GIFT

COSTING AND PRICING OF NATURAL GAS AND ITS SOCIO-ECONOMIC IMPACT IN BANGLADESH

Supervisor
Professor Md. Nazim Uddin Bhuiyan
Professor
Department of Accounting & Information Systems
University of Dhaka

Dhaka University Library
466300

466300

Thesis Submitted by:
AZIZ AHMAD
Registration No. : 292
Roll No. :001
Session :2004-2005
Master of Philosophy (M. PHIL.)
Department of Accounting & Information Systems
University of Dhaka

ঢাকা
বিশ্ববিদ্যালয়
গ্রন্থাগার

DIGITIZED

Dhaka University Institutional Repository

Table of Content

	Page no.
A. Submission	**i**
A.1 declaration of the student	**ii**
A.2 Declaration from the supervisor	**iii**
A.3 Acknowledgement	**iv**
B. Abstract	**v**
C. Methodology of the Study	**xiv**
D. Objective of the study	**xix**
E. Limitation of the study	**xx**
F. Acronyms and Abbreviations	**xxi**
G. Concepts and Conventions	**xxvi**
G.1 Commercial Energy	**xxvi**
G.2 Contingent Resources	**xxvi**
G.3 Final Energy	**xxvi**
G.4 Hypothetical Resources	**xxvi**
G.5 Marginal Gas Field	xxvii
G.6 Non commercial energy	xxvii
G.7 Non renewable resources	xxvii
G.8 Possible reserve	xxvii
G.9 Primary energy	xxviii
G.10 Probable reserve	xxviii
G.11 Proved reserve	xxviii
G.12 Proved Developed reserve	xxviii
G.13 Proved Undeveloped Reserve	xxix
G.14 Renewable energy	xxix
G.15 Renewable Bio-mass Fuels	xxix
G.16 Secondary Energy	xxx
G.17 Cost, Product cost, Costing, Pricing	xxxi

466300

ঢাকা
বিশ্ববিদ্যালয়
গ্রন্থাগার

Dhaka University Institutional Repository

G.18 End user price, Wellhead Price xxxii
G.19 Economic Rent xxxii
G.20 How are rent distributed among the chain xxxiii
G.21 Why and how to regulate Gas market xxxiv

Chapter 1

1. Background and context **1**
1.1 Brief history of gas sector of Bangladesh 1
1.2 Present Organization of Gas sector 2
1.3 Supply Chain 4
1.4 Regulation 6
1.5 Present Demand and Supply Scenario 7
1.6 Pricing in gas sector of Bangladesh 9
1.7 How demand and supply impact gas prices 10

466300

Chapter 2

2. Gas pricing - Global Perspective **12**
ঢাকা বিশ্ববিদ্যালয় গ্রন্থাগার
2.1Situation analysis -India **12**
2.1.1 Gas Pricing 12
2.1.2 Regulatory framework for the gas industry-India 13
2.1.3 Committee Recommendation on Gas Pricing 13
2.2 Situation analysis -Pakistan **18**
2.2.1 Current Position of Consumer Mix 19
2.2.2 Existing Demand Management 19
2.2.3 Gas allocation Criteria 20
2.2.4 Proposed load management policy -Pakistan 22
2.2.5 Gas Pricing Policy in Pakistan 23
2.3 Gas Pricing Methodology of Vietnam **25**
2.3.1 A generic gas pricing methodology of Vietnam 25
2.4 Canadian Gas Market **27**
2.4.1 Natural – Current Market Conditions 27

Dhaka University Institutional Repository

2.4.2 How Canadian Market Works 29

2.5 Situation analysis -America 30

2.5.1 Natural gas as a commodity 32

2.5.2 Physical and Financial Trading 33

2.5.3 Physical Contracts 33

2.5.4 The financial Market 35

2.5.5 Natural gas marketers 36

2.6 Gas pricing - Nigeria 38

Chapter 3

3. Energy Scenario in Bangladesh 40

3.1 Situation analysis - Key findings 40

3.1.1 Primary Bio-mass fuels 42

3.1.2 Animal Power 42

3.1.3 Mini Hydro 43

3.1.4 Solar Energy 43

3.1.5 Wind Energy 44

3.1.6 Tidal Energy 44

3.1.7 Wave Energy 45

3.1.8 Bio-Mass 45

3.1.9 River Current 46

3.1.10 Waste to electrical energy 46

3.1.11 Imported Fuels 46

3.2 Status of Energy Consumption 47

3.2.1 Use of Natural Gas 47

3.2.2 Power 51

3.3 Sector Assessment 53

3.3.1 Gas and other energy as a priority issue 53

3.3.2 Imbalance demand and supply 54

3.3.3 Exploration and Drilling 55

3.3.4 Weak financial capabilities of state-owned companies 55

Dhaka University Institutional Repository

3.3.5 Need to improve co-ordination between gas and power sectors 55
3.3.6 On-going reformation 56
3.4 Costing and pricing of Gas Sector in Bangladesh 56
3.5 Issues Related to Gas Prices in Bangladesh 66
3.5.1 Demand and Supply Imbalance 66
3.5.2 Gas price distortions 69
3.6 Bangladesh Gas prices in comparison with regional prices 70
3.7 Gas Price Issues for Power Sector in Bangladesh 73
3.8 Gas Price Issues for Fertilizer Sector in Bangladesh 75
3.9 Gas Price Issues for Captive Power Plants in Bangladesh 77
3.10 Gas Price Issues for Industrial Users in Bangladesh 77
3.11 Gas Price Issues for Domestic Users in Bangladesh 77
3.12 Gas price Issue for Commercial Users 78
3.13 Willingness to Pay 78
3.14 The opportunity costs of gas at household level 78
3.15 Household income and the cost of gas 79
3.16 The Maximum Willingness to Pay (WTP) 79
3.17 Socio-Economic development relating to gas demand, supply and price 80

Chapter 4

4. Discussion with Stakeholders Group 85
4.1Petrobangla and Group Companies 85
4.2 Bangladesh Energy Regulatory Commission 85
4.3 Centre for Policy Dialogue (CPD) in Bangladesh 86
4.4 Consumers Association of Bangladesh 86
4.5 Bangladesh CNG filling Station and Conversion Workshop Association 87
4.6 Household Consumers 87

Chapter 5

5. Issues Discussed with Stakeholders 88

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 6

6. Representative of the stakeholders for the study 90

6.1Petrobangla and Group Companies 90

6.2 Bangladesh Energy Regulatory Commission 90

6.3 Centre for Policy Dialogue (CPD) in Bangladesh 90

6.4 Consumers Association of Bangladesh 90

6.5 Bangladesh CNG filling Station and Conversion Workshop Association 90

6.6 Household users 91

6.7 Commercial Users 91

Chapter 7

7. Conclusion 92

Table

Table 1.1 Natural Gas Reserve in Bangladesh 7

Table 1.2 Mid-term Gas Demand Forecast 8

Table 2.1 Annual average percentage increase in the CIF prices of FO (India) 17

Table 3.1Category wise Gas Consumption (2009-10 upto January 2010) 53

Table 3.2 Gas Tariff Structure 58

Table 3.3 Weighted Average End user Price 61

Table 3.4 Gas Price Distribution amongst GOB & PB Group 65

Table 3.5 Total gas sold to different categories of consumers in Bangladesh 67

Table3.6 Gas Demand by users of natural gas in Bangladesh 70

Table3.7 Comparative Natural Gas prices in neighboring countries of Bangladesh 72

Table 3.8 Bangladesh Gas Substitute Fuel Prices with Regiomal Average 73

Table 3.9 Price effect of electricity due to increase of gas price 75

Table3.10 Comparison of gas price with alternative fuel price in Bangladesh 76

Table 3.11 Fertilizer Production and Import 77

Table 3.12: Impact of gas price increase in Fertilizer Production 78

Dhaka University Institutional Repository

Annexure

Annexure -A: Comments from various stakeholders of India

Annexure -B: Gas Price calculation of Pakistan against Petroleum Policy

Annexure -C: Wellhead price of various gas field of Pakistan

Annexure -D: End user Gas Price in Pakistan

Annexure -E: Gas Tariff regime in Pakistan

Annexure -F: Principles for a Generic Gas Pricing Methodology for Vietnam

Annexure -G: Calculation of cost of natural gas

Annexure -H: Bangladesh Gas Act 2010

Annexure -I: Gas Transmission Tariff Methodology (Bangladesh)

Annexure -J: Gas Distribution Tariff Methodology (Bangladesh)

Annexure -K: References

December, 2011

Md. Nazimuddin Bhuiyan
Professor
Department of Accounting and Information Systems
University of Dhaka

Subject : Submission of Thesis on "Costing & Pricing of Natural Gas and its Socio-Economic impact in Bangladesh".

Dear Sir,

I am pleased to submit my report on **"Costing and pricing of natural gas and its socio-economic impact in Bangladesh"** as a fulfillment of Master of Philosophy (MPhil) course. According to your guidance I have concentrated myself on academic and practical aspects. On the eve of submission, I would like to convey my heartfelt gratitude for placing me in such challenging and comprehensive task.

Regards,

Sincerely yours,

Aziz Ahmad

Class Roll No. 001

MPhil Registration No.292

Session 2004-2005

Department of Accounting and Information Systems
University of Dhaka

Dhaka University Institutional Repository

A.1. Declaration

I hereby declare that the thesis titled "Costing and Pricing of Natural Gas and its Socio-Economic Impact in Bangladesh" is submitted in the fulfillment of the requirement for the degree of Maters of Philosophy to the department of Accounting & Information Systems under the Faculty of Business Studies, University of Dhaka.

It is my original work and has not been submitted before for any form of publication including articles periodicals etc. or the award of any other Degree/Diploma/Fellowship on similar title or topic.

December 2011

(Aziz Ahmad)

Reg. No.292

Roll No. 001

Department of Accounting and Information Systems

University of Dhaka

Dhaka University Institutional Repository

A.2.Declaration from the supervisor

This is to certify that the thesis titled "Costing and Pricing of Natural Gas and its Socio-Economic Impact in Bangladesh" is a record of bonafide research carried out by Mr. Aziz Ahmad under my direct supervision and close monitoring. All the material parts of it original and has not been submitted elsewhere for any other degree or diploma. In my opinion, the thesis is worthy of consideration for the award of M. Phil. degree.

(Md. Nazimuddin Bhuiyan)

Professor

Department of Accounting and Information Systems

University of Dhaka

Dhaka University Institutional Repository

A.3. Acknowledgement

First of all I like to thanks and express my heartiest gratitude to Almighty Allah for His immense blessing upon me for successful completion of the M.Phil thesis. I express my sincere gratitude to my respected teacher, Professor Md. Najimuddin Bhuiyan for his scholastic guidance, valuable suggestions, continuous encouragement and all kinds of support and help throughout the period of research work and preparation of this thesis report. I am also grateful to Professor Jagadish Chandra Das, Professor Shanti Narayan Ghosh, Professor Dr. Saroj Kumar Saha, Professor Khaleda Khanam, Professor, Department of Accounting and Information Systems for their cordial cooperation.

On the way to prepare this report I have got lot of support and assistance from some persons and organizations. I would like to express my gratitude and heartfelt thanks to all of them who have provided information and guide me throughout the study.

I would like to express my heartiest thanks and gratitude to Mr. Md. Rafiqul Alam, General Manager (Finance), BGFCL and Mr. Md. Anisul Haque, Deputy Manager, Petrobangla for their co-operation, support and valuable suggestion. I would like to thanks all the employees of BGFCl and Petrobangla who have given me necessary information and support to complete this thesis report.

December, 2011 Aziz Ahmad

Dhaka University Institutional Repository

B. Abstract

Natural gas is currently the only indigenous non-renewable primary energy resource of the country, which is being produced and consumed in significant quantities. Gas, the main source of commercial energy and plays an active role towards economic growth of the country. Natural gas now accounts for about 70% of the country's commercial energy supply. The major driving force behind the growth of gas consumption is the power and fertilizer sector. Power sector is the single largest consumer of gas, and at present nearly 90% of the power generated in the country is gas based. Due to the near absence of any other major energy source, dependence on gas for power generation has spiraled and is expected to remain so.

As an agricultural country, use of fertilizer is very important to offset the food grain deficiency. Over the last decade, cultivation of hybrid crops has gained popularity and consequently, demand of nitrogenous fertilizer has increased sharply, which is expected to continue.

Gas consumption in major industries like textile, dyeing, paper, pulp, cement etc. and in the commercial sector, including tea gardens is also increasing steadily. With the gradual coverage of major growth centers with gas distribution network, use of gas as domestic fuel is increasing manifold.

During 2001-2002 share of gas consumption is power 48%, fertilizer 24% and non-bulk 28% (industrial, commercial, domestic, tea estate, brick field and CNG).

Dhaka University Institutional Repository

In recognition of the importance of energy in socio-economic development, the Government of Bangladesh has given continuing attention to the overall development of energy sector. It involved survey, exploration, exploitation and distribution of indigenous natural gas; establishment of petroleum refining facility and distribution systems; and establishment of power generation plants and networks for transmission and distribution of electricity. During last one decade, about 20 percent of total public sector investment was allocated for the development of energy sector.

Despite all these efforts per-capita consumption of commercial energy and generation of electricity in the year 2000 were about 200 KGOE/year and 120 kwh/year respectively. Per capita consumption of commercial energy and electricity in Bangladesh is one of the lowest among the developing countries. At present about 65% of total final energy consumption is met by different type of biomass fuels (e.g. agricultural residues, wood fuels, animal dung etc.).

In the year 2000 only 2.2% of total households (mostly in urban areas) had piped natural gas connections for cooking and 30% of households had electricity connections and only 3.9% of total households used kerosene for cooking.

Shortcomings of the past energy development programmes and management practices are identified as follows:

The objectives of the revised National Energy Policy (NEP) are outlined as follows.

(i) To provide energy for sustainable economic growth so that the economic development activities of different sectors are not constrained due to shortage of energy.

Dhaka University Institutional Repository

(ii) To meet the energy needs of different zones of the country and socio-economic groups.

Natural gas can be used either as fuel or as raw material for various petrochemical products depending on its composition. Natural gas available in Bangladesh contains mostly methane; it is not a good raw material for producing different petrochemical products, except chemical fertilizer and methanol.

Bangladesh has no indigenous source of commercial fuel other than natural gas and recently discovered coal. In order to reduce the burden of fuel import bill on national economy, during the last three decades, Government has been following a persistent policy to reduce dependence on imported oil and increase the use of indigenous natural gas in meeting the total energy demand of the country.

Considering the importance of electricity in boosting national economy and the prospect of distributing the benefit of indigenous natural gas to different parts of the country through national electricity grid, Government has given priority in maximizing the use of natural gas for power generation. Moreover, extension of natural gas pipe networks to power generation centers has been helping in improving the financial return on the investment in gas infrastructures.

However, availability of indigenous coal will not appreciably reduce dependence on natural gas for power generation in the foreseeable future.

Chemical fertilizer plays an important role in increasing agricultural production. For strategic reasons Government has given necessary attention to allocate a substantial

Dhaka University Institutional Repository

portion of natural gas to produce chemical fertilizer for meeting local needs as well as for export. It may be mentioned that on the same consideration natural gas for fertilizer production is being supplied at a price cheaper than its economic price. Implications of export of fertilizer at such a price of gas should be assessed properly in determining future allocation of gas for fertilizer production. It is therefore, recommended, to limit the total production of natural gas based fertilizer to meet domestic demand only.

Because of the above mentioned reasons, it is recommended to allocate adequate quantity of natural gas to meet the demand of commercial fuels for various end use sectors such as power, fertilizer, industrial, commercial, domestic etc.

It may be noted that in the present world it is not competitive to use natural gas as a feedstock (raw material) for petrochemical industries in comparison to higher hydrocarbon gases obtained as byproducts during extraction and refining of crude oil. However the possibility of establishing a methanol plant may be given due consideration.

Natural Gas pricing is a complex and evolving concept, though the share and importance of natural gas in the total energy basket is growing steadily. Similarly, the global natural gas market is also at an evolutionary stage. Being essentially different from crude oil and other liquid fuels in terms of storage and transportation requirements, its market has not yet acquired a fully integrated international character with benchmarked prices. Regional markets are operating on regional considerations in the USA, Europe and the Asia-pacific. The trend in the international market shows a growing international trade in Liquified Natural Gas (LNG)/piped natural gas as also an increasing share of spot

Dhaka University Institutional Repository

trading. However, in terms of pricing of natural gas, it can be seen that until gas-to-gas competition develops, its price tends to get linked to other liquid fuels. But in matured markets having gas-to-gas competition, pricing of natural gas is emerging out of the shadow of liquid fuels. However, pricing for associated gas would be on a cost plus basis, while for non-associated gas it would be near to international price of high sulfur heavy fuel oil with negotiated discounts, and to encourage exploration in offshore areas, associated or non-associated gas from such fields will be priced at higher than those from onshore area. The price of locally produced Liquified Petroleum Gas (LPG) should be linked to international kerosene price on British Thermal Unit (BTU) basis with appropriate discount to encourage its local production,

In America Natural gas marketing is a relatively new addition to the natural gas industry, beginning in the mid-1980's. Prior to the deregulation of the natural gas commodity market and the introduction of open access for everyone to natural gas pipelines, there was no role for natural gas marketers. Producers sold to pipelines, who sold to local distribution companies and other large volume natural gas users. Local distribution companies sold the natural gas purchased from the pipelines to retail end users, including commercial and residential customers. Price regulation at all levels of this supply chain left no place for others to buy and sell natural gas. However, with the newly accessible competitive markets introduced gradually over the past fifteen years, natural gas marketing has become an integral component of the natural gas industry. In fact, the first marketers were a direct result of interstate pipelines attempting to recoup losses

Dhaka University Institutional Repository

associated with long term contracts entered into as a result of the oversupply problems of the early 1980s.

Essentially, marketers are primarily concerned with selling natural gas, either to resellers (other marketers and distribution companies), or end users. On average, most natural gas can have three to four separate owners before it actually reaches the end-user. In addition to the buying and selling of natural gas, marketers use their expertise in financial instruments and markets to both reduce their exposure to risks inherent to commodities, and earn money through speculating as to future market movements.

In order to more fully understand the role and function of natural gas marketers, it is helpful to have an understanding of the basics of natural gas markets.

Natural gas is sold as a commodity, much like pork bellies, corn, copper, and oil. The basic characteristic of a commodity is that it is essentially the same product no matter where it is located. Natural gas, after processing, fits this description. Commodity markets are inherently volatile, meaning the price of commodities can change often, and at times drastically. Natural gas is no exception; in fact, it is one of the most volatile commodities currently on the market. The price of natural gas is set by market forces; the buying and selling of the commodity by market players, based on supply and demand, determines the average price of natural gas. There are two distinct markets for natural gas: the spot market, and the futures market. Essentially, the spot market is the daily market, where natural gas is bought and sold 'right now'. To get the price of natural gas on a specific day, it is the spot market price that is most informative. The future market

Dhaka University Institutional Repository

consists of buying and selling natural gas under contract at least one month, and up to 36 months, in advance. For example, under a simplified future contract, one could enter into an agreement today, for delivery of the physical gas in two months. Natural gas future are traded on the New York Mercantile Exchange (NYMEX). Future contracts are but one of an increasing number of derivatives contracts used in commodities markets, and can be quite complex and difficult to understand.

Natural gas is priced and traded at different locations throughout the country in USA. These locations, referred to as 'market hubs', exist across the country and are located at the intersection of major pipeline systems. There are over 30 major market hubs in the U.S., the principle of which is known as the Henry Hub, located in Louisiana. The futures contracts that are traded on the NYMEX are Henry Hub contracts, meaning they reflect the price of natural gas for physical delivery at this hub. The price at which natural gas trades differs across the major hubs, depending on the supply and demand for natural gas at that particular point. The difference between the Henry Hub price and another hub is called the location differential. In addition to market hubs, other major pricing locations include 'City-gates'. City-gates are the locations at which distribution companies receive gas from a pipeline. City-gates at major metropolitan centers can offer another point at which natural gas is priced.

The pricing of gas or of any naturally occurring resource had always been a debatable issue, informed Dr. Quader (Professor of Jahangirnagar University) in his presentation arranged by CPD (centre for policy dialogue). He told the participants that in most cases

Dhaka University Institutional Repository

actual cost of production of gas had no bearing on the sale price, and in Bangladesh, concepts such as 'economic price', 'opportunity cost' etc. had been taken recourse to whilst fixing the price of gas without taking into consideration the actual cost of production. He argued that if gas price is raised, that will lead to increase in production cost but for many sectors these would be insignificant. For power and fertilizer sectors, in case of 100 percent increase in gas price, the resultant increase in the cost of production would be in the range of 26 per cent to 29 per cent, while that for the jute or textile it would be less than 2 percent. For the domestic consumers of gas, the increase will be proportional to the rise in price, but it would not have a significant effect on total household expense, and it would be of the order of 3 per cent to 6 per cent for a family spending Tk. 5000/- per month. In addition, if the gas price is raised, the industries would make an effort to be more energy efficient and productive. The fertilizer and power sectors have a lot of opportunity to reduce cost of production by improving plant-on-stream factor, better maintenance and efficiency in use of gas.

However, all of these are end-user price i.e., ultimate price of gas to be sold the user. Before that it is very much important to determine the cost of production of natural gas. The companies those who are engaging into exploration and production of the natural gas they must get their cost of main commodity with ROR i.e., required revenue. For these, energy specialist suggests the pricing formula as follows :

Price of gas (end user) = Cost of production (required revenue of the producing company)+ Transmission cost (required revenue of transmission Company)+ Distribution

Dhaka University Institutional Repository

cost (required revenue of distribution company + Government Tax (SD/VAT/Royalty etc. Now, it is the duty of the government regulatory body to fix up the standard to calculate cost of production (required revenue of the producing company i.e., wellhead price). In Bangladesh it is under the jurisdiction of energy ministry, transmission and distribution tariff methodology determined by the BERC (Bangladesh Energy Regulatory Commission) and finally BERC declares the prices after arrange a hearing. Then Government publishes gazette. This is the present scenario of gas pricing in Bangladesh.

But, pricing policy should not fix gas prices, instead provide a framework for establishing the minimum gas price that can be charged to any category of buyer. Usually it is in Strategic Domestic Sector – Pricing is done at lowest cost of supply + 15% IRR

- Strategic Industrial Sector - product netback, but gas floor price must not be lower than cost of supply of gas and

– Commercial Sector – indexed fuels sector to price of alternative fuel prices (opportunity cost).

And in competitive markets efficient gas prices should fulfill the following primary requirements:

  - Economic or Allocative Efficiency: This objective promotes an efficient allocation of resources
  - Cost or Productive efficiency: Production costs are minimized

- Gas prices should be within the following range:
  - Minimum: Competitive prices or Cost of supply

        - The gas price at the wellhead determined by market forces

or

        - Where competition in supply is limited, the cost of supply (often expressed as Long Run Marginal Costs)

    - Maximum: The market value of gas:
        - Alternative fuel prices (or the opportunity costs)

- If gas prices comply fully with Economic objectives, they will promote efficient allocation of resources and will be cost reflective
- However, Economic Efficiency pricing may lead to tariff levels below financial costs
    - Strict marginal cost pricing leads to tariffs that distinguish between the various costs of supply for each customer
- Financial adjustments should be recovered from the inelastic component of the tariff
    - Under a two-part tariff the standing charge related to fixed costs
    - Not to the commodity charge
- Through realistic pricing systems, consumers and producers can make rational decisions and gas will be used where the value added to the economy is the highest.

Dhaka University Institutional Repository

C. Methodology of the Study

Research Methodology

Reliability of a research mostly depends on the proper methodology followed in research. The research design was followed to achieve the objectives of the study. It states the procedures for selecting the sample, the procedures employed to gather data and the methods used to analyze the data under the study. Study includes both quantitative and qualitative data. In all the cases, depending on the requirements, data have been collected from different sources.

Research Design

There are many ways of classifying the types of research design. Broadly, they are of two types: quantitative and qualitative research. There is thus, lack of research information providing background for formulating initial hypothesis. In the case of problems about which little knowledge is available, an exploratory model, for which the conduct of investigation is usually appropriate. Since the emphasis is on discovering the ideas, the overall framework of the project stipulating what information is to be collected, from which sources, by what specification of methods and procedures is, therefore, formative in nature (Green, and Tull, 1973).

Scope, purpose, aim, and type of research determine the various methods that are generally used in research. The quickest and perhaps the most economical way of formulating possible hypothesis would have been to browse the secondary sources of

information and take advantage of the work of others. This Study is based on available secondary information and information given by the stakeholders during the consultations.

Sampling Design

Sampling techniques applied to the study have been designed with utmost care with a view to making the study free from bias. Similar caution has been taken in the selection of study samples. The literature related to the cost/price and the gas costing/pricing practices in the country was reviewed as well as the perceptions of stakeholders in the gas business were assessed. Willingness to pay of various consumer groups have also been assessed based on secondary data and qualitative analysis based on empirical investigations as well as consultative meeting with the stake holders. Various stakeholders consulted include power generators, fertilizer industry, other industry segments, commercial users of gas, domestic consumers, transport sector as user of CNG and captive power producers. The findings and insight gleaned from this process have guided the formulation of the best strategy of costing and pricing of gas.

Sources of Data

Secondary sources:

- Annual report of Petrobangla and its companies.
- Relevant Books, Research papers, Newspapers and reports.
- Website.

Dhaka University Institutional Repository

Primary Data:

- Discussion and consultation with various stakeholders include power generators, fertilizer industry, other industry segments, commercial users of gas, domestic consumers, transport sector as user of CNG and captive power producers.
- Discussion and consultation with various officials of Petrobangla and its companies, BERC, International Oil Companies operating in Bangladesh.

Analysis of Data

Desk review involved reviewing several key documents to identify pertinent issues affecting the gas sector in particular and energy sector in general, and the stakeholders in the sector. The desk review of gas sector encompassed the review of sector's role in economy, policy framework, pricing and costing, and development plans and reform programs. The desk review of pricing practices in few other countries of Asia and America was undertaken.

Based on reviews, assessments, consultations with stakeholders and identified best gas pricing practices, a natural gas pricing policy suitable for gas sector in Bangladesh was spelled out.

Dhaka University Institutional Repository

D. Objectives of the Study

Major objectives:

The major objective of the study is to evaluate costing and pricing policy of natural gas and to find out it's the socio-economic impact in Bangladesh.

