна доставка на съответния Споразумения за пренос на газ.

След като  $T_{FFF}$  бъде изчислена на ДТЕ, изходната тарифа за твърд прав поток се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{FFF} = 83\% * T_{FFF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата дължина

### 5.2 Изходна тарифа за прекъсваем прав поток

Изходната тарифа за прекъсваем прав поток е определена като тарифата, по която ще плащат търговците, които са резервирали прекъсваем прав поток съгласно члене 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС на изходната точка (точки) в Стара Загора, определена съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел, изходната точка в Стара Загора ще се превърне в пункт за обратна доставка на съответния Споразумения за пренос на газ.

След като  $T_{IFF}$  бъде изчислена на ДТЕ, изходната тарифа за прекъсваем прав поток се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{IFF} = 83\% * T_{IFF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата дължина

### 5.3 Изходна тарифа за прекъсваем обратен поток

Изходната тарифа за прекъсваем обратен поток е определена като тарифата , по която ще плащат търговците, които са резервирани прекъсваем обратен поток съгласно член 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС във входния пункт (пунктове) на Комотини, определен съгласно член 5.3. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел, входният пункт (пунктове) на Комотини ще се превърне в пункт за обратна доставка на съответния Споразумения за пренос на газ.

След като  $T_{IRF}$  бъде изчислена на ДТЕ, изходната тарифа за прекъсваем обратен поток се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{IRF} = 17\% * T_{IRF}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия, спрямо цялата дължина.

### 5.4 Изходна тарифа за тарифата за твърд обратен поток

Изходната тарифа за твърд обратен поток е определен като тарифата, по която ще плащат търговците които са резервирани твърд обратен поток съгласно член 11. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС във входния пункт (пунктове) в Комотини, определен съгласно член 5.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел, входният пункт (пунктове) в Комотини ще се превърне в пункт за обратна доставка на съответния Споразумения за пренос на газ.

След като  $T_{FRF}$  бъде изчислена на ДТЕ, изходната тарифа за твърд обратен поток се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{FRF} = 17\% * T_{FRF}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия, спрямо цялата дължина.

## 6. ТАКСИ И ПЛАЩАНИЯ

### 6.1 Месечна такса

Търговци, които са сключили ГТА с Превозвача ще заплащат месечна такса за всички съответни GTAs за времетраене, както следва:

$$MF_n = MNC_n * (ENT_{xxx} + EXT_{xxx}) * (\alpha * I_i + \beta)$$

където

$MF_n$ : означава месечната такса в € за месеца “n<sup>th</sup>” през годината “i<sup>th</sup>”

i: означава годината “i<sup>th</sup>” означена прогресивно от 1 (ДТЕ) до 25

$MNC_n$ :	означава общият месечен капацитет през месеца " $n^{th}$ ", изразен в кв/ч (kWh) в съответствие с Финален транспортен баланс, съгласно 19.6 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .;
$ENT_{xxx}$ and $EXT_{xxx}$ :	означава тарифите съгласно членове 4.1 и 5.1 или 4.4 и 5.4 съответно определени по-горе, ако е необходимо, изразени в €/kWh.
$\alpha$ :	означава съотношението (OPEX) / (OPEX + амортизация + възнаграждение на капитала), изчислено като средно (число) по време на целия период, за целите на изчисление на нетната референтна тарифа,
$\beta$ :	означава равно на $1 - \alpha$ ;
$I_i$ :	означава съотношението между действителния OPEX ( $OPEX_A$ ) и прогнозирания OPEX $_i$ в същата година " $i^{th}$ " за целите на изчисление на нетната референтна тарифа. $OPEX_A$ ще бъде обект на одобрение от НРО и и ще се обявява от Превозвача в началото на всяка година " $i^{th}$ "
Година (Y):	означава календарен период от 12 последователни месеца, започващ на 1 <sup>-ви</sup> януари и приключващ на 31 <sup>-ви</sup> декември всяка календарна година;
Възнаграждение на капитала:	означава възнаграждението на капитала съгласно дефиницията в член 2 по-горе;
Амортизация:	означава амортизацията съгласно определението в член 2 по-горе.

