ЛИТЕРАТУРА

1. Хачатрян В.С., Этмскчян Э.А. Развитие гибридного метода расчета установившегося режима электрической системы // Электричество. - 1991. - №1. - С.6-13.
2. Nageendra P.S., Prakasa K.S., Nanda J.J. A novel hybrid load flow method // IEEE Trans., Pas - 10, 1981, №1. - P. 303-308.
3. Бабалян Р.А. Расчет установившегося режима электроэнергетической системы при P-Q типе станционных узлов // Изв. НАН Армении и ГИУА. Сер. ТН. 1996. №1. - С. 6-11.
4. Хачатрян В.С. Определение установившихся режимов больших электроэнергетических систем с применением метода Ньютона-Рафсона // Изв. АН СССР Энергетика и транспорт. - 1974. № 4. - С.36-43.
5. Хачатрян В.С. Решение уравнений установившегося режима больших электрических систем с применением метода декомпозиции // Электричество. - 1976. - №6. - С. - 12-19.

ГИУА

7.01.1997

Изв. НАН и ГИУА Армении (сер. ТН). т. L, № 2, 1997, с. 103-107.

УДК 622.691.4: 657.471

ЭНЕРГЕТИКА

Ю.А. КАЗАРЯН, Г.Д. БЕДЖАНЯН, М.Р. АРУТЮНОВ

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ТАРИФНЫХ СТАВОК ЗА ТРАНЗИТНЫЕ ПОСТАВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Բնական գազի տարանցումային ներուժումը եանգում է փոխադարձ հաշվարկների հետ կապված դժվարությունների, որոնք առաջանում են մասնակցող կողմերին վերաբերող նպատակադրված և ընդունելի սակագների որոյթների բացակայության պատճառով: Աշակված է մեթոդական մոտեցում և կատարված է թուրքմենական բնական գազը Արևմտանի տարանցող Հս. ստանի տարանցումային ներուժման սակագների որոյթների մոդելային կառուցումը:

В связи с трудностями во взаимных расчетах за транзит и поставку природного газа, возникающими из-за отсутствия обоснованных и приемлемых для сторон тарифных ставок, предложен методический подход и выполнены модельные расчеты тарифной ставки на примере транзитных поставок туркменского природного газа через территорию Грузии в Армению.

Տաբլ. 3. Ընթացք.: 3 օրին.

In connection with difficulties that appear in mutual calculations for transit and delivery of natural gas because of absence of valid and acceptable for sides tariff rates, in this work the methodical approach has been elaborated and model calculations of tariff rates have been performed on the example of Turkmen natural gas transit deliveries to Armenia over territory of Georgia.

Table. 3. Ref. 3.

Управление потоками природного газа в газотранспортных системах (ГТС) на современном этапе включает новые требования к эксплуатации транзитных коридоров национальных ГТС, объединенных единой системой

газоснабжения стран СНГ. Транспортировка и поставка природного газа в независимые государства в условиях рыночной экономики связаны с трудностями, возникающими из-за отсутствия научно обоснованных и приемлемых для стран СНГ тарифных ставок. С целью решения этой важной и актуальной задачи предложены методический подход и модель расчета тарифных ставок, апробированные на примере транзитных поставок туркменского природного газа в Армению через территорию Грузии.