Specific Objectives:

- To find out the cost incurred in producing natural gas and costing procedure followed generally;
- To find out the total cost involved up to the end user level;
- Chain involved to market the natural gas;
- Evaluate the most reasonable costing procedure of natural gas, specially for Bangladesh;
- Evaluate the pricing procedure of natural gas;
- Evaluate the socio-economic impact of gas pricing;
- To find out the most feasible pricing procedure of natural gas for Bangladesh;

To find out socio-economic relationship

Dhaka University Institutional Repository

E. Limitations of the study

Like any other study the limitations of this study is not out of questions. But the following factors seem the main points of limitations of this study:

- Lack of engineering knowledge to analysis the extraction and production procedure of natural gas. Analysis and conclusion comes from information and explanation supplied by the respective geologist and engineer.
- Actual costing procedure of natural gas is still very much complicated in the world. Lot of thing has to guess.
- Pricing procedure is also to much complicate. Still there is no standard formulated in this area.
- Political and other Government policy directly involved in the pricing procedure which is the real briar to formulate the actual feasible price of Natural Gas.
- In Bangladesh Oil and Gas sector is complete owned by the Government, so, collecting information was not easier.

Dhaka University Institutional Repository

F. ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

ABPL - Asphaltic Bitumen Plant

ACRE - Area Coverage Rural Electrification

ADB - Asian Development Bank

ADP - Annual Development Programme

APM - Administered Pricing Mechanism

BAEC - Bangladesh Atomic Energy Commission

BAPEX - Bangladesh Petroleum Exploration Co. Ltd.

BAU - Business As Usual Option

BBL - Barrels

BBM - Bangladesh Bureau of Mines

BCF - Billion (109) Cubic Feet

BCSIR - Bangladesh Council of Scientific and Industrial Research

BEPP - Bangladesh Energy Planning Project

BGFCL - Bangladesh Gas Fields Co. Ltd.

BGSL - Bakhrabad Gas System Ltd.

BMEDC - Bangladesh Mineral Exploration and Development Corporation

BMRE - Balancing Modernisation Rehabilitation and Expansion

BOGC - Bangladesh Oil and Gas Corporation (Short name Petrobangla)

BOGMC - Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Short name of Petrobangla)

BPC - Bangladesh Petroleum Corporation

BPDB - Bangladesh Power Development Board

BPI - Bangladesh Petroleum Institute

BUET - Bangladesh University of Engineering and Technology

CBM - Coal Bed Methane

CNG - Compressed Natural Gas

CUFL - Chittagong Urea Fertilizer Factory, Chittagong

DESA - Dhaka Electricity Authority

DOE - Department of Environment

Dhaka University Institutional Repository

DOF - Department of Forest

DU - Dhaka University

EA & CEI - Electrical Advisor and Chief Electric Inspector

EIA - Environmental Impact Assessment

ELBP - Eastern Lube Blending Plant

EMCC - Energy Monitoring and Conservation Center

ERC - Energy Regulatory Commission

ERL - Eastern Refinery Ltd.

FBCCI- Federation of Bangladesh Chambers of Commerce and Industries

FO - Furnace Oil

GOB - Government of Bangladesh

GSB - Geological Survey of Bangladesh

GT - Gas Turbine

GTC - Gas Transmission Company

GW - Giga (109) Watt

GWh - Giga (109) Watt Hour

HHS - Hydrocarbon Habitat Compound

HOBC - High Octane Blending Compound

HSD - High Speed Diesel

IMED - Implementation Monitoring and Evaluation Division

JBO - Jute Batching Oil

JFCL - Jamuna Fertilizer Company Ltd.

JGTDSL - Jalalabad Gas Transmission and Distribution Systems Ltd.

JOCL - Jamuna Oil Company Ltd.

JP-1 - Jet Petrol-1

KAFCO - Karnafuli Fertilizer Co. Ltd., Chittagong

DFAED - Kuwait Fund for Arab Economic Development

KFW - Kreditsalt Fur Wiederaufbau

KGOE - Kilogram Oil Equivalent

Dhaka University Institutional Repository

LDO - Light Diesel Oil

LPG - Liquefied Petroleum Gas

LRMC - Long Run Marginal Cost

MCF - Thousand Cubic Feet

MIS - Management Information System

MJ - Mega (106) Joule

MMCF - Million Cubic Feet

MMCFD - Million Cubic Feet Per Day

MOA - Ministry of Agriculture

MOEF - Ministry of Environment and Forest

MOEMR - Ministry of Energy and Mineral Resources

MOFL - Ministry of Fisheries and Livestock

MOI - Ministry of Industries

MPL - Meghna Petroleum Ltd.

MS - Motor Spirit

MT - Mineral Turpentine

MW - Mega (106) Watt

NEP - National Energy Policy

NELP- National Exploration licensing Policy

NEPFC- National Energy Policy Formulation Committee

NGFF - Natural Gas Fertilizer Factory, Fenchuganj

NGL - Natural Gas Liquid

ODA - Overseas Development Agency

OECF - Overseas Economic Co-operation Fund

PBS - Palli Biddyut Samity (Rural Electric Co-operative)

PJ - Peta Joule = 1015 Jule

POCL - Padma Oil Company Ltd.

PSC - Production Sharing Contract

PSIG - Pound Per Square Inch Gauge

Dhaka University Institutional Repository

PSMP - Power System Master Plan

PUFF - Polash Urea Fertilizer Factory, Ghorashal

REB - Rural Electrification Board

REDA - Renewable Energy Development Agency

RPDCL - Rupantarito Prakritik Gas Co. Ltd.

SAOCL - Standard Asiatic Oil Company Ltd.

SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition

SGFL - Sylhet Gas Fields Ltd.

SKO - Superior Kerosene Oil

SLA - Side Loan Agreement

ST - Stem Turbine

TCF - Trillion (1012) Cubic Feet

TGTDCL - Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd.

TJ - Tera (1012) Joule

Tonne - Thousand Kilogram

UFFG - Urea Fertilizer Factory Ltd., Ghorashal

WB - World Bank

ZFCL - Zia Fertilizer Co. Ltd, Ashuganj

2P – Proven and Possible

UNITS AND CONVERSION FACTORS

Units

1 MCF - 1000 Cubic Feet (One Thousand Cubic Feet)

1 MCM – 1000 Cubic Meter

1 MMCF -1,000,000 Cubic Feet (one Million Cubic Feet)

1 MMCM – 1,000,000 Cubic Meter

1 KW -1 Kilo Watt = 103 Watt

1 MW -1 Mega Watt = 106 Watt

1 GW -1 Giga Watt = 109 Watt

1 GJ -1 Giga Joule = 109 Joule

1 PJ -1 Peta Joule = 1015 Joule

1 TOE -1 Tonne Oil Equivalent = 42.7 GJ

1 MTOE -1 Million Tonne Oil Equivalent

1 Million -106

1 km -1 Kilometer

CONVERSION FACTORS

Agri. & Tree Res.

1000 Tonne = 0.0125 PJ

Crude Oil

1000 Tonne = 0.0427 PJ

Coal

1000 Tonne = 0.027 PJ

Dung

1000 Tonne = 0.0116 PJ

Electricity

1 GWh = 0.0036 PJ

Fuelwood

1000 Tonne = 0.0151 PJ

Natural Gas

1 MMCF = 0.00099 PJ

1 CM = 35.3147 CF

Petroleum Products (Av.)

1000 Tonne = 0.0427 PJ

Peat

1000 Tonne = 0.0151 PJ

Dhaka University Institutional Repository

G. CONCEPTS AND DEFINITIONS

Commercial Energy:

Energy sources that pass wholly or almost entirely through the organized market system are defined as commercial energy. Coal, oil, gas, electricity etc. are considered under national accounting system as commercial energy sources. Although fuel wood and charcoal are traded and fuel-wood extracted from reserve forests are included in national accounting system, they are not considered as commercial energy.

Contingent Resources:

Contingent resources are discovered resources but not commercially producible at present time due to economic, political, environmental or other technical reasons.

East Zone:

Geographical area on the east side of the rivers Jamuna and Meghna, which means Chittangong, Dhaka and Sylhet divisions excluding greater Faridpur District.

Final Energy:

The energy made available to the end-users for final utilization, or energy consumed by the final user for all energy purposes. Final energy excludes all energy lost in the transformation of primary to secondary energy, energy used within the transformation industries, and energy lost in the distribution process.

Hypothetical Resources:

Hypothetical resources comprise resources which are mapped in the form of prospects, but which have not been discovered by drilling.

Dhaka University Institutional Repository

Marginal Gas Field:

In Bangladesh 22 gas fields of sizes ranging from 25 to 4000 Bcf have so far been discovered. Fifteen of these gas fields have been brought under production. Some of these fields, which have been in the process of depletion for continued production over time, have become commercially unviable and remained unattended. There are yet other gas fields, which have not been put under operation for want of commercial viability right from the beginning. All these gas fields, which have no apparent prospect for further development under the existing techno-economic considerations, may be termed marginal or abandoned.

Non-Commercial Energy:

Energy which is derived from traditional sources such as woodfuels (e.g. fuelwood, other tree Biomass and sawdust), agricultural residues (e.g. husk, straw, jute sticks etc.), animal dung are known as non-commercial energy.

Non-Renewable Resources:

A more general term referring to the geological endowment of minerals in the earth's crust in such concentration that commercial extraction is either presently or potentially feasible.

Petroleum Resources originally in-place:

Petroleum resources originally in-place comprises the resources, which are mapped/unmapped by geological and geophysical methods and are estimated by geological and petroleum technological methods, to be in place in a defined area/deposit.

Possible Reserves:

Possible reserves are those unproved reserves which by analysis of geological and engineering data suggests are less likely to be recoverable than probable reserve.

Dhaka University Institutional Repository

Primary Energy :

The energy available from energy sources extracted from stock of reserves within the country and imported from foreign countries. Some of the primary energy need processing (e.g. crude oil) before its use.

Probable Reserves:

Probable reserves are those unproved reserves which by analysis of geological and engineering data suggest are more likely to be recoverable. Producing reserves are expected to be recovered from completion intervals, which are open and producing at the time of the estimate.

Proved Reserves:

Proved reserves are those quantities of petroleum which, by analysis of geological and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under current economic conditions, operating methods and government regulations.

Proved reserves can be divided into two groups:

Developed Reserves and Undeveloped Reserves.

Proved Developed Reserves:

Developed reserves are expected to be recovered from existing wells including reserves behind pipe. Improved recovery reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor. Developed reserves may be subcategorized as producing or non-producing.

Dhaka University Institutional Repository

Proved Undeveloped Reserves:

Undeveloped reserves are expected to be recovered from new wells on undrilled acreage, or from deepening existing wells to a different reservoir, or where a large expenditure is required to re-complete an existing well or install production or transport facilities for primary or improved recovery.

Renewable Biomass Fuels:

Biomass is generally defined as the organic matter produced by photosynthesis process in plant kingdom. Biomass resources which are used as fuel such as woodfuels, agricultural residues, animal dung etc. are termed as Biomass fuels. These fuels are also termed as traditional fuels. Biomass fuels are renewable upto the limit of its sustainable yield.

Renewable Energy:

Energy sources which are regenerated after a regular time cycle are commonly known as "renewable sources of energy" e.g. hydro, solar radiation, wind energy, wave power, tidal power and Biomass fuels etc.

Renewable Non-Biomass Energy:

Energy sources such as solar radiation, wind energy, wave power, tidal energy etc. are examples of renewable non-Biomass Energy Sources.

Reserves:

Reserves are those quantities of petroleum, which are anticipated to be commercially recoverable from known accumulations from a given date forward.

Dhaka University Institutional Repository

Rural Energy:

Types of energy consumed in rural areas, namely commercial energy, biomass fuels and renewable energy sources, which are used to meet the demand of different end use sectors, namely agriculture, domestic, commercial, industrial and transport.

Secondary Energy:

The energy available after transformation of a primary energy source (e.g. electricity)

Speculative Resources:

Speculative resources is referred to the unmapped prospects that have not been mapped in the basin. The unmapped resources are estimated by play assessment methods.

Sustainable Supply (Biomass Fuels):

Sustainable supply would not cause net depletion (i.g. deforestation) of biomass fuels or would not deprive the soil from its availability as recycled natural nutrients.

Useful Energy:

The amount of heat, light or work actually made available to a final user of energy (domestic, industry, transport etc.) on the output side or the user's equipment and appliances.

West Zone:

Geographical area on the west side of the rivers Jamuna and Meghna, which means Barisal, Khulna, Rajshahi division and greater Faridpur District.

Dhaka University Institutional Repository

Costing & Pricing

Cost

Cost defined as a resource sacrificed or forgone to achieve a specific objective. Sometimes sacrificed resources may be the time spared and opportunity foregone to acquire the objectives. A cost is usually measured as the monetary amount that must be paid to acquire goods or services.

Product Cost

Considering various factors and costs finally one cost achieved, which is called product cost. A product cost is the sum of costs assigned to a product for a specific purpose. Different purposes can result in different measure of product cost.

Costing

A costing is a system where typically accounts for costs in two basic stages accumulation followed by assignment. Cost accumulation is the collection of cost data in some organized way by means of an accounting system. Cost assignment is a general term that encompasses both (1) tracing accumulated costs that have a direct relationship to a cost object and (2) allocating accumulated costs that have an indirect relationship to a cost object.

Pricing

Pricing decision of a product influences three C's –Customers, Competitors, Costs. Customers influence price through their effect on demand for a product or service, based

Dhaka University Institutional Repository

on factors such as the features of a product and its quality. Competitors effect the decision on pricing because business operates in a vacuum. Companies must be aware of their competitors. At one extreme, alternative or substitute products of competitors can effect demand and force a company to its prices. At the other extreme a company without a competitor can set higher prices. Cost influences prices because they effect supply. As companies supply more product, the cost of producing each additional unit initially declines but then eventually increases. The lower the cost of producing a product the greater the quantity of product the company is willing to supply. Time is a important factor in pricing of the product. Pricing for short run often differs from pricing in the long run.

End user price

The price of the commodity forego by the consumer (end-user).

Well Head price of gas

The portion of end user price which the production company avails. That is the portion of price paid by the end user at wellhead level or at the point of the sales line.

What is economic rent?

Economic rent is the income over and above a normal return on invested capital, which may accrue to the risk-taking investors in a successful gas or oil or mining development. Economic rents arise especially when the prices for the commodity in question are unusually high. For example, when international oil prices reached about $US140/barrel in the summer of 2008, very

Dhaka University Institutional Repository

large rents were created for owners of oil producing assets. When international prices are around $US40 per barrel as they were in March 2009, the rent generation is, of course, much smaller.

Fiscal Adjustments to make Gas Projects Economic

Alberta, Canada is one of the world's most important petroleum jurisdictions. In 2008 natural gas production totalled about 135 BCM (Billion Cubic Meter). The province's regulator responsible for the upstream industry is the Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB or "the Board"), which has been in existence for 70 years and is considered a world leader. One of the ERCB's objectives is to "conserve" energy resources and it aims to progressively eliminate the flaring of raw gas. The Board sets out criteria that an operator must use to evaluate a project to conserve (rather than flare) gas and they include instructions about how to assess gas reserves, gas and electricity prices, capital and operating costs, inflation and they state the discount rate that is to be used in a calculation of the net present value (NPV) of a conservation project. These criteria are set out in a 2006 Directive. If the calculation results in a positive NPV plus a small margin, the operator must invest in the project. If the calculation results in a negative NPV, the operator must still proceed with the project but can apply to the government for a royalty waiver.

How are rents distributed along the gas chain?

Rents can be shared in terms of lower than- competitive pricing for consumers of gas or higher than normal returns for transacters of gas. They may be shared by design, for example by government-mandated below-market pricing for consumers of gas-generated power (primarily for social reasons) or manufacturers of gas-based fertilizers (primarily for industrial development and security of supply reasons). They may be shared inadvertently, for example if the owners of natural monopoly gas T&D systems are able to obtain above-market returns from their

investments thereby capturing some of the rent and returning a lower than otherwise netback for the gas producer and the state as the resource owner.

Why and How to Regulate Gas Markets

Perfect markets are characterized by a large number of buyers and sellers, none of which can affect prices; a homogenous product; adequate information about prices and other market behaviors; and no barriers to entry to the market. Examples are: markets for fruit and vegetables in a large city or stock markets in large financial centers. Perfect markets do not require government regulation of prices in order to function properly. Perfect markets may require government monitoring to ensure that dominant positions do not develop and if they develop are not abused.

Imperfect markets are characterized by few buyers or sellers, a heterogeneous product, inadequate information about competitors' prices and significant barriers to entry. Imperfect markets for a strategic commodity such as natural gas require some government regulation to simulate and encourage competition and prevent the abuse of the market's imperfections.

Regulation can simulate competition: For example, the market regulator can require that sellers and buyers use a competitive pricing methodology which simulates behaviors in a perfect market.

Policymakers and regulators can encourage competition: Policymakers can create favorable conditions for new market entrants and ensure that government policies do not present entry barriers. Where there are natural monopolies that provide transmission and distribution services, regulators can ensure that all market participants have nondiscriminatory access to

Dhaka University Institutional Repository

these services. Both policymakers and regulators can take steps to provide market transparency (for example, pricing information) that assists competitive behaviors.

Regulators monitor market behavior, advice policymakers: Where markets have not achieved perfect competition, dominant positions emerge and may be abused. Regulators should monitor the behavior of markets, assess the effectiveness of competitive forces and advise policymakers whether government interventions are needed or should be changed.

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 1

Dhaka University Institutional Repository

1.Background And Context

1.1 Brief History of Gas Sector of Bangladesh

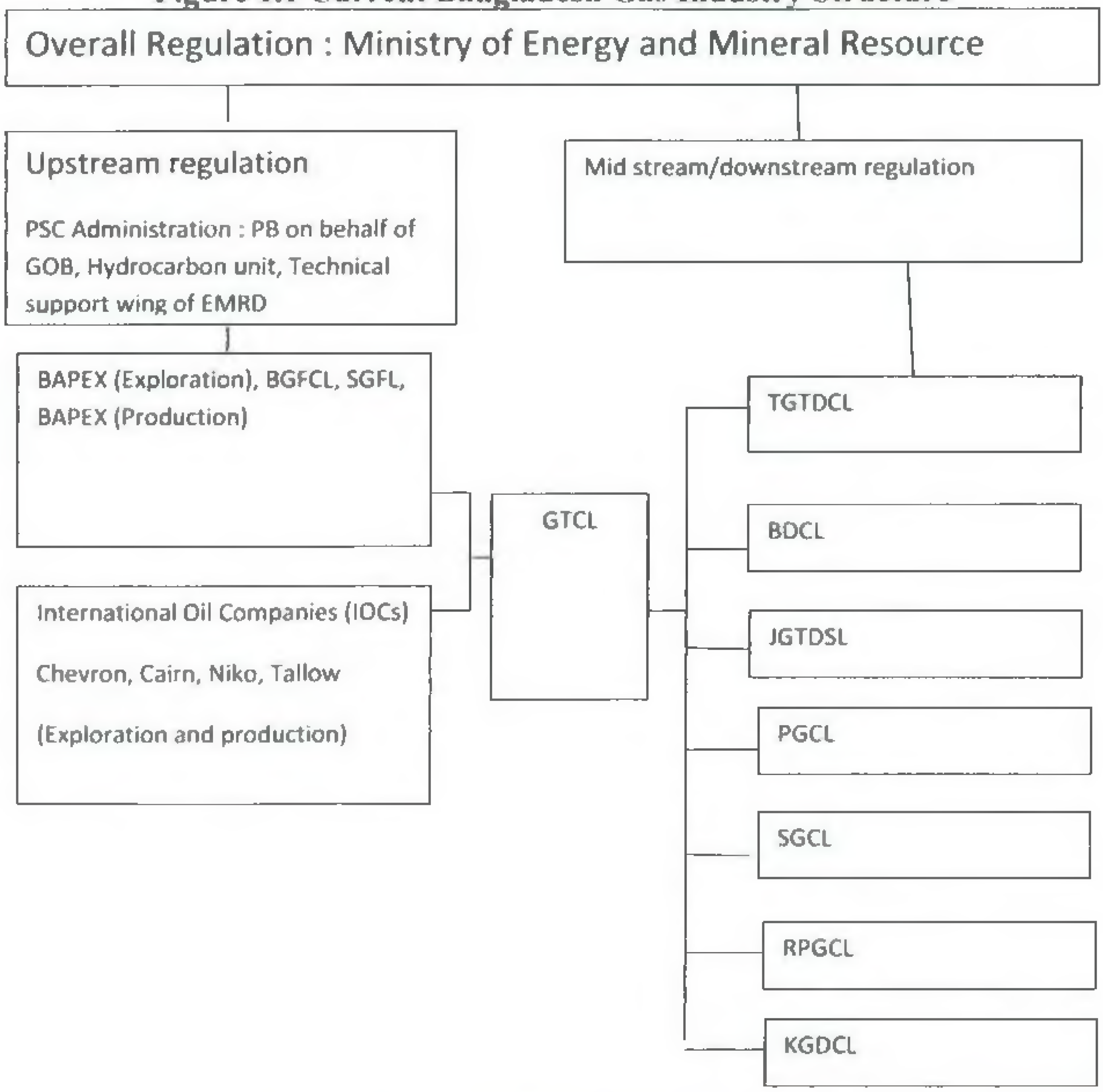
The Bengal basin or Bangladesh is located on the eastern flank of the Indian sub-continent and adjacent to the prolific hydrocarbon bearing regions in India such as Assam and central Burma. Petroleum exploration in Bangladesh began in 1908 with International Oil Companies (IOC's) playing an important role. The exploration history of Bangladesh can be divided into three major phases. The 1st phases occurred from 1908-1933. During this period Burma Oil Company and Indian Prospecting Company (IPPC) drilled 6 new wells near oil and gas seeps in eastern part of the country without commercial success. Due to Second World War there was moratorium on exploration activity. The second phase occurred from 1951 to 1970 with a total of 21 exploration wells drilled by Pakistan Petroleum Limited (PPL, Pakistan Shell Oil Company (PSOC) and Oil and Gas Development Corporation (OGDC) resulting in the discovery of 8 gas Fields, namely Sylhet, Chhatak, Rashidpur, Kailastila, Titas, Habigonj, Bakhrabad and Semutang. During this phase PSOC drilled one offshore well near Cox'sbazar but it was dry. The third phase of exploration commenced after Bangladesh became independent republic in 1971 and it is still ongoing. During the third phase a total of 43 exploration well have been drilled to date resulting in the discovery of 13 gas fields in the on-shore and 2 gas fields in the off-shore.

Bangladesh has an on-shore area of 1,44,000 square kilometer and an off-shore of 63,000 square km with only a total of 70 exploratory well have been drilled resulting in the discovery of 21 on-shore gas fields and 2 off-shore gas fields. The first gas transmission line of Bangladesh owned by PPL and commissioned in 1960 is a 4 inch 12 mile line to supply gas from chatak gas field to Chhatak Cement Factory. The second transmission line was commissioned in 1962 is 8 inch 27 miles line to supply gas from Sylhet Gas Field to Natural Gas Fertilizer Factory (NGFF). Titas Gas Tansmission and Distribution Company Limited (TGTDCL) was formed in 1964 and a 14 inch 50 mile transmission line from Titas gas field to Dhaka was commissioned in April 1968 with Siddirganj power station as a first customer. From Habiganj gas field an 8 inch 1.5 mile transmission line was laid and was commissioned in 1968 to the 103 MW gas turbine power station at Shahjibazar.

1.2 Present Organization of Gas Sector

The gas sector is organized into four distinct segments with individual companies responsible for exploration, production, transmission and distribution. The exploration and production of the upstream activities are managed by international oil companies (IOCs) co-existing with state-owned gas companies (SGCs). In contrast, the transmission and distribution of the downstream companies are being regulated by the recently formed Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) while in the upstream sector Petrobangla administers the production sharing contracts (PSCs) on behalf of the Government. The current Bangladesh Gas industry structure is shown in the figure 1.1.

Figure 1.1 Current Bangladesh Gas Industry Structure



The role of different companies involved in the exploration, production, transmission, distribution and marketing activities is outlined below:

1.2.1Bangladesh Exploration and Production Company Limited (BAPEX): It is the lone public sector company conducting exploration of oil and gas in the country. The company was formed by separating the erstwhile exploration directorate of Petrobangla in 1989 and later on, in 1998 Bapex was restructured and is operating as an exploration and production company.

1.2.2Bangladesh Gas Fields Company Limited (BGFCL): This company was formed as a shell subsidiary company in early sixties. After liberation of Bangladesh, the Government bought out the stake and the Bangladesh Gas Fields Company Limited (BGFCL) was incorporated in 1975 as national company. Today, BGFCL is the largest gas production company of the country.

1.2.3 Sylhet Gas Fields Limited (SGFL): This company was incorporated in 1982 and is now the second largest national production company of the country.

1.2.4Gas Transmission Company Limited (GTCL): This company was incorporated a public limited company on 14th Dec 1993 under Companies Act 1913. The company was formed as a high-pressure transmission company to eventually take over all high-pressure transmission pipelines of the country for a centralized operation. It evacuates gas from National Production Companies as well as International Oil Companies operating under PSCs. At present GTCL owns and operates 931 KM of high pressure transmission pipelines. It also owns and operates the national gas grid SCADA for effective and centralized control.

1.2.5Titas Gas Transmission and distribution Company Limited (TGTDCL): It is the largest and oldest gas transmission and distribution company of the country, incorporated in 1964 with franchise area extending over the greater Dhaka and Mymanshing district. The Company still owns 614 km high–pressure gas transmission pipeline.

1.2.6Bakhrabad Gas Distribution Company Limited (BDCL): This company was originally established as a vertically integrated company to deal with gas production, transmission and distribution with the Bakhrabad Gas Fields as its source. Later on, it was transformed into an exclusive transmission and distribution company with the transfer of Bakhrabad Gas Field to BGFCL. Its franchise area is greater Comilla district, Noaklhali, Chittagong and Chittagong Hill tracts. Recently (2009) Chittagong and Chittagong Hill Tracts

Dhaka University Institutional Repository

area were handed over to the newly formed distribution company KGDCL and BDCL got Brahmanbaria district area from TGTDCL. BDCL still hold 95 km high –pressure transmission line.