## 6.2 Годишно плащане за „пренеси или плати“

За всички търговци, които са подписали споразумения за пренос на газ за по-дълъг период от една година, в случай на годишен дефицит  $> 0$ , определен в съответствие с член 22.4 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , търговците, които имат Споразумения за пренос на газ за по-дълъг период от една година ще плащат следната индексация, ако има такава, в годината  $(i+1)$  :

$$SPA = AD_i * (ENT_{xxx} + EXT_{xxx}) * (\alpha * I_i + \beta)$$

където

SPA: означава годишната сума за „плати или пренеси“

AD $_i$ : означава годишният дефицит, определен съгласно 22.4 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС

( $ENT_{xxx} + EXT_{xxx}$ ) означава тарифата, определена съгласно членове 4.1 и 5.1 или 4.4 и 5.4, при необходимост.

## **7. РЕЗЕРВАЦИОННИТЕ ЦЕНИ**

Тарифите, определени в членове 4 и 5 по-горе представляват цени за резервиране на капацитет за годишни продукти за всеки търг, определен в член 10 и 11 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , като всяка тарифа има свое собствено предназначение.

Минимални цени за твърд капацитет ще отразяват различните нива на търговски риск, понесен от търговците в Газопровода IGB за времетраенето на продукта от твърдия капацитет.

Следователно и без ущърб на разпоредбите на членове 4, 5 и 6, ще се прилагат коефициенти за изчисление на минималните цени за продукти за твърд капацитет с по-кратък срок (т.е. срок по-кратък от 1 година).

Следните коефициенти ще се прилагат за определяне на цени за резервиране на продукти на твърд капацитет за период по-кратък от 1 година, като се използват съответните тарифи за входен и изходен капацитет, определени в членове 4.1,5.1 и членове 4.4, 5.4:

Капацитет на тримесечие:

$ENT_{xxx} * 1.1$  ;  $EHT_{xxx} * 1.1$  (т.е. Тарифа за годишен твърд продукт + 10%)

Месечен капацитет:

$ENT_{xxx} * 1.2$  ;  $EHT_{xxx} * 1.2$  (т.е. Тарифа за годишен твърд продукт + 20%)

Дневен капацитет:

$ENT_{xxx} * 1.3$  ;  $EHT_{xxx} * 1.3$  (т.е. ТАРИФА ЗА ГОДИШЕН ТВЪРД ПРОДУКТ + 30%)

## **8. ОПЕРАТИВНИ РАЗХОДИ ЗА КОМПРЕСОРНА СТАНЦИЯ**

Превозвачът ще определи по своя собствена преценка, като се основава на технически и критерии за безопасна експлоатация дали и кога компресорната станция ще бъде използвана за транспортиране на количествата, определени съгласно член 18 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

Уведомление за използване на компресорна станция, отправено до търговците, ще се извършва съгласно 18 при необходимост. В случай, че се направи уведомление, търговците ще поемат съответните задължения или да осигурят газообразно гориво или да им бъдат начислени разходите за електричество.

## **9. МЕХАНИЗЪМ ЗА РАЗПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЕЧАЛБАТА**

Без ущърб на член 6 по-горе, превозвачът ще компенсира търговците в случай, че ще има приходи в излишък във връзка с очаквания финансов план, изчислен за освободения период. Такава компенсация е оценена като “разпределяне на печалбата” за гарантиране от една страна на очакваната възвръщаемост/приход на превозвача и от друга страна за гарантиране на справедливо обезщетение за търговците.