Для обоснованного расчета тарифной ставки в данной работе рассмотрен методический подход, ориентированный на учет стоимости строительства и эксплуатации, а также получения необходимой прибыли. Бизнес в рыночной экономике основывается на возврате наличных денежных средств [1]. Характеристиками прибыльности являются реальные затраты и результаты, включающие выручку от реализации газа, поток наличных денег и др. [2]. Согласно предложенному подходу, критерии эффективности должны основываться на стоимостных показателях сооружения и эксплуатации газопроводов. Удельные показатели капитального строительства дифференцируются по регионам (странам СНГ) с учетом индексов инфляции и переводного курса доллара. Величины капиталовложений для функционирующей ГТС определяются в соответствии с подаваемым объемом газа от проектной производительности, т.е. принимаются в доле от общей стоимости пропорционально загрузке системы транспорта газа. Для вновь сооружаемых ГТС расчет инвестиций выполняется на основе намечаемых объемов расширения производственных мощностей по участкам маршрута подачи газа. Далее рассчитываются интегральные затраты в целом по данному маршруту. Издержки производства определяются на базе укрупненных показателей эксплуатационных затрат по объектам транспорта газа с учетом современных факторов их формирования и в доле от расчетных капиталовложений. Расход газа на собственные нужды рассчитывается согласно нормам технологического проектирования [3], включающим расчет расхода топливного газа и расхода газа на технологические нужды и технические потери линейных участков и компрессорных станций (КС) газопровода. На основе расчетных капиталовложений и эксплуатационных расходов для рассматриваемого маршрута транспорта газа по странам-транзитерам определяются тарифные ставки с учетом получения необходимой прибыли. Для действующих ГТС норма прибыли принимается в доле (заданный уровень рентабельности производства) от себестоимости транспорта газа, для вновь строящихся - в доле от величины инвестиций в сооружение системы. Тарифные ставки увеличиваются на величину налогов (акциз, НДС и др.), действующих на территории страны-транзитера.

Модель для определения тарифной ставки включает следующие расчетные формулы.

1. Капиталовложения в линейную часть газопровода:

$$K_{\Sigma}^{ли} = \sum YKB_i^{ли} \cdot L_i \cdot D_i,$$

где $K_{\Sigma}^{ли}$ – суммарные капиталовложения в линейную часть газопровода;
 i – индексы нитки газопровода; $YKB_i^{ли}$ – удельные капиталовложения на 1 км газопровода i -й нитки (с учетом специфики местности); L_i – длина i -й нитки газопровода; D_i – доля загрузки линейной части газопровода.

2. Капиталовложения в компрессорные станции газопровода:

$$K_{\Sigma}^{KC} = \sum_1 YKB_j^{KC} N_j D_j,$$

где K_{Σ}^{KC} — суммарные капвложения в компрессорные станции; j — индекс компрессорной станции газопровода; YKB_j^{KC} — удельные капвложения на 1 МВт мощности j -й компрессорной станции; N_j — установленная мощность j -й компрессорной станции; D_j — доля загрузки j -й компрессорной станции.

3. Капиталовложения в транспорт 1000 м³ газа (без учета стоимости на создание резервов):

$$K_{\Sigma} = (K_{\Sigma}^{ЛЧ} + K_{\Sigma}^{KC}) / Q_{П},$$

где $Q_{П}$ — объем подачи газа.

4. Эксплуатационные затраты на транспорт 1000 м³ газа:

$$\mathcal{E}_{\Sigma} = [K_{\Sigma}^{ЛЧ} AO^{ЛЧ} + K_{\Sigma}^{KC} AO^{KC} + Q_{СН} + K_{\Sigma}^{ЛЧ} ПЗ^{ЛЧ} + K_{\Sigma}^{KC} ПЗ^{KC}] / Q_{П},$$

где $AO^{ЛЧ}$, AO^{KC} — амортизационные отчисления для линейной части и для компрессорных станций; $Q_{СН}$ — стоимость газа, используемого на собственные нужды газопровода; $ПЗ^{ЛЧ}$, $ПЗ^{KC}$ — прочие затраты для линейной части и для компрессорных станций.

5. Стоимость газа на собственные нужды:

$$Q_{СН} = Q_{ТТ} Ц_{ТТ},$$

где $Q_{ТТ}$ — объем топливного газа для подачи $Q_{П}$; $Ц_{ТТ}$ — цена топливного газа.

6. Стоимость транспорта 1000 м³ газа: $СТ = \mathcal{E}_{\Sigma} + П$, причем для функционирующих газопроводов: $П = НП \mathcal{E}_{\Sigma}$; для вновь строящихся газопроводов $П = \eta K_{\Sigma}$, где $П$ — прибыль от транспортировки газа; $НП$ — норма прибыли (заданный уровень рентабельности производства); η — доля капиталовложений в стоимости транспорта газа.