1.2.7Jalalabad Gas transmission and distribution System Limited (JGTDSL): Incorporated in 1986, the Jalalabad Gas Transmission and Distribution Systems Limited (JGTDSL) supplies gas to the customers in its franchise area consisting of the Sylhet division.

1.2.8Pashchimanchal Gas Company Limited (PGCL): It is the fourth gas distribution company incorporated in 1999 for distributing and marketing of natural gas in the areas West of the Jamuna river covering the Rajshahi division.

1.2.9Sundarban Gas Company Limited (SGCL): It is the fifth gas distribution company established to supply natural gas through distribution network in the Khulna area and towns adjacent to the new transmission pipeline to Khulna.

1.2.10Karnafhuli Gas Distribution Company Limited (KGDCL): It is the sixth and newest gas distribution company incorporated in 2009 for distributing and marketing natural gas in the areas of Chittagong and Chittagong Hill tracts area.

1.2.11Rupantarita Prakritick Gas Company Limited (RPGCL): This company was incorporated in 1987 to promote and market compressed natural gas (CNG). The company supports conversion of vehicles to CNG to popularize the use of CNG. Later on, the company was also given the responsibility of production, transportation and distribution of LPG, Petrol and Diesel. With the gradual shift of CNG conversion and CNG retailing activity to private sector, RPGCL is now concentrating more on evolving necessary code and standards, providing advisory services and act as a supervisory entity.

The activities of the Petrobangla and group companies are reviewed and examined by the Public Accounts Committee and the Parliamentary Standing Committee of the Ministry of Power, Energy and Mineral Resources.

1.3 SUPPLY CHAIN

There are two major sources of supply of natural gas (a)IOCs (Chevron, Cairn. Niko, Tallow) and (b)three national gas companies (BGFCL, SGFL, BAPEX). Petrobangla is the single buyer of all gas purchased from IOCs and is responsible to pay[1] for it. In addition to purchasing IOCs' share of gas, Petrobangla is mandated by the government to pay corporate tax for the IOCs.

Dhaka University Institutional Repository

Petrobangla buys gas from PSC contractors and specifies a delivery point on GTCL's transmission system. While some gas produced by state owned production companies is delivered into GTCL's transmission system, others gas is delivered direct into the pipeline network of the state owned gas distribution companies.

GTCL delivers gas from its transmission system either into the network of the distribution companies or to those bulk consumers (power stations/Fertilizer plants) connected directly to the GTCL transmission line.

Distribution companies supply gas to all consumers connected to their network distribution companies collect revenue from all consumers: and then pay:

- Petrobangla for the gas produced by IOCs and delivered into the GTCL transmission system.
- Production companies for gas delivered into the GTCL transmission system or direct into the distribution company's system.

GTCL is paid a wheeling charge set by the government for the volume recorded by the custody transfer meters at the delivery point from the transmission system. There are also levies for petrobangla and a relatively high Government's take in taxation.

From the current contract specimens, it is observed that currently the commercial relationships between a numbers of gas sector companies, particularly the state owned companies are not covered by formal contracts. The existing contracts with IPPs are well-structured contracts and address contractual and legal issues in details.

In the case of state owned bulk customers (BPDB power plants and BCIC Factories), most of the contracts are not complete and/or not signed, and this needs to be addressed. In all cases, the contract should be refurnished whenever here is an opportunity to do so. Most of the known problems with existing bulk customer contracts are not related to the contract framework itself. They often originate from the following reasons:

a)Contracts not formally signed or not formally implemented:

b)Non-compliance with contract terms;

c)Recurring late payments (in the case of BPDB in particular) on the grounds that the power company itself is affected by late payments from its own customers. Such situation must be corrected independently from the contract framework issues.

It is essential to note that all these contracts

Dhaka University Institutional Repository

a)are enforceable in law;

b)include all necessary provisions, technical, financial, commercial and fiscal;

c)provide for an effected arbitration process;

d)provide for a transition in gas prices, indexed against international fuel prices;

e)provide for independent regulation of gas transportation via transmission and distribution system by the BERC;

f) are breakable for both buyer and seller providing forward revenue (price and volume) certainly and an equitable sharing of risks.

Likewise, there are no formal contracts for the transportation service provided by GTCL and for which it is paid by the distribution companies.

1.4 REGULATION

BERC was enacted in March 2003 through act of the parliament with the objectives of creating a supportive environment for private investment in generation, transmission and distribution of power, gas and petroleum products; ensure transparency in management and operation of the energy sector; protect consumers' interest; and determine tariffs in a transparent way. The major functions of the BERC are issuing licenses to all energy entities, ensuring efficiency of energy utilities, setting standards and codes of energy appliances, introduce energy audit, ensuring a competitive market, resolving disputes between consumers and utilities providers, approving development schemes, and collecting, preserving, reviewing and publishing energy statistics.

As per BERC Act 2003, BERC is mandated to regulate transmission and distribution tariffs of gas while upstream activities are being regulated by the government which is solely responsible for regulating up-stream tariff wellhead price of gas supplied by the IOC's (through PSCs) and the three national production companies.

The functional responsibilities of the major institutions are as follows:

i)Government as the upstream regulator continues to fix commodity price of gas, which includes wellhead price of IOCs gas and gas produced by three different national production companies.

ii)BERC has the mandate to regulate (approve) tariff for transmission and distribution of gas.

iii) National Board of Revenue (NBR), Ministry of Finance is responsible for fixing government taxes (SD and VAT) according to Finance Act and VAT law. Finance Division of the Ministry of Finance is responsible for approving different financial incentives for the gas utilities.

iv)Licensee (Petrobangla)is to submit tariff revision proposal(s)for the approval of BERC.

1.5 CURRENT DEMAND AND SUPPLY SCENARIO

Production history of the country dates back to 1960 when Chhatak gas field started commercial production by supplying gas to the Chhatak Cement Factory. In 1962 Sylhet gas field started production and the lone customer was NGFF. Titas and Habiganj has fields went into production in 1968. Until 1983, these fours gas field supplied gas to consumers. In 1984, Kailastila was added to the list of producing fields. In this way the number of producing fields are added until 1990. Bangladesh relied predominantly on imported POL for its energy 'needs'. Beginning in the mid 1970's the country increasingly adopted the use of gas. The increasing high demand for natural gas during the 1980's reflected clearly the phenomenon of fuel switching. Currently out of 23 gas fields, 19 fields have so far been brought under production and production from two gas fields i.e., Chhatak and Kamta were suspended due to excessive water production. Notwithstanding the exception of these the two gas fields all others are operated by three national and four IOC's. **Table 1.1** reveals the Natural Gas Reserve scenario in Bangladesh.

Table 1.1 Natural Gas Reserve in Bangladesh

In BCF

Gas Field	Year of Discovery	Operating Entity	Recoverable reserve	Already recovered	Balance
Bakhrabad	1969	BGFCL	1049	660.60	381.40
Bianibazar	1981	SGFL	170.20	46.90	123.30
Habiganj	1963	BGFCL	3852.30	1453.40	2398.90
Jalalabad	1989	CHEVRON (IOC)	836.50	398.90	437.60
Kailastila	1962	SGFL	1903.30	394.60	508.70
Meghna	1990	BGFCL	119.60	35.90	83.70
Narshingdi	1990	BGFCL	215.10	74.20	140.90
Rashidpur	1960	SGFL	1401.20	410.40	990.80
Salda Nadi	1996	BAPEX	116.10	51.00	65.10
SANGU	1996	CAIRN	848.50	420.70	427.80
Sylhet	1995	SGFL	478.70	184.90	293.80
Titas	1962	BGFCL	5127.50	2705.20	2422.30
Fenchuganj	1988	BAPEX	282.80	45.20	237.60
Moulavibazar	1997	Chevron	359.60	84.90	274.70
Feni	1981	NIKO	129.60	59.50	70.10
Bangura	1999	Tallow	122.40	22.60	99.80
BIBIANA	1988	CHEVRON	2400.80	800.00	1600.80
		Total	19413.20	7848.90	10557.30

Table 1.2: Midterm Gas Demand Forecast (in MMSCFD)

Year / Sector	2007-08	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Power	234.28	257.60	278.20	300.50
Captive	80.23	102.40	120.90	142.60
Fertilizer	78.67	94.0	94.0	94.0
Industry	92.19	111.60	133.90	160.70
Commercial	6.6	7.0	6.80	7.30
Brick field (Seasonal)	0	0	0	0
Domestic	70.80	79.30	88.90	99.50
Tea-Estate	0.8	1.0	1.0	1.0
CNG	22.82	34.70	58.90	88.40
System loss	16.30	19.60	20.50	20.0
Total	600.86	707.00	802.50	913.90

Source: Bangladesh Economic Review, 2009 and Strategic planning Division, Petrobangla

Presently the developing economy of Bangladesh needs large volume of investment in the energy sector, particularly gas sub sector, in order to ensure the adequate supply of energy in line with increasing demand. However, in the absence of much needed investment, the gap between the supply and demand for energy is visibly getting wider as consumption demand is increasing and the increase in supply has failed to match with it. As per a recent news report, Bangladesh is in desperate situation with its natural gas. From position of surplus in 2001, the national grid has now significant deficit in 2009. This has happened despite the increase in production by 600 MMCFD over this time mostly from gas fields discovered in late 1990s.

The overall environment comprises a gas sector in which management is necessarily focused on addressing short-term crises with the result that there has been insufficient resource available to focus on long term planning in terms of assessing the requirements of the gas sector in Bangladesh for longer term. It is reported that Bangladesh has proven plus probable gas reserves to meet demand to 2025 only. Therefore, extensive activities for appraisal of known gas fields as well as exploration for new resource are much needed. The gas demand forecast for the next three years, which constitute the benchmark for the midterm planning based on forecast of sub groups of customers categories that show variable growth potential is as given in **Table1.2** Historically, power has been and continues to be the dominant sub category. To cater to the forecasted demand, Petrobangla has formulated a plan that includes the whole range of activity from exploration to marketing, taking into cognizance both the whole range of activity from

Dhaka University Institutional Repository

exploration to marketing, taking into cognizance both the public sector and private sector operators. The forecasted production scenario calls for expansion of gas production capability to about 913.90 bcf annually by 2010-11 to meet increasing demand. This will be complemented by expansion of the transmission and distribution network.

In terms of gas infrastructure, Bangladesh has 2,025 km of transmission lines and nearly 2,194km of distribution lines as on Jan 2010. The transmission system currently has no compressor stations and operates on the pressure from the producing fields. Lack of line pack is already leading to interruptions at times of peak off take. Distribution network covers the major population centers to the east of the Jamuna/Meghna rivers notably the greater Dhaka area, Sylhet and Chittagong.

Category wise gas connections upto January, 2010 are 57 power plants, 8 fertilizer plants, 1295 captive power generators, 5702 industrial users, 16,898 commercial users, 92 tea gardens, 12 brick fields, 516 CNG stations and 2,16,1209 domestic users. The total number of gas connection as on January, 2010 is 2,18,5789.

1.6 Pricing in Gas Sector in Bangladesh

Historically, natural gas tariff in Bangladesh was fixed on an ad-hoc basis by the Government. The different agencies involved in the formulation of Gas pricing policy used to be Ministry of Finance (MoF), The National Board of Revenue (NBR), the Ministry of Energy and Mineral Resources (MoEMR) and Petrobangla. Administered price mechanism has been in practice, which charges discriminatory prices among different categories of consumers. However, prices for different categories of users from 29th July 1968 to till date have been revised 28 times but the revisions lacked economic bases. Determination of natural gas prices has been a major cause of disagreement between the Government and the entities involved in the gas business in the country.

Table 3.2 represents the end user price charged from various categories of the consumers in Bangladesh. Although the prices from July 29, 1968 to 1st July 1998 were increased but the prices of bulk users like power producers and fertilizer industry remained the lowest. During the period from March 1994 to the end of November 1998 gas price remained unchanged for all categories of the users. In 1998, Gas companies were demanding 35% increase in the gas prices for end users, but Government raised the prices only by 15% for all categories of the consumers.

Dhaka University Institutional Repository

A media report suggested that keeping in view of the inflation in the country at that time, unit price of the natural gas actually declined in real terms (The Independent 25/02/1998).

1.7 How Supply and Demand Impact Gas Prices

The most basic Law of Economics in price determination is that of supply and demand. If the supply of any item is larger than the demand, the price will be low. If the supply drops below the demand, then prices increase. When it comes to gas prices, it is a bit more complicated.

1.7.1 Perceived Supply and Demand Also Affect Gas Prices

At the moment, there is actually quite a large supply of both tapped and untapped oil reserves on the Earth. Although demand has been increasing every year, the large supply we may keep the price pay relatively low. However, as everyone knows this is not so. That is because there is a perceived lack of supply, people believe that the supply of gas is limited, so they are willing to pay more for it. As soon as enough people are paying more, then the price is no longer artificially set high, it is set by the market.

1.7.2How Government Policy Affects Gas Prices

Yet with gas, there is much more going on than supply and demand. Gas is made from oil, and every country enacts its own oil policy. Some countries place large taxes on gas. The original point of the taxes may have been to encourage people to use more public transport, but as the tax revenue poured in, it became impossible to remove the tax. Now most gas taxes are simply in place to collect revenue. No government is willing to forgo the revenue by stopping the tax. In the United States, not only do you have a federal tax, but you also have state taxes on gas as well. That accounts for a lot of the difference in prices from one state to the next. But in Bangladesh the scenario is different. Single policy of tax is applicable for the whole country.

1.7.3 Gas Prices are Connected to Political Stability

Another key factor in gas prices is the state of international political stability. Most of the world's oil comes from the Middle East, a place that is always somewhat volatile. If a war breaks out (and Middle East wars happen in every few years), prices at the pump go up. Even if there is the threat of war in the Middle East, the mere suggestion can cause prices to travel up before even a shot is fired. The current stand-off with Iran is an example. Iran's drive for nuclear weapons has created an atmosphere of great tension in the Middle East. If any country were to strike Iran, the Persian Gulf would become blocked

Dhaka University Institutional Repository

and oil prices would double overnight. Recent Arab Spring, movement for democracy, has also impact on OPEC oil pricing. Nationally, a stable political environment helps government to fix-up the prices of gas in rational basis.

1.7.4 Gas Prices and the Fear Factor

On the other hand, should the world allow Iran and its bellicose leaders to obtain nuclear weapons, Iran can pretty much set whatever price it wants for its oil. Countries will pay out of fear. In many ways, while a strike against Iran would result in a brief, temporary spike in oil prices that would be far more preferable than allowing the world's second largest oil producer to artificially set prices. Fear can be an even more powerful stimulus to oil prices (and the price you pay at the pump) than supply and demand or even government policies.

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 2

Dhaka University Institutional Repository

2. Gas Pricing –Global Perspectives

2.1 Situation analysis – India

2.1.1 Gas Pricing

Prior to 1987, gas prices were fixed by Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) /Oil India Limited (OIL). The price is being fixed by Government w.e.f. 30.1.1987. The price of Administered Pricing Mechanism (APM) gas of ONGC and OIL was last revised effective 1.7.2005. The salient features of the revised pricing order effective 1.7.2005 are as follows:-

ONGC and OIL produced about 55 MMSCMD APM gas from nominated fields. The determination of producer price for this gas will be referred to the Tariff Commission. Till the Commission submits its recommendation and a decision is taken thereon, the consumer price of APM gas will be increased from Rs.2850/MCM to a fixed price of Rs. 3200/MCM on adhoc basis.

I. It has been decided that all available APM gas would be supplied to only the power and fertilizer sector consumers against their existing allocations along with the specific end users committed under Court orders/small scale consumers having allocations upto 0.05 MMSCMD at the revised price of Rs. 3200/MCM. This price is linked to a calorific value of 10,000 K.cal/cubic metre. However, the gas price for transport sector (CNG), Agra-Ferozabad small industries and other small scale consumers having allocations upto 0.05 MMSCMD would be progressively increased over the next 3 to 5 years to reflect the market price.

II. The gas supplies through GAIL (India) Limited (GAIL) network to non-APM consumers will be at the price at which GAIL buys from Joint Venture (JV) producers at landfall (Wellhead) point, subject to a ceiling of ex-Dahej Regassified liquefied Natural Gas (RLNG) price of US$3.86/MMBTU for the current year i.e. 2005-06. For the North-East region, Rs.3200/MCM will be considered as the market price during 2005-06.

III. The price of gas for the North-Eastern region will be pegged at 60% of the revised price for general consumers. Thus, the consumer price for the North-East region will increase from the existing price of Rs.1700 to Rs.1920/MCM.

IV. Subject to the determination of producer price, based on the recommendations of the Tariff Commission, any additional gas as well as future production of gas from new

Dhaka University Institutional Repository

fields to be developed in future by ONGC/OIL will be sold at market-related price in the context of National Exploration & Licensing Policy (NELP) provisions.

2.1.2 REGULATORY FRAMEWORK FOR THE GAS INDUSTRY-India

The Ministry of Petroleum & Natural Gas (MOP&NG) has been regulating the allocation and pricing of gas produced by ONGC and OIL by issuing administrative orders from time to time. The gas produced by the JVs and by NELP operators is governed by the respective production sharing contracts (PSC) between the Government and the producers. The setting up of a Petroleum & Natural Gas Regulatory Board is under the consideration of the Government and the bill is being drafted.

Under the existing policy, 100% Foreign Direct Investment (FDI) is allowed through the FIPB route for both Liquified Natural Gas (LNG) projects and natural gas pipeline projects. Import of LNG and natural gas is on OGL. If an entity requires the acquisition of Right of User (ROU) in land, it approaches MOP&NG for the acquisition under the Petroleum & Mineral Pipelines (Acquisition of Right of User in Land) Act, 1962 (P&MP Act, 1962). The draft natural gas pipeline policy covering transmission pipelines and local or city gas distribution networks is under formulation, with proposed provision in line with those under the draft regulatory board bill.

Recently NELP colleted data and suggestion from various IOC's operating in India and national companies to formulate transparent guidelines for approving gas price formula/basis for giving government approval under the production sharing contracts (PSCs).

2.1.3 Committee Recommendation on Gas Pricing :

Ministry of Petroleum & Natural Gas (MOP&NG) of India constitutes a committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula/basis for giving government approval under production sharing contract. Committee took comments from various stakeholders **(Annexure-A)** of India about this matter and finally given a recommendation which is as follows:

"Natural gas pricing is a complex and evolving concept, though the share and importance of natural gas in the total energy basket is growing steadily. Similarly, the global natural gas market is also at an evolutionary stage. Being essentially different from crude oil and other liquid fuels in terms of storage and transportation requirements, its market has not yet

Dhaka University Institutional Repository

acquired a fully integrated international character with benchmarked prices. Regional markets are operating on regional considerations in the USA, Europe and Asia-Pacific. The trend in the international market shows a growing international trade in LNG/ piped natural gas as also an increasing share of spot trading. However, in terms of pricing of natural gas, it can be seen that until gas-to-gas competition develops, its price tends to get linked to other liquid fuels. But in matured markets having gas-to-gas competition, pricing of natural gas is emerging out of the shadow of liquid fuels.

In so far as the Indian gas market is concerned, traditionally, the gas produced by National Oil Companies (ONGC & OIL) has been sold at a controlled price linked to a basket of fuels oils. With the advent of New Exploration Licensing Policy (NELP), however, all fresh natural gas production is to be sold in the open market at a competitively determined price. The so called controlled APM gas is, therefore, a declining basket. But the volumes of free gas (as distinct from APM gas) are still limited. The R-LNG contract with Qatar brought in some additional volume. However, with large discoveries in the Krishna-Godavari Basin in the recent years, the Indian gas market is poised towards growth and maturity after 2008 and beyond. Simultaneously, more and more LNG and possibly transnational pipeline gas is likely to enter the country in the years to come and, eventually, the domestically produced gas in India would have to not only compete with itself but also with imported LNG/ transnational pipeline gas.

As already made clear in the previous chapter, the Committee did not go into the principles of natural gas pricing as such. The various stakeholders whose comments were invited by the Committee have dwelt at length with the subject and have given detailed suggestions on the principles of natural gas pricing. As expected, they have dealt with the subject from their respective points of view and perspectives. The Committee confined its attention to its limited mandate of valuation of natural gas for the purposes of government take in situations where "arms length transaction has not been possible. The Committee, however, took note of the suggestions, etc made by the various stakeholders, which were relevant to its mandate.

After considerable discussions, the Committee came to the view that in all situations where a price discovery through competitive bidding is possible, there should be no need to apply any other principle for valuation of gas. The Committee felt that in cases where the actual supply of gas has not yet commenced, the process of price discovery through the open market

Table2.1

Year			2002-03	2003-04	2004-05	2005-06
FO	CIF Price (Annual Average) $/ MMBTU		3.962	3.896	4.462	7.030
	%age Variation in CIF Price	Over Previous year		-1.67%	14.52%	57.55%
		Over Year before Previous Year			12.61%	80.43%
		Over 2002-03				77.43%

Assumptions:

1	CIF cost of HSFO 180 cst Arab Gulf is based on yearly average of monthly FOB prices as per Platts'. Freight & Insurance cost is as per actual past trends. (Source: PPAC)
2	CIF cost (USD/ Tonne) converted into energy terms (considering calorific value of HSFO at 10,219 Kcal/ Kg and 1 Btu = 0.252 K Cal)

Index Numbers

		2002-03	2003-04	2004-05	2005-06
A	Over Previous Year		0.983	1.145	1.576
	Over Year *before* Previous Year			1.126	1.804
	Over 2002-03				1.774

Note: Index numbers computed by taking percentage variation in CIF prices of HSFO for respective years.

The Committee would, however, like to reiterate that whenever the actual supply of gas has not yet begun, the discovery of price and the contract through a competitive bidding process must be preferred. Only where such a course of action is conclusively beyond the control of the parties and the supply has commenced, the above approach may be adopted for the purposes of valuation of gas to determine the Government take. The Committee was conscious of the fact that the approach that it recommends should not only be logical, consistent with extant policy and, as far as possible, balance the considerations of the producers, consumers, government as well as the economy but it should also be able to act as a deterrent for any departure from the competitive bidding process. The Committee felt that if any producer has actually supplied gas to any consumer at a price, which is not determined through a competitive bidding process, the government take (royalty and profit petroleum, etc.) may be determined on the basis of the approach recommended in paras 3.5 to 3.7 by the Committee and the producer should be liable for ensuring such payments. How the resultant

Dhaka University Institutional Repository

additional burden may be shared between the producer and the consumer, it should be left to them to mutually decide. The Committee would like to clarify that the price of natural gas derived as per its recommendations would only serve as the floor. If, however, the price at which any producer has supplied gas to any consumer happens to be higher than the one arrived at by the methodology suggested by the Committee, then the higher price would be reckoned for the purposes of Government take.

An ideal situation would be when the approach suggested by the Committee is not required to be used at all. If the eventuality does arise, the task of making the actual calculations based on the suggested approach may be carried out jointly by DG, DGH and Director, PPAC based on available authentic data. They would identify the most recent market determined price/ contract in the region and work out the indexation factor as suggested. Besides, they would also recommend any adjustment, etc required on account of any departures from the terms and conditions of the reference contract. Thereafter, it would be the responsibility of DGH to ensure that the producer remits the government take accordingly.

2.2 Situation analysis - Pakistan

Pakistan has limited natural gas deposits. At present, recoverable natural gas reserves in Pakistan are 32 Trillion Cubic Feet (TCF) and Reserve to Production (R/P) ratio based on current production of 3.7 Billion Cubic Feet per Day (BCFD) is 23 years. One of the significant developments in local gas market is the increase of natural gas share in primary energy supply mix from about 40% in 1999-2000 to over 52% in 2004-05 in about five years. If the demand/supply trend of past five years is maintained, the R/P ratio reduces significantly necessitating urgent need to increase natural gas supply. The Government of Pakistan has accordingly placed the highest priority to (a) enhance indigenous natural gas supplies through intensified exploration efforts, and (b) import natural gas through pipeline from neighbouring countries as well as LNG. While the Federal Government is making concerted efforts to enhance natural gas supplies to meet growing demand, it is extremely important to establish a natural gas allocation and management plan to promote efficacious utilization of precious depleting natural resource particularly given the dominant role of natural gas in domestic energy landscape. Therefore, the Federal Government has set out these policy guidelines for the purpose in the paragraphs that follow.

Dhaka University Institutional Repository

2.2.1CURRENT POSITOIN

CONSUMERS' MIX

As on 30th June 2005, natural gas is being supplied to various categories of consumers that are either connected to the pipeline system or independent pipeline network directly from Exploration and Production (E&P) Companies as per details given below:

A)On the SNGPL/SSGC system Percentage load	
Domestic Sector	15.6
Commercial Sector	2.4
Fertilizer Plants	5.2
Industrial Units	19.4
WAPDA's and KESC Power Plants	32.5
Cement Plants	1.2
Captive Power Plants	4.2
CNG	0.5
Sub-Total (A)	**81**
B)On independent network Percentage load	
Fertilizer Plants	8.5
WAPDA's and KESC Power Plants	7.2
Independent Power Plants	3.3
Sub-Total (B)	**19**
Grand Total (A+B)	**100**

2.2.2 EXISTING DEMAND MANAGEMENT-Pakistan

At present, natural gas demand on the system during peak winter load period or short supplies from E&P companies is met through following management programme:

(a) Domestic and commercial consumers get continuous gas supply;

(b) Fertilizer plants are supplied continuous gas;

(c) Gas supply to industries having nine month contracts are curtailed or totally disconnected;

(d)Power plants get gas supply after meeting the requirements of domestic, commercial, fertilizer and industrial sectors; and

(e) Cement plants are supplied gas on "as and when available" basis.

Dhaka University Institutional Repository

2.2.3GAS ALLOCATION CRITERIA-Pakistan

For provision of new gas connections to consumers from the network system, the Gas Utility Companies will market gas under the following guidelines:

- Gas supply to consumer in the Domestic Sector will be as per yearly target determined by the Federal Government.
- Gas supply to consumers in Commercial Sector will be encouraged.
- Gas allocation for the Fertilizer Sector will be made by the Federal
- Government keeping in view the domestic needs and gas supply position.

➢ **Gas supply to the consumers in the General Industrial Sector will be based on the following criteria:**

a) To the extent of process gas, the gas supply will be made on twelve months basis; and

b) Assured gas supply for all other usages will be for nine months basis and for the remaining period, gas supply will be on the best effort basis.