### **9.1 Предисловие**

- 9.1.1 Разпоредбите на освобождаването предвижда , че ВНВ на акционерите може да достигне до [ТЪРГОВСКА ТАЙНА] номинална след данъчно облагане, на целия освободен период (т.е.25 години от ТДЕ) съгласно 1.1.5 по-горе;

- 9.1.2 Размерът на ВНВ на акционерите, при който паричните потоци, разпределени на акционерите по време на първите 25 години от ДТЕ, са равни на капитала, предоставен от акционерите в продължение на същия период, включително първоначални инвестиции, допълнителни инвестиции, всякакви възможни гаранции от акционерите, но не включват заема, предоставен от БЕХ на IGB, обезпечен с държавна гаранция от българското правителство (т.е. 110 m€);
- 9.1.3 Прогнозната ЕБИТДА [определен като финансовият план, използван от акционерите за да вземат окончателното инвестиционно решение], който трябва да се приложи към всяко Споразумение за транспортиране на газ (СТГ) ще бъде този, изчислен към ДТЕ (COD\_EBITDA);
- 9.1.4 COD\_EBITDA ще се актуализира на годишна база с действителните ОПЕХ и САРЕХ, необходими за експлоатацията, поддръжката и управлението на газопровода IGB, показани в съответния годишен финансов отчет. Ние наричаме актуализирания COD\_EBITDA “Приспособен COD\_EBITDA”.

## 9.2 Механизъм за разпределяне на печалбата

Съгласно член 1.1.5, определен по-горе, “Разпределяне на печалбата” ще става както следва:

### 9.2.1 Определяне на стойност

Всяко първо шестмесечие на годината “i<sup>th</sup>”, Ай Си Джи Би ще одобрява финансови отчети, базирано на предишната финансова година “i-1”. COD\_EBITDA ще бъде актуализиран/адаптиран съответно (актуализиран COD\_EBITDA), посредством използване на действителните финансови данни на годината “i-1” и чрез пресмятане на паричния поток за оставащите години, основано на събития, които могат в дългосрочен план да променят стойностите на COD\_EBITDA и основано на критерии за предпазливост.

Ако актуализирания COD\_EBITDA доведе до ВНВ на акционерите по-малка или равна на тази, определена в член 9.1.1. по-горе, той няма да води до определяне на стойности за намаляване на приходите на Ай Си Джи Би. В обратния случай, ще бъде определена сума, която да бъде извадена от приходите на приходи на Ай Си Джи Би за период “n-1”, така че ВНВ да се намали обратно до размерът, определен в член 9.1.1. по-горе.

Такава стойност ще се счита във финансовия отчет като специален фонд, определен като “Фонд за разпределяне на печалбата” и ще се отнася към търговците от референтната година пропорционално на сумата, платена от тях през референтната година.

### 9.2.2 Плащания

Сумите, депозирани във фонда за разпределяне на печалбата през годината “i” ще бъдат платени пропорционално на търговците, както следва:

- 9.2.2.1 20% от сумите, депозирани през годината “i” ще бъдат платени до края на годината “i”.

- 9.2.2.2 40% от сумите, депозирани през годината “i” ще бъдат платени до края на годината “i+2”;
- 9.2.2.3 40% от сумите, депозирани през годината “i” ще бъдат платени до края на годината “i+4”.
- 9.2.2.4 В рамките на първото шестмесечие на година “i+2” и година “i+4”, Ай Си Джи Би ще проверява основата на съответния актуализиран COD\_EBITDA на ВНВ на акционерите и неговото съответствие на [ТЪРГОВСКА ТАЙНА]
- 9.2.2.5 В случай на положителен отговор, превозвачът ще плати съответните суми съгласно членове 9.2.2.2 и 9.2.2.3, определени по-горе. Търговците, които ще имат правото да бъдат компенсирани ще бъдат тези, които са допринесли през всяка съответна година.
- 9.2.2.6 В случай на отрицателен отговор, превозвачът ще използва натрупаните суми във Фонд за разпределяне на печалбата за сумата, необходима да се възстанови ВНВ на акционерите до очакваните [ТЪРГОВСКА ТАЙНА]
- 9.2.2.7 Изчислението на ВНВ на акционерите ще се извършва всяка година. Така че по време на проекта ние бихме могли да имаме всяка година няколко фонда във връзка с предишни години (максимум 5 за всяка година). В този случай че IGB има нужда да изтегли сума от фондовете, изтеглената сума ще се отчита по равно към сумата на фонда всяка година пропорционално на целия фонд, съществуващ през тази година.