7. Тарифная ставка на транспорт газа (1000 м³ на 100 км):

$$T = 100 СТ / L,$$

с учетом налогов: $T = 100 СТ(1 + 0,01 Н) / L$,

где $СТ$ — стоимость транспорта 1000 м³ газа; L — протяженность трассы газопровода; $Н$ — налоги (на прибыль, НДС и др.).

На основе разработанной модели выполнены расчеты по определению тарифной ставки на транспортировку природного газа через Грузию в Армению с учетом прогнозных данных. Прогноз экономической среды сводится к установлению факторов и тенденций, влияющих на динамику индексов цен на сырье, материалы, оборудование и др., стоимостных показателей, эскалации инфляционных процессов и обоснованию исходных данных, используемых в расчетах тарифов. Прогнозная информация, характеризующая экономическую среду, приведена в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Исходные данные для расчета тарифной ставки

Наименование участка газопровода	Рабочее давление, МПа	Длина, км	Диаметр трубы, мм	Число КС, ед.	Установ. мощность, КС, МВт	Проект. произв. млрд. м ³ /год
Чмб-Сагурамо-Ич	5,4	148	1220	1	18,9	12
Сагурамо-Кр. Мост	5,4	104	1020	-	-	10

Таблица 2

Показатели	Единица измерения	По сост. на 1995г.
Удельные показатели сооружения 1 км газопровода при P=5,4 МПа:		
- диаметром 1220 мм	млн ам. долл./км	0,41
- диаметром 1020 мм	млн ам. долл./км	0,35
Коэффициент удорожания для горной местности	-	1,80
Удельные капиталовложения на 1 МВт мощности КС	млн ам. долл./км	1,07
Объем поставок природного газа	млрд. м ³ /год	2,50
Объем газа на собственные нужды	млн. м ³	70
Цена топливного газа	ам.долл./10 ³ м ³	70
Амортизационные отчисления для линейной части	%	3
Прочие затраты для линейной части	%	1,5
Прочие затраты для КС	%	5
Доля капиталовложений в стоимости транспорта газа	%	15
Налоги (на прибыль, НДС и др.)	%	37

Экономические показатели для расчета тарифа на транзит газа по территории Грузии, полученные путем модельных расчетов на ПЭВМ, представлены в табл. 3 (норма прибыли принята в доле от величины инвестиций в сооружение газопровода).

Таблица 3
Транспорт природного газа до границы Армении через территорию Грузии (Тли-Сагурамо-Красный Мост). Объем газа - 2,5 млрд. м³/год

№	Вид расчетной операции	Всего	Составные части расчетов				
			Линейная часть		КС		
1	Капитальные вложения в транспорт 1000 м ³ природного газа (ам.долл./1000м ³)	15,54	12,73		2,81		
2	Эксплуатационные затраты на транспорт 1000 м ³ природного газа (ам.долл./1000м ³)	2,92	Амортизация		Газ на СН	Прочие затраты	
			линейная часть	КС		линейная часть	КС
			0,38	0,25	1,96	0,19	0,14
3	Тарифные ставки на транспорт природного газа	-	Протяж.	Стоимость	Тариф		
					без налога	с налогом	
			км	ам.долл./1000м ³	ам.долл./1000м ³ · 100 км		
			252	5,26	2,09	2,86	

ЛИТЕРАТУРА

1. Единая система газоснабжения. Проблемы перехода к рынку. Под ред. Ю.И. Боксермана, В.А. Смирнова; ИНЭИ РАН, МТЭА - М.: Энергоцентр, 1993. - 224 с.
2. Временные методические указания по оценке эффективности инвестиционных проектов с учетом спецификации газовой промышленности и деятельности РАО "Газпром" /ОНИЭП ВНИИГаз (ВНИИГазпром). - М., 1995. - 44 с.
3. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85 /Мингазпром. - М., 1985. - 220 с.

ЕРЦ ОНИЭП ВНИИГаз

10.07.1996