➢ **Gas supply to all consumers in the Power Sector other than Captive Power sector will be regulated as under:**

a) All those existing consumers in Power Sector who have yet to sign Gas Sales Agreements (GSAs), will sign GSAs with the respective Utility Company within six months;

b) Assured gas supply to all existing consumer in Power Sectors will be on nine months basis and for remaining period, gas supply will be on the best effort basis unless otherwise specified in the GSA; and

c) For new power generation, only those plants having combined cycle dual fired power technology will be supplied gas for the contract period with appropriate safeguards to protect the interest of the gas supplier and/or the Federal Government against non-availability or curtailment of gas supplies for events beyond their reasonable control.

➢ **Gas supply to all consumers in Captive Power Sector will be made after first meeting the requirement of Domestic, Fertilizer, Commercial, Industrial, and Power (both WAPDA/KESC and IPPs) Sectors on the following basis:**

(a) Those dual fired power plants with a capacity of upto 50 MW, which employ combined cycle or cogeneration technology, shall be encouraged for allocation of gas. In order to

ensure the optimal gas use for power generation. industrial units collectively setting up merchant power plants for self-consumption only will also be included in this category.

(b) Gas supply for self-power generation would be on "as and when available basis" at different locations.

(c) The pipeline extension, if required, would be at the cost of the sponsor of the industrial unit.

- **Supply of gas to Service Industry for captive power generation will be subject to the following:**
  a) The sponsor makes an investment of over Rs. 500 million; and
  b) The gas load does not exceed 1 MMCFD.
- Gas supply to CNG Sector will be continued as per existing arrangement. Cement Sector will receive gas supply on "as and when available basis". Gas supply to any special project of strategic nature will be given priority. Gas supply from independent network will be made to Fertilizer Sector and Power Sector as allocated by the Government or any special project of strategic nature with the approval of the Federal Government.
- **For any project other than an IPP, requiring gas load in excess of 10 MMCFD, the allocation will be made subject to the following:**
  a) The project sponsor shall make payment of commitment fee to the Federal Government on monthly basis as per the following formula till the GSA is initialed by the contracting parties and submitted to Oil & Gas Regulatory Authority (OGRA) for approval. In case the initialed GSA is not submitted to OGRA for approval within 24 months from the issuance of the allocation letter, the allocation will automatically stand expired:- Monthly Payment = Allocated daily quantity in MMBtu X Rs. 30 (US $0.5) /MMBtu. The first monthly payment of the commitment fee will be made within 30 days after issuance of the allocation letter.
  b) If the project sponsor fails to make the above payment(s) within a maximum of 30 days after it becomes due, the gas allocation will automatically stand expired.
  c) The aforesaid payments will be non-refundable.The cost of pipeline and other infrastructure for supplying gas to industrial consumers will be borne by gas Utility Companies on the basis of a transparent and objective criteria which shall be presented to

and approved by the respective Board of Directors within a period of three months of issuance of this policy.

2.2.4 PROPOSED LOAD MANAGEMENT POLICY-Pakistan

To ensure optimal utilization of natural gas for the best socio-economic development of the country, the merit gas dispatch order outlined in sub-sections below will be observed during high demand and/or short supply periods.

For the consumers connected to the system, following priority order will be observed by Gas Utility Companies:

S.No	Category of Consumers	Priority Order
1	Domestic and Commercial Sectors	First
2	i) Fertilizer Sector; and ii) Industrial Sector to the extent of their process gas	Second
3	Independent Power Plants as well as WAPDA and KESC's Power Plants having firm gas supply commitment under GSAs.	Third
4	General Industrial and CNG Sectors	Fourth
5	i) WAPDA's and KESC Power Plants other than those listed against S.No. 3 above. ii) Captive Power Sector.	Fifth
6	Cement Sector	Sixth

For the consumers on independent network, gas supply will be made in the following priority order:

S.No	Category of Consumers	Priority Order
1	Fertilizer Plants	First
2	Power Sector including WAPDA, KESC and IPPs havingfirm gas supply commitment under GSAs.	Second
3	Power Sector other than those listed against S.No. 2 above.	Third

Dhaka University Institutional Repository

2.2.5 Gas Pricing Policy in Pakistan

For all gas pricing, a Reference Crude Price (RCP) equal to the C&F price of a basket of Arabian/Persian Gulf Crude Oils imported in Pakistan during the first six months period of the seven months period immediately preceding the relevant price notification period (Import Basket) as published in an internationally recognized publication acceptable to the parties will be used. C&F price will be arrived at on the basis of FOB price of imported crude oils into Pakistan plus freight on AFRA, which is deemed chartered rate.

The gas pricing shall be calculated according to the following formula:

Pg = Pm * Dz / Cf

Where **Pg** is the Gas Price in USD per MMBTU
Pm is the Applicable Marker Price in USD per barrel determined as follows:
When RCP is upto USD 20/barrel, **Pm** equals RCP;
When RCP is higher than USD 20/barrel and not over USD 30/barrel,
Pm equals 20 plus 50% of the incremental RCP above USD 20/barrel;
When RCP is higher than USD30/barrel and not over USD 40/barrel,
Pm equals 25 plus 30% of the incremental RCP above USD 30/barrel;
When RCP is higher than USD 40/barrel and not over USD 70/barrel,
Pm equals 28 plus 20% of the incremental RCP above USD 40/barrel;
When RCP is higher than USD 70/barrel and not over USD 100/barrel,
Pm equals 34 plus 10% of the incremental RCP above USD 70/barrel
The RCP ceiling of USD 100/barrel would be reviewed after every five years or as and when the pricing dynamics significantly change in the international market.
Dz is the zonal index which shall have the value of 67.5% for Zone III; 72.5% for Zone II, 77.5% for Zone I /Zone O (Offshore shallow) and 82.5% for Zone O (Offshore deep & ultra deep).
Cf is the Applicable Conversion Factor, the weighted average of the heating values expressed in MMBTU per barrel for the basket of Arabian/Persian Gulf Crude Oils imported in Pakistan.
Illustration of the gas price working under Petroleum Exploration & Production Policy 2009 at C&F price of US$ 35/barrel & US$ 140/barrel is attached as **Annexure B.**

Accordingly wellhead gas price of various fields in Pakistan is shown in **Annexure C.**

Dhaka University Institutional Repository

2.2.6 Associated Gas Pricing

The price for associated gas shall be equal to the price of non-associated gas in the respective Zones.

2.2.7 Royalty Calculation in case of Sale of Gas to Third Parties

For the purpose of calculating the amount due by way of royalty, the value of the petroleum produced and saved shall be determined by using actual selling price in the following manner, namely:-

(a) If the petroleum is sold to the national market, the actual selling price means the price determined in accordance with the relevant sale and purchase agreement between the petroleum right holder and the Government or its designee less allowed transportation cost beyond the delivery point.

(b) In all other cases, the actual selling price means the greater of-

(i) the price at which the petroleum is sold or otherwise disposed of less allowed transportation costs; or

(ii) the fair market price received through arm's length sales of the petroleum less the allowed transportation costs; or

(iii) the price applicable to the sales made under sub-rule (a) above.

According to the policy the end user gas price (tariff) of Pakistan is shown in **Annexure D.**

Gas Price tariff regime is shown in **Annexure E.**

2.2.8 The Tight Gas and its pricing in Pakistan

Tight gas is defined as a natural gas that:

(i) the company demonstrates to the satisfaction of the Federal Government and the Provincial Government concerned that it can not flow naturally at commercial rates with conventional methods despite of having hydrocarbon reserves; and

(ii) requires advanced technologies for its exploitation/production such as high performance perforation, hydraulic fracturing, horizontal wells, multilateral wells &/or infill drilling or combination of these technologies or any new technology acceptable to the Regulator; and

(iii)has estimated value of effective permeability less than "1.0 milli Darcy (mD)" as determined pursuant to clause-5 of this policy. Reservoir hosting Tight Gas in-situ is

Dhaka University Institutional Repository

defined as "Tight Gas Reservoir" and gas reserve trapped therein is defined as "Tight Gas Reserve" Wells having effective permeability of more than"1.0 mD" shall be classified as conventional wells {Tight Gas (Exploration & Production) Policy 2011}.

2.2.9 Tight Gas pricing

In order to exploit Tight Gas Reserves, 40% premium would be given over the respective zonal price of Petroleum Policy 2009. However in order to encourage the companies to fast track development & production of tight gas, an additional 10% premium would be given for those volumes that are brought into production within 2 years of announcement of this policy. For example if a field "A" produces 300MMCFD with in two years of the announcement of this Policy, it would be entitled to 50% premium for 300 MMCFD gas only. Any subsequent addition in volumes after expiry of the two years period would be entitled to 40% premium only. The working interest owners shall have the right to sell the gas to third parties within Pakistan at mutually negotiated prices between the Seller and the Buyer.

2.3 Pricing Methodology for Natural Gas-Vietnam

This main section argues that Vietnam's urgent need for a generic approach to gas pricing must be addressed by first implementing a competitive gas pricing methodology linked to internationally-priced coal in the power generation market (possibly within a government-recommended band). This methodology will not only allow gas to compete against coal as a fuel for base-load power generation but will also lead to economically efficient development of Vietnam's gas and coal resources. Once a wholesale competitive gas market is introduced and workable competition is established, competitive gas pricing can transition to pricing negotiated between gas buyers and gas sellers without government constraints.

2.3.1 A generic gas pricing methodology of Vietnam

The creation and implementation of a gas pricing methodology would have an early, positive effect on investment and activity in the sector. It is therefore recommended as the first priority for change in the state management of this industry. Vietnam's gas sector urgently needs a generic gas pricing methodology for two principal reasons.

Dhaka University Institutional Repository

- First and most important, its absence seriously handicaps gas development in Vietnam. It leaves producers and consumers without guidance for price estimation. This estimation is a central element for the economic evaluation of their projects. Without this guidance, upstream investors cannot confidently evaluate their probable returns from exploration and development, the Government cannot assess and optimize its fiscal revenues from gas development, and gas consumers have no basis to estimate their costs for gas supplies. Without a generic pricing framework, it is also difficult for Vietnam to guide economically efficient development of its energy resources, particularly natural gas and coal which are critical for power generation and continuing economic growth.

- Second, a generic gas pricing methodology can be designed to simulate probable competitive market behaviors. Presently, there is insufficient gas seller and buyer competition to create the functioning market which is the government's long-term policy objective. However an appropriate gas pricing methodology can achieve some of the benefits of market competition and help pave the way towards that objective. The international experience with gas pricing suggests that Vietnam can benefit significantly from a generic pricing methodology. Vietnam currently follows an approach to gas pricing which generally involves separate negotiations for each project. The experience of Pakistan and Bangladesh in the 1990s and Canada in the period 1975-85 shows that shifting to generic gas pricing linked to international fuel prices can help increase upstream investment to meet gas demand. This would allow all stakeholders, particularly upstream developers, to gauge risk using their own projections of these fuel prices. In Vietnam, the nature of such a generic gas pricing policy is to be shaped by the Natural Source and Energy Division (NSED)'s guidance on this topic in two areas: market-based pricing and integration of domestic energy resource development with international energy market trends.

Report on Generic gas pricing methodology based on the NSED's guidance and the experience of a number of countries, appropriately adapted to the particular situation and needs of Vietnam's gas sector is attached in **Annexure -F**.

2.4 Canadian gas market

2.4.1 Natural Gas - Current Market Conditions July-September 2011

During the summer months, natural gas markets in Canada and the U.S. will respond largely to weather fluctuations, as shifts in temperature will impact demand and influence prices. Projected weather forecasts for the next three months call for warmer than average temperatures, which will be reflected in increased natural gas demand for power generation due to greater use of air conditioning. Forecasts have called for an active 2011 hurricane season. If those forecasts materialize, production from the Gulf of Mexico may be disrupted, reducing available supply and causing prices to increase. Rates of production in Canada and the U.S., the pace of industrial demand growth, and the availability of LNG imports may also influence natural gas price fundamentals.

Steady production levels of natural gas over the next three months will likely keep the price of natural gas between US$4.50-5.00/MMBtu, similar to pricing we have seen during the first week of June. Prices going into the summer of 2011 have steadily risen due to warmer temperatures in eastern Canadian and eastern U.S. markets. Prices during the spring remained within the US$4/MMBtu to US$5/MMBtu range, ending June at the $US4.75/MMBtu mark and these levels should continue throughout the summer.

Canadian drilling activity for natural gas over the winter and spring period was at its lowest level since early 2003. U.S. drilling activity for natural gas has declined from previous peaks and is increasingly focused on shale gas development in the Eagle Ford and Marcellus plays. Although the shale gas wells in Eagle Ford and Marcellus are not as productive as those in the Haynesville Shale, they are quicker to drill resulting in similar amounts of natural gas being brought into production. Production of natural gas over the July to September period in Canada and the U.S. is expected to average 73 Bcf/d, slightly lower than current production

Storage levels continue to track along the five-year average, but remain below last year's levels. Storage levels midway through June for both Canada and the U.S are slightly above 2.5 Tcf which is below last years' storage levels by 13%. Storage levels for the beginning of July 2010 were at close to 3.3 Tcf. Storage levels for the beginning of July 2011 are on pace to reach

Dhaka University Institutional Repository

3.0 Tcf. Injection rates for 2011 are below last year's levels and it is not expected that final storage volumes in October will be greater than last year. Nevertheless, ample storage volumes will be available over the winter period, when demand increases.

Net-imports of liquefied natural gas (LNG) into North America have remained relatively low over the past few months averaging around 1.4 Bcf/d. Low prices, and ample domestic supplies have discouraged significant imports of LNG. Also, markets in Asia specifically Japan continue to receive the majority of LNG cargoes to assist in power generation due to the outages of Japanese nuclear facilities. Overall, 2011 North American imports of LNG are projected to be smaller than last year.

In addition to weather-related drivers for natural gas demand, growth of industrial activity over the spring has been a significant factor in increasing demand. Industrial demand is expected to grow between 0.8Bcf/d to 1.2 Bcf/d over the outlook period. Although supply chain issues in the automotive sector still exist due to the Japanese crisis, manufacturing continues to grow throughout the U.S. In some regions, particularly the eastern U.S. gas prices remain competitive with coal, causing coal displacement in electricity generation and furthering demand for natural gas.

Price Pressures

Natural Gas

- **Increased industrial demand** *(upward pressure)* ↑
- **Coal-to-gas switching in power generation** *(upward pressure)* ↑
  If natural gas prices are sufficiently competitive to displace more coal as fuel for power generation; in some cases, gas units are moving from peaking service to base-load generation.
- **Weather related demand** *(upward pressure)* ↑
  Potential increase in gas use for air conditioning and possible rise in number of tropical storms and hurricanes affecting Gulf of Mexico production.
- **Stable production levels of natural gas** *(downward pressure)* ↓
- **Above average hydroelectric output** *(downward pressure)* ↓
  High levels of precipitation in the Pacific Northwest may lead

2.4.2 Natural Gas - How Canadian Markets Work

The Canadian and U.S. natural gas markets operate as one large integrated market. This means that events in any region such as changes in transportation costs, infrastructure constraints or weather will have effects on the other regions. Most Canadian and U.S. natural gas production comes from areas roughly following the continental divide, from the Gulf of Mexico to the Northwest Territories. Demand is spread across the continent but is concentrated in densely populated areas and in areas of intense industrial activity. Canadian gas production is connected to the North American gas market through a network of thousands of kilometres of pipelines that allows buyers to purchase and transport natural gas from a number of supply sources across the continent.

The price is made up of three parts: the cost of the natural gas (known as the commodity cost), the pipeline transportation cost and the distribution cost. Generally, the transportation and distribution costs are regulated by government agencies and tend to change moderately over time. The commodity cost makes up most of the final cost to consumers and will change in response to supply and demand conditions and can be much more volatile. It is important to note that residential households enjoy some protection from sudden price fluctuations, both when prices are rising or falling. This is partially because residential bills may not reflect daily fluctuations in market prices but instead the overall cost of their local distribution company (LDC) or supplier's portfolio of natural gas and prices.

The Henry Hub, an intersection of numerous pipelines in Louisiana, is the pricing point for natural gas traded on the New York Mercantile Exchange (NYMEX). As such, many gas market transactions in North America are based on the pricing at Henry Hub. The AECO-C hub in southeast Alberta is the main Canadian pricing point. The price of gas traded at these hubs is publicly available and establishes a commodity cost of natural gas.

Natural gas prices have been extremely volatile in recent years. A lack of spare productive capacity in North America resulted in tight market conditions that have contributed to high and volatile natural gas prices since 2001. However, growing production from shale and other unconventional gas resources in North America has helped to offset the ongoing decline in

Dhaka University Institutional Repository

conventional production, easing the tight supply demand balance, and contributing to the decline in gas prices starting from the second half of 2008. Since then, growing production in North America combined with lower demand for natural gas due to the economic slowdown has resulted in the ongoing low price environment for natural gas.

Natural gas pipelines transport large volumes of gas at high pressure over long distances from supply sources to market centres. The Canadian gas market is served by several major pipelines (most of which are regulated by the National Energy Board (NEB)), which also interconnect with the U.S. pipeline grid at about a dozen export points. As a result, market pressures in one region are rapidly transmitted to other regions. As an example, gas production and pipeline disruptions resulting from hurricanes in the Gulf of Mexico quickly caused natural gas prices to rise across the continent.

Distribution systems are the retail part of the pipeline industry. Local distribution companies (LDCs) receive gas from pipelines and deliver it to end users, such as homes, within a franchise area. The LDCs are regulated by provincial regulatory boards or commissions, or directly by provincial governments.

While natural gas production is fairly consistent year round, demand for natural gas peaks in the winter due to space heating use. To help bridge the gap between supply and demand, natural gas storage was developed. In Canada, the majority of gas storage is split between Ontario and Alberta. Natural gas storage allows production levels and pipeline volumes to remain fairly constant during the year despite seasonal swings in demand. Gas storage near market areas is very useful for responding to sudden changes in demand caused by weather extremes. In these ways, storage acts as a buffer between production and consumption, and helps to reduce costs to transport and distribute gas from the wellhead to the consumer.

2.5 Natural Gas Market situation in America

Natural gas marketing is a relatively new addition to the natural gas industry, beginning in the mid-1980's. Prior to the deregulation of the natural gas commodity market and the introduction of open access for everyone to natural gas pipelines, there was no role for natural gas marketers. Producers sold to pipelines, who sold to local distribution companies and other large volume

Dhaka University Institutional Repository

natural gas users. Local distribution companies sold the natural gas purchased from the pipelines to retail end users, including commercial and residential customers. Price regulation at all levels of this supply chain left no place for others to buy and sell natural gas. However, with the newly accessible competitive markets introduced gradually over the past fifteen years, natural gas marketing has become an integral component of the natural gas industry. In fact, the first marketers were a direct result of interstate pipelines attempting to recoup losses associated with long term contracts entered into as a result of the oversupply problems of the early 1980s.

Natural gas marketing may be defined as the selling of natural gas. In even looser terms, marketing can be referred to as the process of coordinating, at various levels, the business of bringing natural gas from the wellhead to end-users. The role of natural gas marketers is quite complex, and does not fit exactly into any one spot in the natural gas supply chain. Marketers may be affiliates of producers, pipelines, and local utilities, or may be separate business entities unaffiliated with any other players in the natural gas industry. Marketers, in whatever form, find buyers for natural gas, ensure secure supplies of natural gas in the market, and provide a pathway for natural gas to reach the end-user. It is natural gas marketers that ensure a liquid, transparent market exists for natural gas. Marketing natural gas can include all of the intermediate steps that a particular purchase requires; including arranging transportation, storage, accounting, and basically any other step required to facilitate the sale of natural gas.

Essentially, marketers are primarily concerned with selling natural gas, either to resellers (other marketers and distribution companies), or end users. On average, most natural gas can have three to four separate owners before it actually reaches the end-user. In addition to the buying and selling of natural gas, marketers use their expertise in financial instruments and markets to both reduce their exposure to risks inherent to commodities, and earn money through speculating as to future market movements.

In order to more fully understand the role and function of natural gas marketers, it is helpful to have an understanding of the basics of natural gas markets.

Dhaka University Institutional Repository

2.5.1 Natural Gas as a Commodity

Natural gas is sold as a commodity, much like pork bellies, corn, copper, and oil. The basic characteristic of a commodity is that it is essentially the same product no matter where it is located. Natural gas, after processing, fits this description. Commodity markets are inherently volatile, meaning the price of commodities can change often, and at times drastically. Natural gas is no exception; in fact, it is one of the most volatile commodities currently on the market. The graph below shows the

The price of natural gas is set by market forces; the buying and selling of the commodity by market players, based on supply and demand, determines the average price of natural gas. There are two distinct markets for natural gas: the spot market, and the futures market. Essentially, the spot market is the daily market, where natural gas is bought and sold 'right now'. To get the price of natural gas on a specific day, it is the spot market price that is most informative. The futures market consists of buying and selling natural gas under contract at least one month, and up to 36 months, in advance. For example, under a simplified futures contract, one could enter into an agreement today, for delivery of the physical gas in two months. Natural gas futures are traded on the New York Mercantile Exchange. Futures contracts are but one of an increasing number of derivatives contracts used in commodities markets, and can be quite complex and difficult to understand.

Natural gas is priced and traded at different locations throughout the country. These locations, referred to as 'market hubs', exist across the country and are located at the intersection of major pipeline systems. There are over 30 major market hubs in the U.S., the principal of which is known as the Henry Hub, located in Louisiana. The futures contracts that are traded on the NYMEX are Henry Hub contracts, meaning they reflect the price of natural gas for physical delivery at this hub. The price at which natural gas trades differs across the major hubs, depending on the supply and demand for natural gas at that particular point. The difference between the Henry Hub price and another hub is called the location differential. In addition to market hubs, other major pricing locations include 'citygates'. Citygates are the locations at which distribution companies receive gas from a pipeline. Citygates at major metropolitan centers can offer another point at which natural gas is priced.

Dhaka University Institutional Repository

2.5.2 Physical and Financial Trading

There are two primary types of natural gas marketing and trading: physical trading and financial trading. Physical natural gas marketing is the more basic type, which involves buying and selling the physical commodity. Financial trading, on the other hand, involves derivatives and sophisticated financial instruments in which the buyer and seller never take physical delivery of the natural gas.

Like all commodity markets, the inherent volatility of the price of natural gas requires the use of financial derivatives to hedge against the risk of price movement. Buyers and sellers of natural gas hedge using derivatives to reduce price risk. Speculators, on the other hand, assume greater risk in order to profit off of changes in the price of natural gas. Some marketers who actively buy and sell in either the physical or financial markets are referred to as natural gas 'traders'; trading natural gas on the spot market to earn as high a return as possible, and trading financial derivatives and other complex contracts to either hedge risk associated with this physical trading, or speculate about market movements. Most marketing companies have elaborate trading floors, including televisions and pricing boards providing the traders with as much market information as possible.

2.5.3 Physical Contracts

Physical trading contracts are negotiated between buyers and sellers. There exist numerous types of physical trading contracts, but most share some standard specifications including specifying the buyer and seller, the price, the amount of natural gas to be sold (usually expressed in a volume per day), the receipt and delivery point, the tenure of the contract (usually expressed in number of days, beginning on a specified day), and other terms and conditions. The special terms and conditions usually outline such things as the payment dates, quality specifications for the natural gas to be sold, and any other specifications agreed to by both parties. Physical contracts are usually negotiated between buyers and sellers over the phone. However, electronic bulletin boards and e-commerce trading sites are allowing more physical transactions to take place over the internet.

Dhaka University Institutional Repository

There are three main types of physical trading contracts: swing contracts, base load contracts, and firm contracts.

- Swing (or 'interruptible') contracts are usually short-term contracts, and can be as short as one day and are usually not longer than a month. Under this type of contract, both the buyer and seller agree that neither party is obligated to deliver or receive the exact volume specified. These contracts are the most flexible, and are usually put in place when either the supply of gas from the seller, or the demand for gas from the buyer, are unreliable.
- Base load contracts are similar to swing contracts. Neither the buyer nor seller is obligated to deliver or receive the exact volume specified. However, it is agreed that both parties will attempt to deliver or receive the specified volume, on a 'best-efforts' basis. In addition, both parties generally agree not to end the agreement due to market price movements. Both of these understandings are not legal obligations - there is no legal recourse for either party if they believe the other party did not make its best effort to fulfill the agreement - they rely instead on the relationship (both personal and professional) between the buyer and seller.
- Firm contracts are different from swing and base load contracts in that there is legal recourse available to either party, should the other party fail to meet its obligations under the agreement. This means that both parties are legally obligated to either receive or deliver the amount of gas specified in the contract. These contracts are used primarily when both the supply and demand for the specified amount of natural gas are unlikely to change or drop off.

The daily spot market for natural gas is active, and trading can occur 24 hours a day, seven days a week. However, in the natural gas market, the largest volume of trading occurs in the last week of every month. Known as 'bid week', this is when producers are trying to sell their core production and consumers are trying to buy for their core natural gas needs for the upcoming month. The core natural gas supply or demand is not expected to change; producers know they will have that much natural gas over the next month, and consumers know that they will require that much natural gas over the next month. The average prices set during bid week are commonly the prices used in physical contracts.

Dhaka University Institutional Repository

2.5.4 The Financial Market

In addition to trading physical natural gas, there is a significant market for natural gas derivatives and financial instruments in the United States. In fact, it has been estimated that the value of trading that occurs on the financial market is 10 to 12 times greater than the value of physical natural gas trading.

Derivatives are financial instruments that 'derive' their value from an underlying fundamental; in this case the price of natural gas. Derivatives can range from being quite simple, to being exceedingly complex. Traditionally, most derivatives are traded on the over-the-counter (OTC) market, which is essentially a group of market players interested in exchanging certain derivatives among themselves, as opposed to through a market like the NYMEX. Basic types of derivatives include futures, options, and financial swaps.

There are two possible objectives to trading in financial natural gas markets: hedging and speculation. Trading in the physical market involves a certain degree of risk. Price volatility in the natural gas markets can result in financial exposure for marketers and other market players as the price changes over time. Trading financial derivatives can help to mitigate, or 'hedge' this risk. A hedging strategy is created to reduce the risk of losing money. Purchasing homeowner's insurance is a common hedging activity. Similarly, a marketer who plans on selling natural gas in the spot market for the next month may be worried about falling prices, and can use a variety of financial instruments to hedge against the possibility of natural gas being worth less in the future. Countless strategies exist to hedge against price risk in the natural gas market, including natural gas futures, derivatives based on weather conditions to mitigate the risk of weather affecting the supply of natural gas (and thus its market price), etc.

Financial natural gas markets may also be used by market participants who wish to speculate about price movements or related events that may come about in the future. The main difference between speculation and hedging is that the objective of hedging is to reduce risk, whereas the objective of speculation is to take on risk in the hope of earning a financial return. Speculators hope to forecast future events or price movements correctly, and profit through these forecasts using financial derivatives. Trading in the financial markets for speculative purpose is essentially

Dhaka University Institutional Repository

making an investment in financial markets tied to natural gas, and financial speculators need not have any vested interest in the buying or selling of natural gas itself, only in the inherent underlying value that is represented in financial derivatives. While great profits may be made if the expectations of a speculator prove correct, great losses may also be incurred if these expectations are wrong. While the instruments used for hedging and speculation are the same, the way in which they are used determines whether or not they in fact reduce, or increase, the risk of losing money.

Now that some of the basics of the natural gas market have been covered, we can examine the function of natural gas marketers.

2.5.5 Natural Gas Marketers

Any party who engages in the sale of natural gas can be termed a marketer, however they are usually specialized business entities dedicated solely to transacting in the physical and financial energy markets. It is commonplace for natural gas marketers to be active in a number of energy markets, taking advantage of their knowledge of these markets to diversify their business. Many natural gas marketers are also involved in the marketing of electricity, and in certain instances crude oil.

Marketers can be producers of natural gas, pipeline marketing affiliates, distribution utility marketing affiliates, independent marketers, and large volume users of natural gas. A recent study of the origins of natural gas marketers found that 27 percent of the top 30 natural gas marketers in 2000 were entities spun off from interstate pipeline companies. An equal percentage was made up of entities affiliated with local distribution companies. About 30 percent of the top natural gas marketers were originally affiliated with producers, and entities formed from large volume natural gas consumers comprise 6 percent. Finally, independent, newly formed entities represent 10 percent of top natural gas marketers. (Source: Nation Energy Board of America)

Marketing companies, whether affiliated with another member of the natural gas industry or not, can vary in size and the scope of their operations. Some marketing companies may offer a full range of services, marketing numerous forms of energy and financial products, while others may be more limited in their scope. For instance, most marketing firms affiliated with producers do

Dhaka University Institutional Repository

not sell natural gas from third parties; they are more concerned with selling their own production, and hedging to protect their profit margin from these sales.

There are basically five different classifications of marketing companies: major nationally integrated marketers, producer marketers, small geographically focused marketers, aggregators, and brokers.

The major nationally integrated marketers are the 'big players', offering a full range of services, and marketing numerous different products. They operate on a nationwide basis, and have large amounts of capital to support their trading and marketing operations. Producer marketers are those entities generally concerned with selling their own natural gas production, or the production of their affiliated natural gas production company. Smaller marketers target particular geographic areas, and specific natural gas markets. Many marketing entities affiliated with LDCs are of this type, focusing on marketing gas for the geographic area in which their affiliated distributor operates. Aggregators generally gather small volumes from various sources, combine them, and sell the larger volumes for more favorable prices and terms than would be possible selling the smaller volumes separately. Brokers are a unique class of marketers in that they never actually take ownership of any natural gas themselves. They simply act as facilitators, bringing buyers and sellers of natural gas together.

All marketing companies must have, in addition to the core trading group, significant 'backroom' operations. These support staff are responsible for coordinating everything related to the sale and purchase of physical and financial natural gas; including arranging transportation and storage, posting completed transactions, billing, accounting, and any other activity that is required to complete the purchases and sales arranged by the traders. Since marketers generally work with very slim profit margins, the efficiency and effectiveness of these backroom operations can make a large impact on the profitability of the entire marketing operation.

In addition to the traders and backroom staff, marketing companies typically have extensive risk management operations. The risk management team is responsible for ensuring that the traders do not expose the marketing company to excessive risk. Top-level management is responsible for setting guidelines and risk limitations for the marketing operations, and it is up to the risk

Dhaka University Institutional Repository

management team to ensure that traders comply with these directives. Risk management operations are quite complex, and rely on complex statistical, mathematical, and financial theory to ensure that risk exposure is kept under control. Most large losses associated with marketing operations occur when risk management policies are ignored or are not enforced within the company itself.

The marketing of natural gas is an integral part of the natural gas supply chain. Natural gas marketers ensure that a viable market for natural gas exists at all times. Efficient and effective physical and financial markets are the only way to ensure that a fair and equitable commodity price, reflective of the supply and demand for that commodity, is maintained.

2.6 Gas prices-Nigeria

- The pricing policy does not fix gas prices but provides a framework for establishing the minimum gas price that can be charged to any category of buyer.

– Strategic Domestic sector – lowest cost of supply + 15% IRR

– Strategic Industrial sector – product netback but gas floor price must not be lower than cost of supply of gas

– Commercial sector – indexed to price of alternative fuels;

• Aggregate domestic price is the forecast average domestic price based on projected total demand portfolio and using the pricing framework;

• All suppliers would be paid the aggregate domestic price;

• The gas aggregator manages the implementation of the DGSO & aggregate price;

• In recognition of the need to have sufficient gas to meet the need of the demand sectors, the government has introduced a DGSO by regulation:

• It is an obligation to dedicate a specific volume of gas towards domestic gas and to deliver the gas to a purchaser

– Volumes are to be set by ministry

– Allocation to be based on principles of "equity" to be determined by ministry;

• Failure to meet obligations would lead to:

– Penalties (obligation to pay for the volumes not supplied)

– Prohibition not to supply gas to any export project;

• Current state of gas infrastructure is poor!

• The Escravos to Lagos Pipeline System (ELPS), completed in the nineties is the main transmission pipeline system dedicated to domestic consumption in the country

– ELPS also serves as the source of gas supply for the West African Gas Pipeline System

– repeated sabotage of the pipeline and feeder systems has led to frequent supply disruptions

• The other major downstream pipeline systems are dedicated to single projects leading to sub optimal pipeline configurations

These pipelines are mainly to export oriented projects and cover areas already served by other single project pipelines.

• Blueprint provides a framework for future gas infrastructure developments in Nigeria

• Provides for 3 gas gathering and processing facilities and a network of gas transmission lines

• Indicative locations

– Warri/Forcados

– Obiafu area

– Calabar/Akwa Ibom

• Each CPF to cover a designated exclusive franchise area

– A network of gas gathering pipelines and compressor stations to be developed in each area

– Each franchise area to serve as regional hubs

• The blueprint proposes 3 backbone gas transmission systems:

– South to North transmission backbone

– Western transmission system

– The Interconnector system

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 3

Dhaka University Institutional Repository

3. Energy Scenario In Bangladesh

3.1 SITUATION ANALYSIS – KEY FINDINGS:

In recognition of the importance of energy in socio-economic development, the Government of Bangladesh has given continuing attention to the overall development of energy sector. It involved survey, exploration, exploitation and distribution of indigenous natural gas; establishment of petroleum refining facility and distribution systems; and establishment of power generation plants and networks for transmission and distribution of electricity. During last one decade, about 20 percent of total public sector investment was allocated for the development of energy sector.

Despite all these efforts per-capita consumption of commercial energy and generation of electricity in 2000 were about 200 KGOE / year and 120 kWh / year respectively. Per capita consumption of commercial energy and electricity in Bangladesh in one of the lowest among the developing countries. At present about 65% of total final energy consumption is met by different type of biomass fuels (e.g. agricultural residues, wood fuels, animal dung etc.).

In 2000 only 2.2% of total households (mostly in urban areas) had piped natural gas connections for cooking and 30% of households had electricity connections and only 3.9% of total households used kerosene for cooking.

Shortcomings of the past energy development programs and management practices are identified as follows :

(a) Due to shortage of capital it has not been possible to undertake systematic survey, exploration and exploitation of energy resources throughout the country. As a result, it has not been possible to ensure balanced development of energy resources of different zones of the country and balanced development of different sub-sectors of the energy sector.

(b) Due to shortage of capital it has not been possible to undertake systematic development of Power Generation, Transmission and Distribution projects and rational use of electricity in the country.

(c) Necessary attention has not been given to formulate appropriate policies to encourage private sector participation in energy sector development program to meet the shortage of fund.

(d) Development programs of energy consuming sectors (e.g. industrial sector) have been constrained due to shortage and unreliable supply of commercial energy.

(e) Energy agencies have not been operated and managed efficiently.

(f) Energy prices have not been set on a rational basis.

(g) Effective measures have not been taken to ensure rational use of energy

(h) Unplanned and inefficient use of fuels are contributing to environmental degradation.

(i) Adequate attention has not been given to meet the total energy needs of rural areas.

(j) Adequate attention has not been given to undertake systematic research programs to develop indigenous technological capabilities.

(k) Adequate attention has not been given to develop trained manpower for the efficient management of the sector.

In the above context the Government formulated and announced the first National Energy Policy (NEP) of the county in 1996 to ensure proper exploration, production, distribution and rational use of energy sources to meet the growing energy demand of different zones, consuming sectors and consumers groups on a sustainable basis. With rapid change of global as well as domestic situation it has been decided to update this NEP.

Revised National Energy Policy (NEP) are outlined as follows.

(i) To provide energy for sustainable economic growth so that the economic development activities of different sectors are not constrained due to shortage of energy.

(ii) To meet the energy needs of different zones of the country and socio-economic groups.

(iii) To ensure optimum development of all the indigenous energy sources.

(iv) To ensure sustainable operation of the energy utilities

(v) To ensure rational use of total energy sources.

(vi) To ensure environmentally sound sustainable energy development programs causing minimum damage to environment.

(vii) To encourage public and private sector participation in the development and management of the energy sector.

(viii) To bring entire country under electrification by the year 2020.

(ix) To ensure reliable supply of energy to the people at reasonable and affordable price.

(x) To develop a regional energy market for rational exchange of commercial energy to ensure energy security.

Presently known primary commercial energy resources of the country include natural gas, oil, coal, and hydro-electricity. In Bangladesh efforts have been continuing to make the exploration for energy resources comprehensive and systematic. There are prospects for augmentation of reserves through systematic surveys and exploration, for which investment by the public and private sector is essential.

3.1.1 PRIMARY BIOMASS FUELS

Biomass is defined as all organic matters produced by photosynthesis process especially in plant kingdom. Depending upon their characteristics and quality, biomass resources are used as food, fodder, building materials, fuel and manure. Only a fraction of total biomass is used as fuel. In Bangladesh, biomass fuels are obtained from three sources. Trees (e.g. woodfuels), Field crops (e.g. agricultural residues) and Livestock (e.g. animal dung). Land is the ultimate resources base that supports the production of total biomass resources.

As the biomass fuels are consumed near the place of its production, for their planned development, there is a need to assess the demand and regenerative supply of different biomass fuels specific to different locations (e.g. district/thana/village etc.)

3.1.2 ANIMAL POWER

There are about 10.3 million draught animals including 0.7 million cows. Milch cows are used for land preparation to meet the shortage of draught cattle. At present power tillers and tractors are used to meet the shortage of animal draught power. Energy need for these devices is accounted under agriculture sector.

The Global shortage of non-renewable energy sources presents one of the major concerns of mankind today. Though, energy derived from oil, gas and coal will play a vital role in meeting a growing demand for many years to come, the realization of the exhaustive nature of world's fossil fuels have focused interest and effort on harnessing alternative energy resources. Time has

come to exploit full potential of renewable energy resource which is free from environmental pollution, keep control over deforestation and managing atmospheric emission

3.1.2 Mini-Hydro

Assessment of low head hydro-power potentials in Bangladesh has been undertaken in recent years. Twenty three sites of hydro-power plant ranging in capacity from 10 kw to 5 mw have been located in the flat plains with available capacities for the 6 month, June to October. No plant has yet been installed.

3.1.4 Solar Energy

Solar heat has been used in Bangladesh for centuries in a variety of economic activities such as drying of washed clothes, food-grains, fish, vegetable, raw jute, etc. and evaporation of saline water for salt production. There are various activities in rural Bangladesh which depend totally on the use of solar energy and if these could be performed more quickly and efficiently by using simple devices, it would increase productivity without making and demand on commercial energy sources.

The long-term average sunshine data indicates that the period of bright (i.e. more than 200 watts/sq.m intensity) sunshine hours in the coastal region of Bangladesh varies from 3 to 11 hours daily. The global radiation varies from 3.8 kwh/sq.m/day to 6.4 kwh/sq.m/day. These data indicate that there are good prospects for solar thermal and photovoltaic application in Bangladesh. It was found that during and after a disaster (cyclone) over some islands and coastal belts of Bangladesh in 1991, the photovoltaic generation of Sandwip Island was the only source of energy to provide to communication link between the people of the island with the main land when all other communications were totally disrupted.

With good to excellent solar resource available in the country throughout the year, there is a good potential for photovoltaic (PV) in unelectrified villages, if affordable products meeting consumer needs can be supplied and supported with dealing cost of solar panel. In this way solar technology can be extremely beneficial for remote areas of Bangladesh.

At the moment total installed capacity is under 100 KWp in applications ranging from lanterns to power for Hospital.

Dhaka University Institutional Repository

3.1.5 Wind Energy

The long term wind flow of Bangladesh (specifically in islands and the southern coastal belt of the country) indicate that the average wind speed remains between 3 to 4.5 m/s for the months of March to September and 1.7 to 2.3 m/s for remaining period of the year. There is a good opportunity in island and coastal areas for the application of wind mills for pumping and electricity generation. But during the summer and monsoon seasons, (March to October) there can be very low-pressure areas and storm wind speeds of 200 to 300 kmph can be expected. Wind turbines should be strong enough to withstand these high wind speeds.

Local knowledge of wind resources appear to indicate the potential for wind energy use in the coastal areas of Bangladesh for both grid applications and for isolated village electrification. However, measured resource data of adequate quality is lacking. Bangladesh is strongly influenced by the southwest monsoon winds that blow from about March to October. These winds are further strengthened as they pass through the V-shaped coastline of Bangladesh. It is these monsoon winds that have made possible extensive wind farm developments in India, where, for example, more than 200 MW are operating in Tamil Nadu. Wind speeds are expected to be high enough for economic grid power generation to feed the main grid or for isolated grids in wind-diesel hybrid configurations.

Good quality wind date for one year is now available for Patenga, Chittagong, a potential wind farm site, where in 1995 wind speeds ranged from 4.2 to 8.1 m/s and averaged 6.5 m/s at 20 m. Winds are strongest from March to October, which exceed 5 m/s at 20 m for over 6000 hours per year (cut in speed of large wind turbines is about 4 m/s). Preliminary estimate of net output form a 500 KW wind turbine with a 40 m hub height is 1200 MWh/year at Patenga which seems to be feasible.

There is a number of windy locations along the coast line where land is available and where there is grid and road access. Given the danger from cyclones, it is important that the survivability of wind turbines, be investigated. Wind potential at Patenga along is reportedly about 100 MW. Therefore further investigation of the potential wind power development is warranted.

3.1.6 Tidal Energy

The tides at Chittagong, south east of Bangladesh are predominantly semidiurnal with a large variation in range corresponding to the seasons, the maximum occurring during the south-west

monsoon. A strong diurnal influence on the tides results in the day time tides being smaller than the night time.

In the year 1984, an attempt was made from the EEE department of BUET, Dhaka to access the possibility of tidal energy in the coastal region of Bangladesh, specially at Cox's Bazar and at the islands of Moheshkhali and Kutubdia. The average tidal range was found to be within 4-5 meter and the amplitude of the spring tide exceeds even 6 meter. From different calculation it is anticipated that there are a number of suitable sites at Cox's Bazar, Moheshkhali, Kutubdia and other places, where a permanent basin with pumping arrangements might be constructed which would be a double operation scheme. Tidal energy might be a good alternative source for Kutubdia island where about 500 kw power could be obtained. At present there are only 2x73 kva diesel generator sets to supply electricity for 5-6 hours/day for 72,000 people and there is practically no possibility of main grid supply in the future.

3.1.7 Wave Energy

Until to now no attempt has been made by Government of Bangladesh to assess the prospects for harnessing energy from sea waves in the Bay of Bengal. Wave power could be a significant alternative source of energy in Bangladesh with favorable wave conditions specially during the period beginning from late March to early October. Waves are generally prominent and show a distinct relation with the wind. Waves generated in the Bay of Bengal and a result of the south-western wind is significant. Wave heights have been recorded by a wave rider buoy and correlated with wind data. Maximum wave height of over 2 m, with an absolute maximum of 2.4 m, on the 29 July were recorded. The wave period varies between 3 to 4 sec for waves of about 0.5 m, and about 6 sec for waves of 2 m.

In Bangladesh wind speeds of up to 650 kmph (400mph), 221 kmph (138 mph) and 416 kmph (260 mph) have been recorded in the years 1969, 1970 and 1989 respectively. Severe cyclonic storms and storm surge of up to 15 m have been reported. Plant must also be able to survive the exceptional occurrence of very high waves in storm conditions.

3.1.8 Bio-Mass

There are different types of Bio Gas plant in the world. However in Bangladesh the following three types are used:

(i) Floating dome type

(ii) Fixed dome type

Dhaka University Institutional Repository

(iii) Bag type

(i) Floating dome type

In this type there is cylinder type tank which is placed under the soil. Above the ground there is an inlet and out let steel pipe for putting the raw materials and letting out the wastes respectively. The dome works as a gas container as well as it maintains the pressure of the produced gas.

(ii) Fixed dome type

In this model a circular type brick made tank is placed under the soil. A steel inlet pipe and a hydraulic chamber is connected with this tank. An outlet pipe is connected with the hydraulic chamber. The tank works as a gas container as well as a digester. Hydraulic chamber maintains the gas pressure.

(iii) Bag type

This is made by polythene and placed over the soil. An inlet and outlet pipe is connected with this. This works as a gas container as well as a digester. This is rarely used in Bangladesh.

3.1.9 River Current

A network of rivers, canals, streams etc. numbering about 230 with a total length of 24140 km covers the whole of Bangladesh flowing down to the Bay of Bengal. Different sizes of boats are the main carriers of people and goods for one place to another. Boatmen usually use the water-sails to run their boasts against the wind direction. But until now no research has been reported to utilize the energy of river current properly.

3.1.10 Waste to Electrical Energy

Dhaka City has been suffering for a long time from a tremendous environmental pollution caused by municipal solid waste, medical waste and various industrial wastes. In order to save the city from environmental pollution the waste management as well as electricity generation from the solid wastes programme is being taken by the Government.

3.1.11 IMPORTED FUELS

Total yearly (2000-2001) import of petroleum fuels is about 3.44 million tones of which about 1.34 million tones is imported as crude, while the import of refined products like Petrol, Diesel, Kerosene, Jet A-1 & Lubricating Base Oil account for the rest. In comparison to this, indigenous production of liquid fuels (condensate) is only about 2.5% of total annual demand.

Dhaka University Institutional Repository

3.2 STATUS OF ENERGY CONSUMPTION

3.2.1 PRIMARY ENERGY SOURCES

1) Use of Natural gas

Natural gas is currently the only indigenous non-renewable primary energy resource of the country, which is being produced and consumed in significant quantities. Gas, the main source of commercial energy and plays an active role towards economic growth of the country. Natural gas now accounts for about 70% of the country's commercial energy supply. According to the latest study by the Hydrocarbon Unit of the Energy and Mineral Resources Division and Norwegian Petroleum Directorate, the initial gas in place (proven+Probable) reserve of the 22 gas fields of the country is 28.4 TCF out of which 20.5 TCF is considered recoverable. Out of this recoverable reserve, 5.1 TCF has been consumed upto June 2003 leaving remaining recoverable reserve of 15.4 TCF.

United States Geological Survey (USGS) conducted a study for undiscovered gas resource of the country in 2000. According to this study there is a 50% probability of getting another 32 TCF of gas (undiscovered resource). A study jointly conducted by the Hydrocarbon Unit and Norwegian Petroleum Directorate (NPD) in 2001 suggested that there is 50% probability of striking additional 42 TCF of gas (undiscovered resource).

Out of the total 22 gas fields so far discovered, currently gas is being produced from 12 (twelve) gas fields operated by the three public and two private sector international companies. During 2002-2003, average daily gas demand is about 1155 million cubic feet per day. Gas production has been increasing sharply over the last decades. While only 83 bcf (2.3 bcm) gas was produced in 1983-84, production grew to about 265 bcf (7.5 bcm) during 1995-96; gas production reached 421 bcf (11.9 bcm) during FY 2003. Current level of natural gas related liquids production is about 4000 bbl/day.

The major driving force behind the growth of gas production is the power and fertilizer sector. Power sector is the single largest consumer of gas, and at present nearly 90% of the power generated in the country is gas based. Due to the absence of any other major energy source, dependence on gas for power generation has spiraled and is expected to remain so.

As an agricultural country, use of fertilizer is very important to offset the food grain deficiency. Over the last decade, cultivation of HYV crops has gained popularity and consequently, demand of nitrogenous fertilizer has increased sharply, which is expected to continue.

Gas consumption in major industries like textile, dyeing, paper, pulp, cement etc. and in the commercial sector, including tea gardens is also increasing steadily. With the gradual coverage of major growth centers with gas distribution network, use of gas as domestic fuel is increasing manifold.

During 2001-2002 share of gas consumption is power 48%, fertilizer 24% and non-bulk 28% (industrial, commercial, domestic, tea estate, brick field and CNG).

II) Oil Potential

Exploration activities carried out so far could not discover any significant oil deposit. The only oil deposits so far discovered in the country is in Haripur, which produced a total of about 650,000 bbls of crude oil till 1994. The oil production has been ceased because of reduction of pressure and influx of water in the oil zone. Comprehensive exploration efforts need to be mounted in this field for further extraction of oil. Moreover, efforts are required to be given to exploration of the anticipated liquid Hydrocarbon prospects deeper to the sub-surface high pressure zone, which has not yet been penetrated. Confirmation of the liquid Hydrocarbon may bring a revolutionary change in the vision of oil and gas sector.

III) Coal Prospects

Discovery of coal dates back to the late fifties when an exploratory oil well was drilled through coal beds in Bogra. Subsequent explorations resulted in the discovery of the Jamalgonj coal deposit at a depth of about 1000 meter and having an estimated reserve of more than 1000 million tons of coal. Feasibility studies conducted have indicated that development of this deposit is not yet feasible under the prevailing international market price. However, with increase in gas price, these deposits may become competitive. In 1984-85 Geological Survey of Bangladesh has discovered another coal deposit at Khalaspir (Pirgonj) of Rangpur at a shallower depth (150 m), with an estimated reserve of 450 million tons of coal. This deposit requires to be appraised in respect of its potential. An Australian Company BHP recently discovered another coal deposit in Phulbari with initial deposit of 400 million ton and recoverable reserve of 80 million ton.

Total coal in place in all the 4 fields are around 2527 million tons out of which about 492 million tons is recoverable. This recoverable reserve is equivalent to about 14.00 TCF of gas.

Besides the above, mineable coal deposit was also discovered in Barapukhuria area of Parbatipur, Dinajpur at a reasonably shallow depth (240 m) with an estimated reserve of about

Dhaka University Institutional Repository

300 million tons. Based on this, a project for construction of an underground mine has been undertaken at an estimated investment of Tk. 887.36 core with expected annual output of 1 million ton commencing from 2004-2005. The extraction of these indigenous coal deposits may be utilized as an alternative of gas fuel source in the installation of power plants similar to that as have already been considered to construct a coal-based Power Plant of capacity 250 MW at Barapukuria.

IV) Peat Prospects

Deposits of peat occur at shallow depths in different low-lying areas of Bangladesh. According to Geological Survey of Bangladesh, the reserve of dry peat is about 170 million tons. The major deposits are in greater districts of Faridpur (150 million tons), Khulna (8 million tons) and Sylhet (13 million tons). Peat requires drying before making briquettes for use as fuel. Petrobangla implemented a pilot project for extraction of peat and making briquettes but the result were discouraging and economically not viable at present. This scenario may however change in future.

V) Use of Biomass Fuels

Biomass fuels play an important role (about 65% of primary energy) in meeting total energy need of the country. But they are now being consumed beyond their regenerative limits. Unplanned and uncontrolled use of biomass fuels is causing environmental degradation.

In the foreseeable future there are limited prospects of increasing the supply of biomass fuels. On the other hand, it is not economically viable to substitute all the biomass fuels by commercial fuels. From environmental consideration there is a need to maintain the supply of biomass fuels within the regenerative limits and the demand of biomass fuels in excess of sustainable limits is to be met by commercial fuels.

In future, the demand of commercial energy will increase to meet the growing needs of different end use sectors as well as to meet the demand exceeding their regenerative limits.

VI) Use of Renewable Energy Sources

About 65.5% of total primary energy sources are supplied by indigenous renewable energy sources (e.g. biomass fuels 65%, and hydropower 0.5%). With the present state of technology, unavailability of land and paucity of exploitable hydro power there is very limited opportunity for further increasing the contributions of renewable sources of energy in meeting the total energy need.

Dhaka University Institutional Repository

Access to electricity in Bangladesh is one of the lowest in the world, coverage today stands at less than 30% of the total population. However the rural areas of Bangladesh, where 85% of the population live, is deprived of the electricity facility. Larger energy supplies and greater efficiency of energy use are thus necessary to meet the basic needs of a growing population. It will therefore, be necessary to tap different sources of renewable energy and to use them in an efficient manner for the benefit of the people. For this, renewable energy development program needed to be taken in the areas where potential renewable energy resources are available considering economical & technical viability and keeping in view the Environmental Quality Standard (EQS). Plant location, size and design may be considered on the basis of available energy resources of the area and efficient conversion of energy may be given preference. Priority may be given to the rural areas where national grid expansion is expensive. This will reduce the pressure on the demand of commercial power supply and will help to avoid costly grid expansion and will also keep environment pollution free.

Private capital investment for implementing the renewable energy is a major issue to be considered. This policy envisages accomplishment of its objectives by mobilizing a concerted national effort supplemented by co-operation with international organizations, bilateral and multilateral funding institutions, non-government organizations, research organization, universities etc. It has become increasingly clear that for the development of renewable energy, the funding windows of non-government and private sources as well as financial and development institutions should also be augmented. Furthermore, innovative new financing opportunities including micro-financing may be utilized to attract private capital to supplement the energy deficiencies in the rural areas and thus to fulfill the aspiration of the poor people.

Compared with conventional energy it is found that renewable energy is not yet a cost-effective technology. But the technology is advancing rapidly. In consideration of giving benefit to the rural areas as a commitment and social objective, many governments have formulated new policies for renewable energy development.

VII) Use of Imported Fuels

In 2000-2001, total quantity of petroleum fuels consumed in the country was 3.40 million tonnes. Total amount of coal imported in 1997-98 was about 1,72,900.00 tonnes and was used mostly for brick burning.

3.2.2 POWER

I) Power Generation Distribution & Consumption

Total installed power plants of the country is about 4230 MW of which 3475 MW is located in the East Zone and 755 MW in the West Zone. Of the total installed power plants, the effective operational capacity is about 4055 MW against the peak demand of about 3459 MW in 2001. Timely maintenance and replacement of old units have not been possible due to non-availability of funds. The so far maximum generation was 3171 MW (on 06-04-2002). As a result, it is difficult to maintain a reliable supply due to shortage of available generation capacity. In case of emergency outage and or/major overhauling, the supply is managed by load shedding. The situation has improved to some extend with the establishment of some new generating stations by Independent Power Producers (IPPs) and some rehabilitation of some existing power units.

Indigenous energy sources (e.g. natural gas, hydro) are used for the generation of electricity in the East Zone and imported petroleum fuels (e.g. Furnace Oil, Light Diesel Oil-LDO, Super Kerosene Oil -SKO, High Speed Diesel-HSD) are used to generate electricity in some areas of the West Zone where natural gas supply is not available. In order to minimize the effect of fuel cost on power generation, electricity generated in the East Zone is transferred to the West Zone via East West Electrical Inter-Connector established in 1982. The transfer capacity of the Inter-Connector has almost reached its limit (450 MW). Gas is already available at Baghabari - Seraganj in the West Zone through Jamua Bridge and there is plan to extend gas network all over the West Zone. It is logical and economical to install gas based power plants in the West Zone. Accordingly, gas power plants have been planned to be built gradually in the West Zone for regional generation balance.

In 2001, total electricity generation was 17021 GWh (Giga Watt per hour) and fuel mix was as follows: hydro (5.71%), natural gas (87.56%) and petroleum fuels (6.74%). Total electricity generation in 1999 was 13638.5 GWh and the fuel mix was as follows: hydro 6.08%, natural gas (84.29%), petroleum fuels (9.63%).

In 2001, the average tariff of BPDB (including bulk sales to REB and DESA) was Tk. 2.25 / kwh against the cost of supply of Tk. 2.51 kwh. As a result, the utility had to incur financial losses for each unit of power sold to the consumers.

Distribution of service connections in 2001 among the three utilities were as follows: BPDB 15,42,650 (28%), DESA 5,89,754 (11%), REB 33,95,721 (62%). Distribution of energy sales by

the three utilities were as follows: BPDB 14003 GWh (including bulk sale to DESA and REB). DESA 5381 GWh (including bulk sale to REB) and REB 3131 GWh.

The consumption of electricity in 2001 in different end-user categories were as follows: domestic (41%), commercial (8%), industrial (44%), irrigation (5%) and others (2%). During the period from 1982 to 2001 the share of domestic consumption of electricity has increased from 15.3% to 41%, whereas the productive use (commercial, industrial, agriculture) has decreased from 77.3% to 59%. This was for shift to gas use. In order to increase the contribution of electricity in economic growth it is necessary to increase the productive use of electricity.

II) Rural Electrification Programme (REP)

The overall programme of rural electrification is administered by Rural Electrification Board; and the specific distribution system within a particular area is owned and managed by the respective Rural Electricity Co-operative known as Pallibiddyut Samity (PBS).

On the average, a PBS covers an area of 1800 KM2 and 6 Upazilas (Upzila headquarters and adjacent rural areas). Total number of PBSs established upto 2000-2001 were 67. Average investment costs of establishing a PBS upto the year 2000 was approximately Tk. 1000 million (Equivalent to 20 million US Dollar).

The total installed transformer capacity of 67 PBSs upto June 2001 was 3000 MVA as against the peak demand of 900 MW (using 0.8 as the factor of coincidence). Thus the capacity utilization of the installed distribution network in terms of peak demand was only 30%.

Total number of consumers connection of REB upto June 2001 were 33,95,721 and the mix of consumers was as follows: domestic 83.5%, commercial 11.6%, irrigation 2.7%, industry 2% and others 0.2%. The total energy consumption in 2000-2001 was 3158 GWh and the shares of different categories of consumers were as follows: domestic 39.30%, irrigation 11.85%, industry 42.81%, commercial 5.77% and other 0.27% in the year 2000-2001.

Based on the REB standard of 4 km per sq-km , the network now covers about 32,500 villages. Thus now about 38% of villages out of 86,000 have electricity network.

More than 80 percent of total population of the country lives in rural areas. At present major portion of total energy needs is met by locally produced biomass fuels which is mostly consumed in the household sector for cooking. Ongoing rural electrification programme meets a small portion of total rural energy needs. For overall national development there is a need to pay special attention so that the energy needs of rural areas for subsistence and productive

requirements (e.g. agriculture, industries, transport) are met on a sustainable basis. An area based planning methodology will have to be considered to meet the energy needs of different locations. [*Source : NEP-2004*]

3.3 SECTOR ASSESSMENT

3.3.1 Gas and other energy as a priority issue- "Socio-economic impact"

Bangladesh has been producing natural gas since 1960. The advent of natural gas at that time apparently opened the gate for high economic growth for the country, which was having a desperate dependence on imported fuel. Today, natural gas is reported to be about more than 70% of the commercial energy usage and about 90% of electricity generation. The country currently produces and consumes gas around 2000 mmcfd. The gas consumption by various categories of consumers between 2009 to January 2010 is shown in the table 3.1. A large part of Bangladesh is yet to be provided with gas facilities, although preparations are reportedly a foot to bring those areas under gas cover.

Table 3.1 Category wise Gas Consumption (2009-10 upto January 2010) in mmcm

Quantity / Category	MMCM	Percentages
Power	4504.339	39.14%
Industry	1917.764	16.66%
Captive power	1799.566	15.64%
Domestic	1323.83	11.50%
Fertilizer	1216.952	10.56%
CNG	598.234	5.20%
Commercial	132.12	1.15%
Tea-estate	16.883	.15%
Total	11509.688	100%

The government national energy policy forecast that commercial energy consumption will increase at an average rate of 8-9 per cent per annum from 1996 to 2020 to 72 million ton, corresponding to an economic growth rate of 7-8 per cent . However, at a GDP growth rate of 7% (the rate required for achieving the goals and objectives of Interim Poverty Reduction Strategy) - the energy need will increase 8 times by 2025 and 25 times by 2050. The commercial energy consumption on this basis would almost double every ten years.

Natural gas forms the base of energy security in the long term to meet the requirements for power generation, and also to meet the demand in fertilizer production, industrial, commercial and domestic sectors. There are many ways through which natural gas could grease the wheels of the economy of Bangladesh such as: (a) the generation of electricity mainly used in agricultural,

industrial and service sectors; (b) the enhancement of households' access to environment friendly and cost effective means of cooking fuel; (c) the trimming of the trade balance by reducing the import bill on imported fuel oil (saving of foreign exchange); (d) the generation of revenues for the government; (e) the development of a pollution free transport system and (f) the increased fertilizer production by fuelling the fertilizer plants.

Empirical evidences on the nexus between gas and poverty reduction or between gas and household income growth are scant. However, studies (Report-2005 of Bayes Abdul Prof. of Jahangirnagar University, Piped gas and the poor: some empirical evidences) have observed positive impacts of gas on the poor with a link to food security, reducing poverty and raising income. It has also been observed that access to electricity significantly affects income in rural households. Several studies also found a link between access to electricity and increase income. Since the demand for gas is derived demand, the indirect contribution of gas – through fertilizer, power and gas driven enterprises- becomes very important for the development in the country.

Infrastructure, particularly energy, will pay very significant role in achieving the envisaged economic growth and poverty reduction in Bangladesh. Infrastructural deficiencies continue to act as a major impediment to Bangladesh's development efforts. Relative access to energy is essential for economic development and poverty reduction in Bangladesh. In order to meet the increasing demand for energy and achieve the desired economic development a huge quantum of investment is required. The mobilization of the required financing for energy sector development is a challenging task.

3.3.2 Imbalance Supply and Demand

Total recoverable gas reserves (2P) in Bangladesh from 23 gas fields (18 in the public sector and 5 in the private sector) are estimated at 20.60 trillion cubic feet (TCF) of which 8.87 TCF gas has been consumed. The current recoverable reserve stands at 11.85 Tcf. 17 gas fields are currently under production. Performance in the gas sector has been limited well below the potential because of the low gas exploration, significant under pricing of gas sales and system loss; there is still a large quantity of gas to be discovered under suitable economic and policy conditions. A major concern in the gas sector is the security of adequate gas supply. Even though Petrobangla has developed a demand forecast that assumes significant supply constraint particularly for the

power sector, there is a sustained and growing gap between gas demand and forecasted gas production. The total present gas demand in the country is about 2300 million cubic feet per day (MMCFD) against a production level on average of 1900 MMCFD.

3.3.3 Exploration and Drilling

Bangladesh is under-explored by international standards, and offers potentially attractive geological potential for yet to find gas. However, without renewed exploration activity the potential cannot be realized and there has indeed been insufficient activity by both state owned companies and International Oil Companies (IOCs) in the recent past.

Petrobangla is responsible for the management of the gas resource of the country. From Petrobangla's side an aggressive effort is essential to evaluate the Basin in time bound program to meet the challenge of meeting the increasing demand for gas in the country.

3.3.4 Weak financial capabilities of state-owned companies

Some state owned companies within the gas sector are financially weak. Upstream companies like BGFCL and BAPEX are not in a position to raise financial resources required for investing in exploration and production to bring additional gas to the market. The one main reason is lower price of the wellhead margin. The transmission business, GTCL, is not able to make adequate investment in the transmission system to ensure that demand across the country is met, though it is a profitable organization and huge profit bonus is distributing to their employees in every year. And distribution companies such as TGTDCL suffer from system loss and poor revenue collection rates which adversely effects its income statement. This situation needs to be urgently addressed as financially strong state entities are an absolute prerequisite to create a gas sector, which is capable of meeting the country's future needs.

3.3.5 Need to improve co-ordination between gas and power sectors

As power is the largest consumers of gas, there need to be an improved and higher degree of interaction between the gas and power sectors is imperative. This is essential to ensure that both

Dhaka University Institutional Repository

sides are making economic investment decisions with regard to investing in new capacities. Historically, communication between the power and gas sectors has been less than ideal.

3.3.6 Ongoing Reformation

The government's Gas Sector Reform Roadmap (GSRR) covers a wide range of important policy activities including revisions to the Energy Policy, Gas Act, Gas tariff setting, and Sector regulatory mechanism. The GSRR includes (i) a program and a strategy for development of old and new gas production fields, (ii) expansion of gas transmission and distribution pipelines, (iii) a mechanism for gas sector policy formulation and introduction of required regulatory instruments, (iv) strengthening of corporate and financial governance of gas sector companies, (v) private sector participation, (vi) price reforms, and (vii) system loss reduction plans. The GSRR cover (i) institutional and financial restructuring of gas sector companies to ensure long-term financial sustainability; (ii) strengthening public-private partnership in the gas sector aimed at creating an environment for private sector-led growth; (iii) transformation of gas companies to diversify ownership involving private investors; (iv) restructuring and unbundling of gas sector institutions and enterprises; and (v) a market-oriented energy pricing reflecting energy parity, eliminating non-economic factors and levies, and equating gas prices from the state owned gas producing companies with those from IOCs.

3.4 Costing and Pricing in Gas Sector in Bangladesh

The prices of natural gas are based on the volume of gas delivered to the consumers and consist of the following points:

(i) Commodity costs - The cost of the gas itself.

(ii) Transmission costs - to transmit gas by pipeline.

(iii) Distribution costs - to bring the gas from gas companies to consumer premises; and

(iv)Tax revenue - tax to be deposited to the govt. exchequer as imposed by the government.

In general natural gas pricing policy cannot be separated from the country's overall energy policy. The following main objectives could be the considerable components for the gas pricing.

- Economic Efficiency
- Financial Viability
- Social Equity

The price of natural gas is determined mainly on two approaches: (i) cost based (based on costs of exploration, production, transmission, distribution and tax base imposed by the government (ii) market Value (netback) based pricing.

Natural gas is a depletable resource. In economic terms the value of forgone consumption is called depletion premium, royalty, user cost, net price or resource rent. The depletion premium must be added to the economic production cost of natural gas. Detail of costing of natural gas of a nationalized production company (BGFCL) with the revenue requirement is shown in **Annexure- G** costing & revenue requirement of a production company.

In the countries with abundant gas supply, the depletion premium is negligible. The cost of the supply is approximately the cost of the production. In the countries like Bangladesh with short supply of gas, the calculation of depletion premium corresponds with the estimation of netback value. On the other hand, the countries that have a sufficient gas supplies for a limited period, the price should be between the cost of production and the netback value is equal to the delivered price of the cheapest alternative fuel to the consumer (including any taxes) adjusted for any differences in efficiency or in the cost of meeting environmental standards/limits cost of transporting gas from the source to the customer – cost of storing gas to meeting the customers seasonal or daily demand fluctuations.

Historically, natural gas tariff in Bangladesh was fixed on an ad-hoc basis by the Government. The different agencies involved in the formulation of Gas pricing policy usually Ministry of Finance, The National Board of Revenue, the Ministry of Energy and Mineral Resources and Petrobangla. Administered price mechanism has been in practice, which charges discriminatory prices from different categories of consumers. However, prices for different categories of users

from 29th July 1968 to till date have revised 28 times but the revisions lacked economic basis. Determination of natural gas prices has been a major cause of disagreement between the Government and entities involved in the gas business in the country.

Table.3.2 represents the end user price charged from various categories of the consumers in Bangladesh. Although the prices from July 29, 1968 to Ist July 1998 were increased but the prices of bulk users like power producers and fertilizer industry remained the lowest. During the period from March 1994 to the end of November 1998 gas price remained unchanged for all categories of the users. In 1998, Gas companies were demanding 35% increase in the gas prices for end users but Government raised the prices only by 15% for all categories of the consumers. A media report suggested that keeping in view of the inflation in the country at that time, unit price of the natural gas actually declined in real terms (The Independent 25/02/1998).

Table 3.2: Gas Tariff Structure

Category	w.e.f 1-3-1994	w.e.f 1-7-1994	w.e.f 1-12-1998	w.e.f 1-9-2000	w.e.f 1-1-2002	w.e.f 1-9-2002	w.e.f 15-2-2003	w.e.f 1-7-2004	w.e.f 1-9-2004	w.e.f 1-1-2005	w.e.f 25-4-2008	w.e.f 1-7-2008	w.e.f 1-8-2009	w.e.f 1-1-2010	w.e.f 13-5-2011
Govt. Margin (SD & VAT)															
Power	0.924	0.924	1.061	1.221	1.281	1.358	1.358	1.408	1.408	1.435	1.435	1.435	1.5510	1.5510	1.5510
Fertilizer	0.803	0.803	0.924	1.062	1.117	1.166	1.166	1.205	1.205	1.232	1.232	1.232	1.4190	1.4190	1.4190
Industrial	2.002	2.002	2.310	2.656	2.788	2.717	2.717	2.822	2.822	2.876	2.876	2.876	3.2230	3.2230	3.2230
Commercial	2.866	2.866	3.300	3.795	3.988	4.274	4.274	4.439	4.439	4.526	4.526	4.526	5.2085	5.2085	5.2085
Tea-Estate	2.200	2.200	2.530	2.910	3.053	2.717	2.717	2.822	2.822	2.876	2.876	2.876	3.2230	3.2230	3.2230
Seasonal	2.491	2.491	2.859	3.289	3.454	4.274	4.274	4.439	4.439	4.526	4.526	0.00	0.00	0.00	0.00
Domestic	1.595	1.595	1.843	2.118	2.222	2.332	2.332	2.447	2.447	2.523	2.523	2.523	2.8380	2.8380	2.8380
Captive Power	-	-	1.678	1.925	2.024	1.941	1.941	1.941	2.013	2.050	2.050	2.050	2.2990	2.2990	2.2990
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	0.836	1.358	1.358	1.358	1.358	5.483	5.483	5.4835	5.4835	9.9000
Total	12.881	12.881	16.505	18.976	19.927	21.615	22.137	22.881	22.953	23.402	27.527	23.001	25.245	25.245	29.6615

PDF Margin															
Power	-	-	0.146	0.276	0.296	0.316	0.316	0.302	0.302	0.317	0.317	0.317	0.3170	0.3170	0.3170
Fertilizer	-	-	0.118	0.230	0.245	0.251	0.251	0.275	0.275	0.268	0.268	0.268	0.2680	0.2680	0.2680
Industrial	-	-	0.412	0.696	0.774	0.709	0.709	0.732	0.732	0.766	0.766	0.766	0.7660	0.7660	0.7660
Commercial	-	-	0.618	1.023	1.150	1.242	1.242	1.297	1.297	1.336	1.336	1.336	1.3355	1.3355	1.3355
Tea-Estate	-	-	0.454	0.764	0.851	0.667	0.667	0.732	0.232	0.766	0.766	0.766	0.7660	0.7660	0.7660
Seasonal	-	-	0.520	0.870	0.975	1.306	1.306	1.297	1.297	1.336	1.336	-	-	-	-
Domestic	-	-	0.315	0.540	0.596	0.623	0.623	0.657	0.657	0.709	0.709	0.709	0.7090	0.7090	0.7090
Captive Power	-	-	0.277	0.480	0.531	0.457	0.457	0.407	0.465	0.456	0.456	0.456	0.4560	0.4560	0.4560
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	-	0.316	0.336	0.336	0.324	3.698	3.698	3.6975	3.6975	5.0000
Total	0	0	2.86	4.879	5.418	5.571	5.887	6.035	6.093	6.278	9.652	4.863	4.8625	4.8625	6.165

BAPEX Margin :

Power	0.067	0.067	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.0480	
Fertilizer	0.058	0.058	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	-	-	-	-	-	-	-	-	
Industrial	0.145	0.145	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.0480	
Commercial	0.208	0.208	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.0480	
Tea-Estate	0.160	0.160	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.0480	
Seasonal	0.181	0.181	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	-	-	-	-	
Domestic	0.116	0.116	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.0480	
Captive Power	-	-	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.0480	
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	0.076	0.076	0.076	0.076	0.048	0.048	0.048	0.0480	0.0480	0.1100	
Total	0.935	0.935	0.608	0.608	0.608	0.684	0.684	0.532	0.532	0.336	0.336	0.144	0.144	0.144	0.206	

Deficit Margin for BAPEX

Power	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
Fertilizer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
Commercial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
Tea-Estate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
Seasonal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Domestic	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
Captive Power	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.0400	
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.040	0.0400	0.0400	0.2000	
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.12	0.12	0.12	0.28	

Wellhead Margin :

Power	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
Fertilizer	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
Industrial	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
Commercial	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
Tea-Estate	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
Seasonal	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	-	-	-	-	
Domestic	0.210	0.220	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
Captive Power	-	-	0.220	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.2250	
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.2500	0.2250	0.3000	
Total	1.47	1.54	1.76	1.76	1.76	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	0.75	0.75	0.675	0.75	

Transmission Margin															
Power	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Fertilizer	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Industrial	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Commercial	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Tea-Estate	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Seasonal	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	-	-	-	-	
Domestic	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Captive Power	-	-	0.220	0.220	0.250	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	0.250	0.250	0.300	0.300	0.320	0.320	0.295	0.2950	0.3200	0.3200	
Total			1.76	1.76	2	2.25	2.25	2.7	2.7	2.88	2.88	0.885	0.885	0.96	0.96	

Distribution Margin															
Power	0.437	0.427	0.207	0.207	0.207	0.220	0.220	0.224	0.224	0.240	0.240	0.225	0.2250	0.2250	0.2250	
Fertilizer	0.352	0.342	0.122	0.122	0.122	0.127	0.127	0.160	0.160	0.170	0.170	0.155	0.1550	0.1550	0.1550	
Industrial	1.192	1.182	0.962	0.962	0.962	0.938	0.938	0.950	0.950	0.970	0.970	0.955	0.9550	0.9550	0.9550	
Commercial	1.796	1.786	1.566	1.566	1.566	1.678	1.678	1.708	1.708	1.750	1.750	1.735	1.7350	1.7350	1.7350	
Tea-Estate	1.330	1.320	1.100	1.100	1.100	0.980	0.980	0.950	0.950	0.970	0.970	0.955	0.9550	0.9550	0.9550	
Seasonal	1.535	1.525	1.305	1.305	1.305	1.614	1.614	1.708	1.708	1.750	1.750	-	-	-	-	
Domestic	0.906	0.896	0.676	0.676	0.676	0.709	0.709	0.720	0.720	0.740	0.740	0.725	0.7250	0.7250	0.7250	
Captive Power	-	-	0.579	0.579	0.579	0.556	0.556	0.556	0.556	0.606	0.606	0.591	0.5910	0.5910	0.5910	
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	0.108	0.220	0.150	0.150	0.170	0.170	0.156	0.1560	0.1560	0.1560	
Total	7.548	7.478	6.517	6.517	6.517	6.93	7.042	7.126	7.126	7.366	7.366	1.472	1.472	1.472	1.472	

DF/GDF Margin															
Power	0.042	0.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0940	0.0940	0.0940	
Fertilizer	0.037	0.037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1530	0.1530	0.1530	
Industrial	0.091	0.091	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2830	0.2830	0.2830	
Commercial	0.130	0.130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5580	0.5580	0.5580	
Tea-Estate	0.100	0.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2830	0.2830	0.2830	
Seasonal	0.113	0.113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Domestic	0.073	0.073	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2550	0.2550	0.2550	
Captive Power	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2010	0.2010	0.2010	
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0140	
Total	0.586	0.586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.456	0.456	2.47	

End Users Price															
Power	1.680	1.680	1.930	2.220	2.330	2.470	2.470	2.560	2.560	2.610	2.610	2.610	2.8200	2.8200	2.8200
Fertilizer	1.460	1.460	1.680	1.930	2.030	2.120	2.120	2.190	2.190	2.240	2.240	2.240	2.5800	2.5800	2.5800
Industrial	3.640	3.640	4.200	4.830	5.070	4.940	4.940	5.130	5.130	5.230	5.230	5.230	5.8600	5.8600	5.8600
Commercial	5.210	5.210	6.000	6.900	7.250	7.770	7.770	8.070	8.070	8.230	8.230	8.230	9.4700	9.4700	9.4700
Tea-Estate	4.000	4.000	4.600	5.290	5.550	4.940	4.940	5.130	5.130	5.230	5.230	5.230	5.8600	5.8600	5.8600
Seasonal	4.530	4.530	5.200	5.980	6.280	7.770	7.770	8.070	8.070	8.230	8.230	0.00	0.00	0.00	0.00
Domestic	2.900	2.900	3.350	3.850	4.040	4.240	4.240	4.450	4.450	4.590	4.590	4.590	5.1600	5.1600	5.1600
Captive Power	-	-	3.050	3.500	3.680	3.530	3.530	3.530	3.660	3.730	3.730	3.730	4.1800	4.1800	4.1800
CNG Feed Gas	-	-	-	-	-	1.520	2.470	2.470	2.470	2.470	9.969	9.970	9.9700	9.9700	18.0000
Total	23.42	23.42	30.01	34.5	36.23	39.3	40.25	41.6	41.73	42.56	50.059	41.83	45.9	45.9	53.93

(Source : Revenue section of Finance Department -BGCL)

The weighted average end user price calculated according to the quantity of use which is shown on table 3.3.

Table3.3

Statement showing "Weighted Average End Users Price" of Natural Gas

(On the basis of 2010-2011 consumption)

Weighted Average End Users Price (without considering system loss) :

SL NO.	Category	Qnty.(MCM)	% of Consumption	End Users Price per MCM	Weighted Average Price
1.	Power	,439,043.891	45.0405	2,820.00	,270.14
2.	Fertilizer	420,567.913	5.5081	2,580.00	142.11
3.	Industrial	503,053.116	6.5884	5,860.00	386.08
	Industrial (80% VAT exempted)	671,697.161	8.7971	5,248.56	461.72
4.	Commercial	77,000.268	1.0085	9,470.00	95.50
	Commercial (80% VAT exempted)	239.500	0.0031	8,481.84	0.27
	Malwali Masjid (100% VAT exempted)	290.209	0.0038	4,261.50	0.16
5.	Tea-Estate	14,811.906	0.1940	5,860.00	11.37
6.	Domestic	816,304.193	10.6910	5,160.00	551.65
	Domestic (80% VAT exempted)	26.500	0.0003	4,621.60	0.02
7.	Captive power	338,647.762	4.4352	4,180.00	185.39
	Captive power (80% VAT exempted)	920,237.769	12.0522	3,743.84	451.21
8.	CNG Feed Gas	433,528.489	5.6778	23,000.00	1,305.90
	Total :	7,635,448.676	100.0000		4,861.53

Note:	Per MCM (Tk.)	Per MCF (Tk.)
- Weighted Average End Users Price	4,861.53	137.66

It discloses the present sales value of gas to the consumers (end-user). Whereas, Petrobangla has to buy this gas from IOC's bearing nearly double price.

To address the country's natural gas pricing issue government set up a National Gas Pricing Formulation Committee (NGPFC) in July 1995. The committee was given a task to identify and recommend appropriate gas pricing policies/methodologies. The draft report of the committee was completed in April' 1997. Members of the NGPFC also studied the gas pricing methodologies and policies developed in the United States, Pakistan, Argentina, Mexico and South Africa facilitated by the World Bank experts. They found Pakistan's natural gas pricing mechanism most suitable for the country.

Energy tariff has been considered as a key policy instrument in the National Energy Policy (NEP) of 1996, which states that all forms of non-renewable energy should be priced at their economic cost of supply. It also recommended the establishment of a national energy authority (Currently Bangladesh Energy Regulatory Commission, BERC) to regulate energy tariffs in the country. Due to resistance from pressure groups country could not make any substantial progress in determining the natural gas prices either in cost reflective manner or the market driven framework.

Presently, in case of IOCs, Petrobangla buys gas as per the production sharing contracts (PSC) at prices fixed as per the Petroleum Policy 1993, which stipulates that the price of onshore gas will be 75% of High Sulphur Fuel Oil (HSFO) price of Freight on Board (FOB) Singapore, on a heating value parity basis, and the offshore gas price will be 25% higher than the onshore gas price. However, price of PSC gas is limited under a boundary condition geared to floor price of $70 per metric ton, and ceiling price of $120 (in case of Cairn, and other except Unocal) to $140 per metric ton (in case of Unocal's gas) of HSFO price (i.e., the cap less than half the price experienced in the world market in 2005).

As per PSC provision, Petrobangla buys the cost recovery gas contractors share of profit gas at price fixed as above but dose not need to pay for the Governments/Petrobangla share of profit gas. All payments to PSC contractors are made in US dollars within 30-45 days of invoice, failing which an interest LIBOR plus 11.5% is charged. The PSC contractors, as well as Petrobangla, are exempted from Supplementary Duty (SD) and Value Added Tax (VAT) on gas

produced under PSC. However, Petrobangla is responsible for paying the corporate income tax to the government on behalf of the PSC contractors.

In April 2003, the Government approved a new gas pricing formula similar to PSC gas and as per this formula, the price of gas produced by the State Gas Companies will be indexed with the HSFO-FOB Singapore price. Based on this formula, price adjustments will be made on a semi-annual basis. Harmonization of the current consumer price will reflect the cost of services rendered to the customers. The Governments duty in the form of SD and VAT, on the other hand is based on:

(i) Units of gas sold and
(ii) Selling price of gas, respectively.

The end use price is fixed on the basis of following formula:

Retail price of gas = Cost of Gas+ transmission and distribution cost + Supplementary Duty (SD) + Value added tax (VAT)

Where,

1. Cost of Gas : Production Sharing Contract (PSC) Gas = 75-93% of HSFO
   Petrobangla (State owned companies gas) = 7% of HSFO
2. T & D Cost : T & D operating cost + Return on revenue(ROR)(15% on net asset)
3. SD: Fixed charge based on volume of gas entered into the network;
   (currently Tk33.30 per thousand cubic feet –TCF)
4. VAT: 15% of total cost of gas sold/handled

a. Gas purchase/production price will be determined with future investment by linking it with the value of Singapore HSFO according to guidelines regarding the price fixation of produced gas by International Oil Company (IOC's).

b. Supplementary duty will be determined on the basis of Volumetric Measurement of marketed gas.

c. The gas price will be reviewed at every month by following proper formula and after six months it will be re-fixed. But at the monthly review if the price of next month

increase/decrease more than 10% than the previous month then it will be re-fixed at before fixed time.

d. If necessity of gas supply arises at the reduced price to any special customer class then government could give it to that customer by arranging for it in the budget.

Under the new pricing formula, which is effective from January1, 2005, the Government of Bangladesh determined gas tariff and margins for each of the companies involved in gas operation, including the margin for the Government itself in the form of SD and VAT. In the end user price the stake of Government and Petrobangla is 55% and 45% respectively. The Petrobangla share was again distributed among the participating companies. In the new pricing formula, a separate margin is reserved to generate a fund, namely Price Deficit Fund (PDF), for payment to the PSC contractors. Following derivation of the tariff as above the rates of different categories of customers are fixed. The Petrobangla and the group companies complain that present pricing formula is not really cost effective, as the Petrobangla/Group Companies' gas price is too low (7% of HSFO) compared to the value of the resource itself. The end users price for the bulk consumers, which consumes more than 90 of the domestic gas, are far below than non-bulk consumers (Table 3.4).

Table 3.4: Gas Price Distribution amongst GOB & PB Group

Margin distribution with effect from 01-01-2010 & 13-05-2011

(Taka/CM)

SL No.	Customer Category	End Users Price	GOB Margin 55%			PB Margin 45%								End Users Price
			SD	VAT	Total	PDF Margin	BAPEX Margin	DWMB	Wellhead Margin	Trans Margin	Distr Margin	Gas Devel Fund	Total	
1	2	3	4	5	6 =(4+5)	7	8	9	10	11	12	13	14=(7 to 13)	15=(6+14)
1	Power	2.8200	1.1832	0.3678	1.5510	0.3170	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.2250	0.0940	1.2690	2.8200
	Normal Portion		1.0950	0.3400	1.4350									
	GDF Portion		0.0882	0.0278	0.1160									
2	Fertilizer	2.5800	1.0825	0.3365	1.4190	0.2680	0.0000	0.0400	0.2250	0.3200	0.1550	0.1530	1.1610	2.5800
	Normal Portion		0.9400	0.2920	1.2320									
	GDF Portion		0.1425	0.0445	0.1870									
3	Feed Gas for CNG (13/05/11)	18.0000	7.5522	2.3478	9.9000	5.0000	0.1100	0.2000	0.3000	0.3200	0.1560	2.0140	8.1000	18.0000
	Feed Gas for CNG (01/01/10)	9.9700	4.1831	1.3004	5.4835	3.6975	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.1560	0.0000	4.4865	9.9700
4	Captive Power	4.1800	1.7538	0.5452	2.2990	0.4560	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.5910	0.2010	1.8810	4.1800
	Normal Portion		1.5630	0.4870	2.0500									
	GDF Portion		0.1908	0.0582	0.2490									
5	Industrial	5.8600	2.4587	0.7643	3.2230	0.7660	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.9550	0.2830	2.6370	5.8600
	Normal Portion		2.1940	0.6820	2.8760									
	GDF Portion		0.2647	0.0823	0.3470									
6	Tea-Estate	5.8600	2.4587	0.7643	3.2230	0.7660	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.9550	0.2830	2.6370	5.8600
	Normal Portion		2.1940	0.6820	2.8760									
	GDF Portion		0.2647	0.0823	0.3470									
7	Commercial	9.4700	3.9733	1.2352	5.2085	1.3355	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	1.7350	0.5580	4.2615	9.4700
	Normal Portion		3.4530	1.0730	4.5260									
	GDF Portion		0.5203	0.1622	0.6825									
8	Domestic	5.1600	2.1650	0.6730	2.8380	0.7090	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.7250	0.2550	2.3220	5.1600
	Normal Portion		1.9240	0.5990	2.5230									
	GDF Portion		0.2410	0.0740	0.3150									
Total														53.93

PDF : Price Deficit Fund

DWMB : Deficit Wellhead Margin for BAPEX

The above discussion reveals that the energy pricing practices in Bangladesh are anchored in the tradition of state-as-decision maker. The prices to consumer for a unit volume of automotive fuel, natural gas, and electricity, are set below market value regardless or independent of long run marginal cost (LRMC). Bangladesh consumes its gas at a price about five-fold lower than the equivalent liquid fuel cost in Bangladesh. Apropos, the liquid fuel is offered to key end users in Bangladesh at much lower price than to consumers in other countries of the region.

Rational tariff is a prerequisite for sustainable operation of the energy entities throughout the supply chain including exploration, production, transmission and distribution to ensure sustainable supply of energy. In Bangladesh, importance of rational energy tariff is highlighted in different review documents. It is imperative that gas pricing be brought, in the nearest future, to an acceptable level of parity with equivalent fuel pricing. Such a development will generate the additional income for domestic gas transmission and distribution, improvement in the maintenance/safety of the operations, and generating higher interest among foreign gas companies to invest in gas exploration and production in Bangladesh. Dr. Nurul Islam, noted expert and a BUET teacher said that "If the government had allowed a rational pricing formula to compute production cost instead of allowing a fixed price, to invest for new well development, it should also be allowed to prepare DPP for new gas well development projects based on economic rationale instead of using at a fixed rate on a arbitrary basis".

However, the proposal for increase in the price of gas is opposed by various groups of stakeholders. It has been evident in the public hearings organized by Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) on the proposed gas price hike. Stakeholders and representatives of different trade bodies, Chamber of Commerce and Industry and Consumers Association of Bangladesh (CAB), contend that the hike would further increase prices of food items. Business people also point out that hiking gas prices would double the cost of business. The Bangladesh Power Development Board (BPDB) contend that price hike of gas would seriously hamper power development.

3.5 Issues related to Gas prices in Bangladesh

3.5.1 Demand and Supply imbalance

Research on gas sector shows, unless augmented through more investment in drilling or discovering new fields, Bangladesh is poised to face an acute shortage of gas. GSMP reveals that if various distortions, which are prevalent in the sector not corrected in the relevant time framework, country would have to witness an increase in demand for gas but a fall in supply. Low price induced increasing demand and failing supply have created a competitive pressure on the government to meet the needs of the people. Different lobbies of the society are fearful that in the absence of adequate supply of gas people have to pay higher price because they have to

shift from gas as a fuel to non gas fuel. This is a matter of concern as Bangladesh is endowed with rich natural resource (natural gas), but faced with poor infrastructure to augment supply of it in tune with market demand. In the present section, an overview of demand and supply situation for various categories of the users has been discussed to make a logical case for the increase in price of gas.

Table.3.5 (below) represents gas supplied to different categories of consumer from financial year 2002 to 2008 in the country. From the graph it is evident that share of the bulk categories of users in total sale has been declining while the erstwhile neglected sectors such as non bulk that includes captive power generation are taking dominant position in the total supplied demand of gas in the country.

Table 3.5: Total gas sold to different categories of consumers in Bangladesh (In BCF)

Year / Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Non-Bulk	83	119	135	151	182	229	283
Fertilizer	79	96	93	94	89	94	83
Electricity	203	186	199	211	224	221	221

The power sector continues to be one of the major consumers for natural gas. Three major entities Bangladesh Power Development Board (BPDB), Rural Electrification Board (REB) and the Independent Power Producers (IPP) generate and supply electricity to the national grid line in Bangladesh. Some power is also supplied by off-grid captive power plants located in industrial and commercial centers which serve electricity for self consumption and for consumption in adjoining areas. As on 31 December 2006 total installed generation capacity was 5245 megawatt of which 87% of electricity was generated through gas-fired power plant while the 13% was generated from oil, hydro and coal. As per Petrobangla forecast total estimated demand for gas for power generation in FY 2015 would be 2192 MMCFD by grid supply power generation entities and 381 MMCFD by captive power plants in the country. Currently limited gas supply

has been major constraints for the power sector development. However, country is facing acute gas supply shortage but power system master plan prepared by BPDB in 2005 heavily relies on the gas fuelled power plants.

Because of grid failure, low quality, and unreliability of the grid power supply demand for captive power generators has increased significantly in the recent years. In the absence of significant investment in electricity infrastructure and slow construction of new generating plant, string growth in captive category is expected to continue. The demand for gas is growing faster in this area but Petrobangla is unable to supply the requisite gas due to prior commitment to other sectors. Under supply of the gas to captive power plants have compelled the generation units shift from gas-fired generation to more expensive substitute fuels, which in turn, may reduce the amount of electricity generated from captive power plants, placing further pressure on grid supply.

Studies on fertilizer industry suggest that natural gas is the most cost effective input for fertilizer plants. Fertilizer sector consumes almost one fifth of the total sales of gas distribution companies in Bangladesh. Seven fertilizer companies meeting 60-70% of total domestic demand for nitrogenous fertilizer estimated to produce about 3 million metric ton per annum. The rest of the fertilizer is imported from other countries. Out of seven operating fertilizer plants which consumes 289 MMCFD gas, six are owned by public sector entities, i.e. Bangladesh Chemical Industries Corporation (BCIC) while one plant is controlled by the joint sector. To meet growing domestic demand of the fertilizer two gas based fertilizer plants with 1750 metric ton capacity each is also under the process. It is estimated that proposed two new plants would put additional pressure of 90 MMCFD natural gas after getting commissioned. Figurec.1 depicts that, in the recent years, the sales of gas to the fertilizer companies have been erratic and it declined specifically in year 2008. The forecasted demand of the fertilizer industry is estimated to be 94MMCFD during 2008-09 to 2010-11. (Table 3.5).

Low revenue realization from the gas distribution companies due to huge consumption at the lowest tariff have been one of the main impediments for the poor investment in the supply infrastructure and obstacle to the resource generation for the upstream companies on the one hand and induce no incentive for judicious and efficient use of the gas on the other hand. Since fertilizer companies are owned and managed by the public sector entities and gas distribution

companies have been signed long-term supply contract with them, therefore, it restricts the opportunity for gas companies to tap the market for industries which are willing to pay higher price for the gas.

Industrial sector is the third largest consumers of natural gas in the country. This sector consists of large and medium enterprises of textile, readymade garments, food and beverages, machinery, chemical industries which employ a large number of the people across the country. Keeping in view of growth potentials of the industrial sector in the country estimated average annual projected demand growth for gas (from 2007-2008 to 2011-12) in this sector is more than 20%. Table 3.6 reveals that the demand for this sector would increase from 92 bcf in 2007-08 to 162 bcf in 2010-11. This sector is backbone of the economy as it provides huge employment and outputs to the country. Though there exists huge demand in this sector but due to prior commitment to the bulk sector and poor supply infrastructure, gas companies are unable to meet the growing demand and tap the full revenue potential of the sector.

In the domestic user category, natural gas is used mainly for the cooking purpose in urban and pri-urban areas of Bangladesh. Total demand for domestic users in 2007-08 was 69.02 bcf which is estimated to be 99.5 bcf in 2010-11 (annual compound growth, 12.9% during 2007-11). Gas supply to this sector is also important because achievement of Mid-term Demand of Gas (MDG) is directly linked to the use of clean fuels.

CNG fuel is another area where gas demand is growing rapidly. As per forecast by Petrobangla the segment would increase from 23 bcf in 2006 to 88bcf in 2011. Petrobangla has revised unit tariff for this segment as on 25.04.2008 and 01.05.2011. Policy makers expect that in view of erratic movement in the prices of imported substitute fuels more vehicles would convert from oil to CNG.

Table3.6: Gas Demand by users of natural gas in Bangladesh (BCF)

Year / Sector	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
Power	234.28	257.6	278.2	300.5
Captive power Gen.	80.23	102.4	120.9	142.6
Fertilizer	78.67	94	94	94
Industry	92.19	111.6	133.9	160.7
Commercial	6.6	7	6.8	7.3
Domestic	70.8	79.3	88.9	99.5
Tea Estate	0.8	1	1	1
Feed Gas for CNG	22.82	34.7	58.9	88.4
System loss	16.3	19.6	20.5	20
Total	602.69	707.2	803.1	914

3.5.2 Gas Price Distortions

Gas price in Bangladesh were designed at a time when the supply of commodity was comparatively satisfactory vis-à-vis gas demand for gas and the price of energy was significantly lower than today. Prices were set below the economic cost of gas by the governments with a view to accommodate the social welfare needs of the society and as a mean to develop the economic activity using a cheap energy resource. Current price system has since evolved without major modifications. It does not incorporate the major challenges that have become widespread in the recent past the depletion of the domestic gas resources, and the spectacular increase in the

Dhaka University Institutional Repository

oil price. Both the structure and the level of gas prices are not related to the real economic costs of supplying gas to the consumers and the revenue collected from the customers by the gas operators through gas prices is primarily meant to convey resources to the government. It has resulted in three adverse consequences for gas sector in the country.

- Price of gas in Bangladesh at users' level dose not truly reflect its scarcity. Wood and Mackenzie Report (2005) argued that natural gas in Bangladesh is seriously under-priced compared to competing energy. It is argued that since the price of gas is kept substantially low compared to alternative fuels, it caused both income and substitution effects to artificially enhance the demand of natural gas. As the gas price are not set by the forces of demand and supply, artificially low price of gas tends to militate against the most efficient use of the scarce resource (e.g. using gas for drying of cloths, keeping the turbine on when not needed or insufficient use of gas in fertilizer factory etc.). Artificial demand pressed by the low prices also encourages rampant corruption in the wake of a wide difference between marginal benefit from gas use and the marginal cost of its procurement by households or enterprises.
- The revenue collected by the gas operators is not sufficient to allow them to properly maintain and develop their activities. This leads to sub-standard operation with regard to quality of service and the operators' ability to meet the demand. In particular, the scarce financial resources of the gas companies prove insufficient to reinforce and expand the networks without the assistance of the state budget or bi-and multi-lateral institutions.
- Administered prices combined with the heavy transfer of revenue to treasury are strong disincentive for the management of gas companies to operate their business in a responsible, and in sustainable way.

3.6 Bangladesh Gas price in comparison to the regional prices:

1. It is perceived by some of the people in the country that natural gas in Bangladesh is a non-exhaustive and non-depleting natural gift to the country. From the available secondary resources a preliminary analysis has been conducted to highlight the discount at which gas is being currently sold in Bangladesh.

Dhaka University Institutional Repository

2. Table 6 which represents comparative prices of natural gas for different categories of users in its neighboring country and region reveals that Bangladesh subsidizes the consumption of gas for all broad categories of users. The tariff of natural gas in Bangladesh is not only the lowest but it is much lower than the price in natural gas of rich countries like Indonesia and Malaysia. Government appointed National Gas pricing Formulation Committee (NGPFC) in its report in 1997 suggested that natural gas pricing methodology of Pakistan is relevant to the situation of the gas sector in Bangladesh. But table 3.7 reveals that in the year 2005, except commercial users categories, Bangladesh natural gas prices are no where comparable to the prices in Pakistan.

Table3.7: Comparative Natural Gas prices in neighboring countries of Bangladesh

Sectors	Unit Price in Bangladesh (taka/MCF)	% of Bangladesh Gas Price			
		India	Pakistan	Thailand	Malaysia
Power	74	520.30	370.30	356.80	150.0
Fertilizer	63	611.10	327.0	NA	NA
Industry	148	245.90	139.20	223.0	162.80
Commercial	233	233.90	99.60	141.60	103.40
Domestic	130	302.30	201.50	421.50	277.70

Source GSMP (Petrobangla)

3. The comparison of gas price with the price of liquid fuels highlights the discount at which gas is being currently sold in Bangladesh. Table 7 represents average comparative fuel oil price in Bangladesh Vis-à-vis same fuel prices in the region. It is evident that Petrobangla charges lowest price from its all categories of the users. However, country is net importer of the fuel oil but its prices are comparatively low with the regional liquid fuel prices. For example, the country charges 66% lower prices from its bulk users (Power, Fertilizer, Captive power and Industry) in comparison to its average regional price. The discounts for other categories of users are low in comparison to bulk

consumers but still higher than the regional average. This trend is critical, as in lieu of the gas shortage, bulk consumers will have to switch from natural gas to the fuel oil for its energy needs and keeping view the country's balance of payment situation; it is not sustainable to subsidize the bulk users in the long-run for consumption of fuel oil. Therefore, rationalization of the gas prices in the country is in the interest of sector as well the country.

Table 3.8: Bangladesh Gas Substitute Fuel Prices with Regional Average

Sector	Substitute Fuel	Substitute Fuel price in Bangladesh US$/mmbtu	Substitute Fuel price in Bangladesh (US$/mmbtu)	Discount: Bangladesh to regional price (in %)	Price of Gas in Bangladesh US$/mbtu	Discount of Gas price to liquid fuel (in %)
Power	Fuel Oil	5.3	8.8	-66	1.1	-382
Fertilizer	Fuel Oil	5.3	8.8	-66	1.0	-430
Captive	Fuel Oil	5.3	8.8	-66	1.6	-231
Power Industry	Fuel Oil	5.3	8.8	-66	2.3	-130
Tea	Diesel	12.5	16.7	-34	2.3	-443
Commercial	Diesel	12.5	16.7	-34	3.6	-247
Seasonal	Diesel	12.5	16.7	-34	3.6	-247
Feed gas for CNG	Gasoline	19.4	27.4	-41	1.1	-1664
Domestic	LPG	12.2	14.3	-17	2.0	-510

4. Table 3.7 and Table 3.8 suggest a huge price distortion in the country. A pro-rata upward adjustment of gas prices in the country will not only correct the price distortions in gas market but would improve the financial health of the gas companies and sector. In strict economic terms, gas as a resource should be priced relative to its opportunity cost but country has not made any progress in this regard yet. Table 7 incorporates opportunity cost of gas in relation to alternative competing fuels for different categories of users. Table 6 summarizes that there is huge scope for upward revisions of gas price to bring

Dhaka University Institutional Repository

parity in prices of intra fuel categories. Rational pricing may also encourage the stakeholders to use energy efficient techniques. For example, energy intensive manufacturing sector, which has a great growth and export potential in the country have potential for efficient use of energy to reduce its production cost and become competitive in the international market. Export competitiveness achieved through lower prices of gas as an input in fact is proxy of export of gas itself to other countries at lower prices.

3.7 Gas price issue for power sector in Bangladesh

Since power generation units are the largest consumers of the natural gas and tariff charged to them are the second lowest (Table3.3), long term supply contracts at arbitrarily determined low price of the gas for the power generation units has been a major hurdle in the development of the gas sector in the country. Low price of the gas has been justified by the power units on the ground that increase in gas prices for electricity may result in a steep rise in the generation costs and tariff of electricity to the users. The apprehension is that, unless government increases the electricity prices for end users or provide budgetary support to the power distribution companies, they cannot afford the increase in the gas cost with the given financial structure of the sector. However, Petrobangla in his petition to the BERC (Table3.9) assesses that 22% increase in gas prices for electricity sector would finally result in a 7.16 percent increase in cost of power generation in 2008.

Dhaka University Institutional Repository

Table 3.9

Description	Existing Rate	Price of Electricity	
Increase of Gas Price			22%
Gas Price (Tk/MCF)	73.91	90	22%
Cost for gas as fuel (Tk/KWH)	0.84	1.03	37%
Other Cost (Tk/KWH) Constant price	1.72	1.72	63%
Total generation Cost including IPP (Tk/KWH)	2.56	2.75	100%
% increase in generation cost per KWH			7.16%

Bangladesh is facing huge power crisis and load shading is common these days. Power sector is in a desperate situation as in may 2009 there was 226 MMSCFD shortfall on the supply of gas to the sector. Since gas tariff for the power units are below the financial cost of production, therefore, it gives no incentives to the gas distribution companies to improve the supply of gas to these entities. Keeping in view the shortage of gas supply and growing demand for electricity it is being contemplated to set us coal based power plants. However, coal based power generation has its own drawbacks. Research reveals that gas is significantly more efficient than other fossil fuels (i.e., gas generates more power and does more work per unit of fuel used). Combined cycle gas technology results in better utilization of gas, with higher electricity output, lower costs, and less pollution. The thermal efficiency of the combined cycle gas turbine power generation process (Normally chosen by users of natural gas) is as much as 50 percent higher than conventional steam technologies using oil

or coal, and the gap is growing. Although coal and oil can also be gasified for use in combined cycle gas turbine systems, this generally fossil fuel in terms of pollutants and carbon dioxide emissions. Compared to other fossil fuels, natural gas produces essentially no sulfur emissions and significantly lower levels of NO_2 and particulate emissions. Gas also produces 25-33percent less CO_2 than oil, and 40-45 percent less than coal, per unit of energy produced.

Apart from the above technical considerations, gas is also most economical fuel for the electricity generation (Table3.9). Domestic availability of coal and naphtha is very limited and importing them would place the country face to face with the global supply dynamics and balance of payment shocks. Country should also take lessons from the global oil price shocks and should rely on the domestic gas as a fuel for the power generation. The best feasible alternative for the government is to fix the cost reflective prices of domestic gas, which will not only improve gas supply for power sector but the financial health of the upstream and downstream gas business. In addition to this, society will save the money by avoiding switch over cost and pollution abatement costs. The worldwide researches show that impact of the increase in the input prices have been minimized by the better demand management and conversation and efficient use of the gas. In addition to this, global surveys on climate change reveals that worldwide consumers are willing to pay higher prices for green electricity.

Table3.10: Comparison of gas price with alternative fuel price in Bangladesh

Fuel	Unit Price	Equivalent MMBTU	Tk/MMBTU
Gas	142.75Tk/MCF	1MCF	142.75
Coal	4200 Tk/Tonnes	39.44Kg	165.66
Firewood	5500Tk/tones	69.87Kg	384.29
Diesel	40 Tk/liter	30.58Litre	1223.20
LPG	335Tk/12.5Liter Bottle	21.56Litre	577.81
Kerosene	40.00 Tk/Liter	28.39 Litre	1135.60
Petrol	67 Tk/liter	31.80 Litre	2130.60

In the discussion with consultant, representatives of the consumer and industry associations opined that they have been penalized for the lower price of gas for power sector. They realize that low revenue realization due to lower price provides not no incentive to gas companies

Dhaka University Institutional Repository

for the much needed capital investments in gas infrastructure and thus supply of gas to them is also gets affected out it.

During the consultation, representatives of the power companies also admitted that gas is the best available fuel for power generation. They also admitted that if uninterrupted and quality gas supply is ensured to the power entities they may be willing to pay rational price for the gas otherwise they have to depend on the alternative fuels such as coal and naphtha.

The estimated increase in generation cost may be offset partially by achieving the generation efficiency and thus the actual increase in cost will be minimal. Inview of these facts upward revision of the gas price in the country is justified, partially considering that such an increase in gas prices is eminent for the development of gas sector and energy security for the country.

3.8 Gas price Issue for Fertilizer sector in Bangladesh

(i) In Bangladesh, the fertilizer consumption began to increase rapidly with the introduction of hybrid (HYV) rice (i,e. IR5 & IR8) under the 'Grow More Food' campaign in which government provided fertilizers and low lift pump at a highly subsidized rate with pesticide as free of cost to popularize these inputs among the farmers and meet the country's demand for food. Total fertilizer production, consumption and import pattern in Bangladesh has been erratic in the recent years. The share of urea in total fertilizer consumption has increased from 80% in 2000-01 to 81.6% in the 2005-06. From Table3.11 it is evident that dependency on imported fertilizer has increased while domestic production is declining during the years 2000-06.

Table 3.11: Fertilizer Production and Import during 2000-01 to 2005-06 (000tons)

Year	Urea			TSP			SSP	Total Consumption
	Production	Import	Total	Production	Import	Total	Production	
2000-01	1883	302	2185	68	363	431	119	2735
01-02	1545	522	2067	66	341	407	136	2610
02-03	2057	286	2343	65	328	393	135	2871
03-04	1986	235	2221	67	369	436	141	2798
04-05	1878	567	2445	54	451	505	163	3113
05-06	1730	770	2500	56	374	430	135	3065
Average annual growth								
00-06	.36	14.47	3.26	-4.31	3.21	2.14	3.54	3.11

Source: calculated from MOA fertilizer consumption data, 2007

(ii) The country imported 30.08% of the urea to meet its domestic demand in 2005-06. Although the country has potential for the domestic production of fertilizers, the short supply of gas is major constraint in the way of existing planned production capacity augmentation in the industry. Petrobangla seems to be reluctant to supply the gas to this industry because it finds no incentive as tariff charged from the industry is not only lowest among other user categories but is also lower than the financial supply cost of the gas. In the recent tariff petition, Petrobangla requested BERC for 42% increase in the gas price for fertilizer industry. The impact of the 42% increase in the gas price for the industry is estimated about 15.63% escalation in the production cost of the fertilizers (Table 3.12). Fertilizer industry in Bangladesh contend that the resulting increase in fertilizer prices would reduce earning and profitability of the farmers on the one hand and endanger the foods security and increase in the input cost for the food processing industries on the other hands. However studies show that impact of increase in the cost of production can be minimized through efficient use of inputs. For example, in India, upward revision pf the gas prices led to pay more attention on the energy efficiency techniques that promoted higher capacity utilization and efficiency. Whereas subsidy on coal in the country led more energy consumption per unit of output.

Table 3.12: Impact of gas price increase in Fertilizer Production (Average Gas Consumption 3600 MCF/M Ton)

Description	Existing Rate	Price of Electricity	
Increase of gas		42%	
Gas Price (Tk/MCF)	63.41	90	42%
Cost for gas as feedstock (Tk/M.Ton)	2282.76	3240	46%
Other Cost (Tk/ M.Ton) Constant price	3840	3840	54%
Total generation Cost including IPP (Tk/ M.Ton)	6122.76	7080	100%
% increase in generation cost per M.Ton			15.63%

Source : Petrobangla

(iii) Keeping in view of the growing demand in the country government is paying higher prices to the international fertilizer companies for importing the fertilizers. Another alternative to import the costlier substitute fuels/inputs for the domestic fertilizer industry is no way preferable. Only viable option is to enhance the domestic supply of

gas for the industry and it can be achieved by reforming and rationalizing the gas price for the industry.

3.9 Gas price issue for captive power plants in Bangladesh

Tarrif charged from captive power plants are relatively higher than power generating units supplying to the grid, but it is much lower than the other non-bulk categories of the users. Tariff of captive power plants remain unrevised since 2005. Since captive power plant are used by big industries and, keeping in view the prices of alternative fuels, further upward revision of the gas price for this category of consumers is justified.

3.10 Gas price issue for industrial users in Bangladesh

Bangladesh also subsidizes the gas for its industrial users in comparison to its neighboring countries. Average tariff charged to industrial users is 148.10 taka/mcf is the highest among the other categories of users. Price of this segment is also not revised since last four years. Petrobangla petition to BERC admitted that industrial users pay a tariff above the financial cost of supply and they along with commercial and tea estate provide approximately Tk3.3 per mcf of financial subsidy to other sectors. Keeping in view of prices of alternative fuel and huge demand for gas in this sector increase in price would not attract much criticism.

3.11 Gas price issue for Domestic users in Bangladesh

It has been established fact that use of clean fuels has positive association with the enhanced income for low-income households and reduction in poverty. Bangladesh has also linked its clean fuel program with the MDGs, which requires the expansion of clean fuels in rural areas. As per the Petrobangla's petition to BERC in 2008 prices of gas for domestic use is not much subsidized in comparison to bulk consumers and gas price is fixed above the financial cost of supply. Keeping in view the prices of alternative fuels and

Dhaka University Institutional Repository

analysis on consumers' WTP the price may be slightly revised. However, for this category of consumers, supply of metered gas is more important in order to check the inefficient use of gas.

3.12 Pricing issue of commercial users

A small proportion (less than 1%) of gas is demanded by the commercial consumers. Given the limited commercial scope and unrecognized consumers scattered in urban and semi urban areas much resistance would not come as the price of gas gets increased. Interestingly, consumers in the category pay higher prices than bulk consumers. Demand from this category of consumers is growing faster but Petrobangla is unable to supply the requisite gas due to prior commitment with other categories of consumers. Under supply of the gas to commercial consumers leaves no options for them and thus they procure gas from the private suppliers.

3.13 Willingness to pay (WTP)

The WTP concept generally refers to the economic value of a good to a person (or a household) under given conditions. Net economic benefits of improved gas services, in simple terms, are estimated as the difference between the consumers' maximum WTP for better services and the actual cost of services. Willingness-to-pay values provide crucial information for assessing economic viability price change, setting affordable tariffs, evaluating policy alternatives, assessing financial sustainability, as well as designing socially equitable subsidies.

3.14 The opportunity costs of gas at household level

When households use gas, they have to forgo the costs (actual and imputed) of the former or alternative fuel. For the shake of placing the perspective of opportunity cost of gas prices on

right footing, one needs to know the costs of the fuels that are being displaced by gas. In a study by Dr. Abdul Bayes (2006) sample households were asked to report about the costs of energy used for cooking and other purposes in the absence of natural gas. They were asked to reveal the cost figures for alternative fuels (e.g. firewood, kerosene, rice husks, jute sticks, etc.) for the same kind of activities. From the sample data, it was found that the average cost of cooking and other activities., was Tk.741/month. For the poor and lower income groups, the average amount was around Tk.610.00 compared to Tk.870.00/month for the middle and the rich income groups. Since the fixed price for gas is Tk.400.00/month/double burner, it can be noticed that, for all sample households, the cost of gas stands at about 54% of alternative fuel costs. Further, for the poor and lower income groups, it stands at about 66% but, for the middle and rich income groups only about 46%.

Across the income groups, the opportunity costs of gas use are much lower for high and middle-income groups than that for the poor and the lower income groups. Survey also concluded that, availability of gas had generated savings and comfort for gas consuming households, more for the rich than for the poor segment of the society. The notional figures show that the rich and middle-income groups, on an average, save Tk.270.00/month while similar figure for low income households is Tk.200.00. During the survey majority of households (71%) responded that gas is less expensive in comparison to other categories of fuels. The additional benefits from the use of gas such as low pollution are additional.

3.15 Household income and the cost of gas

From the same survey results it was found that the cost of gas is 2% of households' income for the poor on the assumption that 3 households share one burner. But if the whole bill is paid by the household, the share shots up to roughly 7% of households' income. For the lower income group and under the assumption that 2 household share one burner, the cost of

Dhaka University Institutional Repository

gas comes to be 3% of households' income but rises to 5% when the household has to pay the total bill.

3.16 The Maximum Willingness to Pay (WTP)

The users were asked "how much would you be willing to pay for gas before it is disconnected due to acute scarcity?" The maximum amount cited could be taken as a proxy for the willingness to pay and the true scarcity value of the gas supplied at household level. The average for the whole sample was Tk 655.00/month, which is more than 60% higher compared to present level price of Tk.400.00/month. There seems to be no significant difference amongst the various income groups as far as the maximum price for gas is concerned.

When users were asked about their opinion regarding maximum willingness to pay for avoiding a disconnection the response was, on an average, Tk.790/month. It should be noted that, for non-metered households, the average amount was Tk. 655. It appears that the metered households are willing to pay roughly 1.5 times more than non-metered households.

3.17 Socio-Economic Impact relating to gas demand, supply and price:

A 7 to 10 percent increase in gas demand for fertiliser, 10 to 13 percent growth in Natural Gas (NG) fuelled power generation, industrial growth in excess of 7 percent requiring equal percentage rise NG demand, and on assumptions that the growth of NG demand was to exceed the growth in GDP. The projected demands made in all the Five Year Plans, the ADB, NEP and *Petrobangla* as regards gas reserves and pointed out that such projections were always based on the underlying assumption that the gas reserves would be exhausted by the end of a particular year. Such demand was projected as either peak or average demands and had always been above the actual level demands by a wide margin.

These projections had never considered that the reserves are always augmented by

Dhaka University Institutional Repository

continuous exploration and appraisal, and had no bearing on the ability of the country to grow economically. A major lapse in the philosophy of the national planning was that too much emphasis had been attached to the growth of GDP through industrialisation. The growth potentials and productivity of agriculture sector is yet to be exploited fully, and GDP can be raised significantly by making the sector more productive through technological, managerial and financial support. The consumption of electric power in the agriculture sector ranges from 1.5 to 2 percent of the total consumption, and this level had remained static as a percentage of the total consumption. The electricity demand for agriculture was a managed load, did not clash with the peak demand, and the demand for gas in the industrial sector had little correspondence with the demand for electricity.

Industrial sector requires gas only for raising stream or for some very specific purposes; not all industries require stream or require to use gas. Chemical process plants in Bangladesh normally generate their own electric power because of reliability and economy. Based on per unit total capital investment electric power requirement for manufacturing sectors such as textile, jute and garments is even less compared to process industries. Approximately 41 percent of the total electricity is consumed by the industrial sector which accounts for 950 MW of generation capacity at 60 percent plant factor and 62 percent overall system efficiency. Taking into consideration the past trend and pace of industrialization in Bangladesh, an additional 1000 MW of generation capacity requiring an additional demand of 150 MMSCFD of natural gas will be more than adequate for the industry sector. The industrial demand for gas for stream generation, captive power and miscellaneous uses is not expected to be significant, and that direct demand for gas will make no dent on the total gas demand even if the sector grows by 100 percent in terms of electricity consumption.

Dhaka University Institutional Repository

The study of Professor Quader (CPD) reveals that current pace of development in the power and fertiliser sectors, by year 2012, 3000 MW of electric power and one 500,000 ton per year urea plant will be added to the existing capacity. This would require an additional 500 MMSCFD gas for power and 50 MMSCFD for urea. Other users are not expected to experience any mentionable growth in demand which would mean that any sudden growth in gas demand was unlikely. He expected an increase in the consumption of gas for purposes of domestic use, but he thought that the rate of increase will not be exceptional so as to affect the gas demand drastically since the number of large population centres such as Dhaka and Chittagong was not many in the country.

The pricing of gas or of any naturally occurring resource had always been a debatable issue. In most cases actual cost of production had no bearing on the sale price, and in Bangladesh, concepts such as 'economic price', 'opportunity cost' etc. had been taken recourse to whilst fixing the price of gas without taking into consideration the actual cost of production. If gas price is raised, that will lead to increase in production cost but for many sectors these would be insignificant. For power and fertiliser sectors, in case of 100 percent increase in gas price, the resultant increase in the cost of production would be in the range of 26 per cent to 29 per cent, while that for the jute or textile it would be less than 2 percent.

For the domestic consumers of gas, the increase will be proportional to the rise in price, but it would not have a significant effect on total household expense, and it would be of the order of 3 per cent to 6 per cent for a family spending Tk. 5000/- per month. In addition, if the gas price is raised, the industries would make an effort to be more energy efficient and productive. The fertiliser and power sectors have a lot of opportunity to reduce cost of production by improving plant-on-stream factor, better maintenance and efficiency in use of gas.

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 4

Dhaka University Institutional Repository

4. DISCUSSION WITH STAKEHOLDER GROUPS

PETROBANGLA AND GROUP COMPANIES

Extensive discussions were held with Petrobangla and group companies. The officials of Petrobangla and group companies expressed their views in favor of increasing the gas price. Their main argument is that, in current pricing policy, there is no price set for gas itself as a natural resource. In current pricing, a portion of operational cost is taken from the consumers. The argument is that, if gas price is increased, the increased income may be used to upgrade the distribution infrastructure of Petrobangla and group companies. Also, this income can be used as investment for enhancing the production capacity as well as for further gas exploration. Moreover, rationalized gas price may attract new foreign investors to invest in the gas sector for further exploration and production of gas. Also, a comparison of gas prices with other countries (including neighboring) of Bangladesh is cited in favor of increase in gas price.

They also argued that national gas producing companies and transmission & distribution companies must get their required revenue from their main product 'gas'. If prices of gas determined by their economic value considering the supply chains required revenue then economic use of gas can be ensured by the users. This will ultimately effect the economic growth of the nation.

BANGLADESH ENERGY REGULATORY COMMISSION (BERC)

BERC is not mandated to regulate the upstream activities of Petrobangla. The Commission only regulates the downstream activities of Petrobangla and finally fix-up the end user price of gas. So if commission satisfies justification of price increase according to the methodology specified by the regulator than BERC arrange public hearing with the participation of the stakeholders. The petition used to make on behalf of Petrobangla subsidiaries and consisted

Dhaka University Institutional Repository

of a summary of forecasted costs for each part of the gas value chain (i.e. exploration and production, transmission, distribution and marketing) and an annual revenue requirement for the next 12 months based on forecast costs. At this moment all the stakeholders, particularly the major consumer groups, opposed the proposal for a raise in gas prices on fear of far-reaching adverse impacts on their business and economy. But however BERC suggested Petrobangla to pursue with the government to reduce some tax so that tariff can be rescheduled without increase the end user price.

CENTRE FOR POLICY DIALOGUE (CPD) - BANGLADESH

During discussion with the member of CPD, expressed opinion that price of gas should be reformed. Its domestic price is much less than its domestic value. Gas as a natural resource has commercial value and its price should reflect this value. Further, the existing level of gas production is not sufficient enough to meet country's increased demand of gas. Higher degree of attention should be placed on exploration of natural gas. CPD emphasized on the need to quickly formulate policies to generate fund for meeting the expenses of exploring new gas fields to cope with the mounting demand across the country. They also emphasized on the need to implement an awareness campaign for building a broad-based support of consumers in favor of rationalizing the gas price. The government should immediately develop a strategy for making realistic assessment of the availability of gas and its intelligent use in the country's economic development.

CONSUMERS ASSOCIATION OF BANGLADESH (CAB)

They suggested that some increase in gas prices may be considered only if gas companies address other priority issues such as assessment of present and potential gas reserves, through research on supply-demand scenario, country's own exploration efforts and the role of Petrobangla.

Dhaka University Institutional Repository

BANGLADESH CNG FILLING STATION & CONVERSION WORKSHOP OWNERS ASSOCIATION

This stakeholder is also primarily not willing to support the gas price increase or adjust gas price. According to them, the business of members of association is not going well these days. Due to continuous load shedding and lack of adequate gas supply pressure, their business is suffering. Along with it, a high amount of security money that is to be deposited against each station is a matter of concern for them. In their opinion, if the price of gas is increased, retail price of CNG also should be increased correspondingly. However, they are aware that increase in the price of CNG will decrease the gap between prices of CNG and diesel, which will work against popularization of CNG vehicles. Another issue was raised about the new gas connections for CNG stations that are being denied these days. Because of this, the establishment of new gas station in Dhaka has become impossible. At the same time, there are issues like hassles faced by CNG suppliers while dealing with various departments of the government. However in the end of the discussion, they also hinted that they are ready to pay higher price but the gas supply authorities should guarantee for quality supply of gas.

HOUSEHOLD CONSUMER

Discussion held with the president of the housing society, Mohanagar project of Eastern housing with presence of some members. They opined that the householder is ready to pay more prices even double of the present rate but the gas supply authority should guarantee quality supply of gas. Study reveals from this discussion at this moment gas price is very much cheaper than alternative fuel (Kerosene, Furnace oil etc.) of the household, even the bottle gas (Liquefied Natural Gas – LNG) is costlier than the present pipeline gas price.

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 5

5. Issues discussed with stakeholders

For All

- Your views of the gas sector and its development?
- What about the prices of gas?
- What is your stand if there is a proposal of increase in gas price?
- If there should be no increase in the prices of gas, why?
- Is it advisable to increase the gas prices only after Petrobangla and group companies improve their performance and deliver the quality services?
- If not the increase in gas prices, what can be other resources of investment in the gas sector?
- Price rise may lead to efficient use of gas - what do you say?

For Industry

- Besides power and fertilizer industry which other industries are consuming the gas heavily?
- How the reforms and gas price increase will impact these industries?
- In case of shortage of domestic gas, are these industries ready to pay the import price of gas if government supplies the gas through imports?
- How efficient is the usage of gas in industry?

For commercial users

- Do you use substantial gas in your commercial activities?
- Do you know that gas prices in Bangladesh are low compared to international prices?
- Will you pay high price if service quality is improved?

For household users/Consumer Association

- Your views on gas as a household fuel?
- Is the gas available to all households in Bangladesh?
- Who supplies?
- What about prices?
- What about service delivery?
- What about increase in gas prices?
- If not, why?

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 6

6.Representatives of the stakeholders discussed for the study

6.1Petrobangla Group

- Mr. Ataul Haque Mollah, Director (Finance), Petrobangla
- Mr. Md. Abdul Khaleque, General Manager (Accounts), Petrobangla
- Mr. Md. Rafiqul Alam, General Manager (Finance), Bangladesh Gas fiels Company Limited (BGFCL)
- Mr. Chowdhury Mohammad Ali Zinnah, DGM (F&A), Bakhrabad Gas Systems Limited (BGSL)
- Mr. Md. Mijanur Rahman, Deputy General Manager, Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company limited (Bapex)
- Mr. Md. Tariqul Islam, Deputy General Manager(Finance), Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company limited (Bapex)
- Mr. Monir Hossain, Manager (Accounts), SGFL
- Mr. Md. Abu Jafar, Manager (Revenue), KGDCL
- Mr. Md. Anisul Haque, Deputy Manager (FMD), Petrobangla

6.2 Bangladesh Energy Regulatory Commission

- Mr. Md. Muklesur Rahman, Member

6.3 Consumers Association

- Mr. Shafiul Islam (kamal), President and Chairman of Bangladesh CNG Filling station & Conversion Workshop Owners Association and Navana Group
- Professor Badrul Alam, Energy Expert

Dhaka University Institutional Repository

6.4 Household users

- Mr. Mohammad Ullah, President, Mohanagar Housing Project, Rampura, Dhaka

6.5 Commercial Users

- Mr. Ekram Ahmed, President Owners Association of Resturant and Fastfood, Comilla
- Mr. Abu Ajmal Pattan, BSCIC, Comilla
- Mr. Dr. Fakruzzaman, Loly Pharma, BSCIC, Brahmanbaria

Dhaka University Institutional Repository

Chapter 7

Dhaka University Institutional Repository

7. Conclusion:

After evaluating national and international situation it is to be mentioned here that cost of natural gas should be the minimum of its economic value i.e., cost up to the extraction. The standard of cost of natural gas can be considered as per calculation of a national production company (BGFCL) which is shown in Annexure -G.

Based on the cost of gas, its pricing should be determined as per National Gas Pricing Policy. To modify the National Gas Pricing Policy there are some options can be considered.

Option. 1.

Following the pricing practice of Pakistan, Bangladesh can adopt the standard price of natural gas which directly related to the alternative fuel oil. For all gas pricing, a Reference Crude Price (RCP) equal to the C&F price of a basket of Arabian/Persian Gulf Crude Oils imported in Bangladesh during the first six months period of the seven months period immediately preceding the relevant price notification period (Import Basket) as published in an internationally recognized publication acceptable to the parties will be used. C&F price will be arrived at on the basis of FOB price of imported crude oils into Bangladesh plus freight which is deemed chartered rate. The formula is -

Pg = Pm * Dz / Cf

Where **Pg** is the Gas Price in USD per MMBTU

Pm is the Applicable Marker Price in USD per barrel determined as follows:

When RCP is upto USD 20/barrel, **Pm** equals RCP;

When RCP is higher than USD 20/barrel and not over USD 30/barrel,

Dhaka University Institutional Repository
466308

Pm equals 20 plus 50% of the incremental RCP above USD 20/barrel;

When RCP is higher than USD30/barrel and not over USD 40/barrel,

Pm equals 25 plus 30% of the incremental RCP above USD 30/barrel;

When RCP is higher than USD 40/barrel and not over USD 70/barrel,

Pm equals 28 plus 20% of the incremental RCP above USD 40/barrel;

When RCP is higher than USD 70/barrel and not over USD 100/barrel,

Pm equals 34 plus 10% of the incremental RCP above USD 70/barrel

The RCP ceiling of USD 100/barrel would be reviewed after every five years or as and when the pricing dynamics significantly change in the international market.

In Pakistan **Dz** is the zonal index which shall have the value of 67.5% for Zone III; 72.5% for Zone II, 77.5% for Zone I /Zone O (Offshore shallow) and 82.5% for Zone O (Offshore deep & ultra deep). But in Bangladesh, whole Bangladesh can be considered only one Zone and the value should be the 75% of HSFO.

With this price the transmission and distribution margin and Government royalties have to add to reach the end user price.

Considering above government can decide where subsidy is necessary for national economic development. Government subsidy should be up to that extent where weighted average end user price will not be below the economic value of the gas or cost of gas as a commodity itself.

Option 2.

The end use price is fixed on the basis of following formula:

Retail price of gas = Cost of Gas+ transmission and distribution cost + Supplementary Duty (SD) + Value added tax (VAT)

ঢাকা
বিশ্ববিদ্যালয়
গ্রন্থাগার

Where,

- Cost of Gas : Production Sharing Contract (PSC) Gas = 75-93% of HSFO
    - Petrobangla (State owned companies gas) = 7% of HSFO
- T & D Cost : T & D operating cost + Return on revenue(ROR)(15% on net asset)
- SD: Fixed charge based on volume of gas entered into the network;
    - (currently Tk33.30 per thousand cubic feet –TCF)
- VAT: 15% of total cost of gas sold/handled

The under mentioned matters have to consider during fixation of gas prices:

(i) Gas purchase/production price will be determined with future investment by linking it with the value of Singapore HSFO according to guidelines regarding the price fixation of produced gas by International Oil Company (IOC's).

(ii) Supplementary duty will be determined on the basis of Volumetric Measurement of marketed gas.

(iii) The gas price will be reviewed at every month by following proper formula and after six months it will be re-fixed. But at the monthly review if the price of next month increase/decrease more than 10% than the previous month then it will be re-fixed at before fixed time.

(iv) If necessity of gas supply arises at the reduced price to any special customer class then government could give it to that customer by arranging for it in the budget.

If the price of gas goes to beyond "arms length transaction" of the end user then Government can consider to reduce its royalty of taxes to make it convenient to the end user. So that economy will not be burdensome for fixing the gas price.

Above all, though price of natural gas is very much low in Bangladesh in comparison with other countries, yet it is true that Government has to buy it in higher prices from IOC's operating in Bangladesh. As a result government has to give huge quantity of subsidy to make up it with present end user price and time to time government has to increase the price of natural gas to minimize the deficit. These obviously play the negative role in the gas based economy. These price hike ultimately hamper the daily life of the people.

On the other hand, if government fix up the prices of natural gas with its economic value with little modification of National Energy Policy for optimum use of its resources, then government can avoid unnecessary price hike of the energy specially natural gas. Field study reveals that if Bangladesh use its expertise national company to explore and produce the natural gas from its proved and probable proved reserve with the help of hiring expert from international market then it is possible to avoid purchase gas in higher price from IOC's. Which obviously can reduce the uncertainty arise in the economy.

Option 3: (Strongly recommeded for Bangladesh)

End-user price	=	Cost of Exploration and production cost + 15% ROR on Fixed Asset + SD/VAT & IT	+	Transmission Cost + Fund for Future Investment for Transmission Chain + ROR 15% on Fixed asset of Transmission Chain + VAT &IT	+	Distribution Cost + Provision of fund for future investment of distribution chain + ROR 15% on Fixed asset of +VAT & IT

The above formula will be based on as follows:

- Proposed SD& Vat will be 40% of end-user price instead of 55% at present.
- Government can fix-up royalty @ 5% of end user price as per decision of the parliamentary committee.
- Wellhead price will be fixed by GOB and downstream tariff will be fixed by BERC.
- VAT in each level of supply chain instead of present system of paying altogether at production level.
- Wellhead price fixing considerations :
  - exploration risk;
  - finding cost
  - appraisal and development cost;
  - cost of operation;
  - resource value, depletion premium, operating margin and all other tax;
  - re-fixation of price at intervals
- No subsidized price but subsidy from Government to specific category;
- Market related consumers price will be achieved phase 7-10 years;
- 15% ROR for each level of supply chain;
- Provision for "Fund for future investment" for each supply chain;

Dhaka University Institutional Repository

- Wellhead prices will vary from company to company depending on their actual cost of main product;
- Direct subsidy from Government budget to particular sector instead of existing cross/hidden subsidy;
- Uniform selling price for all categories;
- Conformity of price with economic price/alternative fuel price.

Beneficial Economic Impacts

A commercial gas tariff lined up with international energy prices will have the following benefits:

- With a gas sales of 700PJ per year at a current price of USD 1.6million per PJ, a quadrupling of the average wholesale price to USD 6 million per PJ, equivalent to a price increase of USD 4.5 billion, will have a 4.5% overall impact on the nominal gross domestic product (GDP). If this was spread over five years the annual impact would be equivalent to 1% per year, which is relatively small.
- Gas prices increases will be inflation adjusted so that tariff gains are not wiped out by inflation.
- Higher revenues for natural, which is a valuable resource, will reduce debt and improve the cash flow of Petrobangla and the government as well as their credibility amongst international banks and donors.
- This revenue will be generated by the users, which have had the benefit of low cost gas during the past forty years and can be invested for those sectors, which did not have access to natural gas and who had to pay for more expensive alternatives, such as diesel fuel (e.g. the farmers in the western part of Bangladesh at large).
- Higher gas prices will lead to increased efficiency and gas utilization throughout all industry sectors and reduce wasteful energy consumption. It is assumed that a modernization of the gas consuming processes can achieve a better utilization of 200%

Dhaka University Institutional Repository

and a reduction of gas demand per GDP by 50%. This relationship is hypothetical at the moment and will need to be substantiated in theory and practice.

- Higher plant efficiency will require more sophisticated operations and maintenance procedures and will increase the demand for better educated labour.
- Higher gas prices will lead to the development of alternative industries, e.g. coal fired power generation, renewable energy, importing of fertilizer.
- The higher energy prices will have less impact on sectors, where the energy cost is only a small fraction of the entire business.
- Energy intensive industries like power generation, fertilizer production and CNG will have a need to minimize their gas consumption.
- The increased efficiency will reduce the gas demand by that proportion. For example, if the overall efficiency was improved from say 25% to 50%, gas demand will be halved. If the gas demand was halved due to efficiency improvement, the existing gas reserves will last twice as long, and exploration and production investments could be halved as well.
- Higher electricity prices will also lead to reduced demand and reduced losses in sub sectors, such as transmission, distribution and utilization.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure A

Dhaka University Institutional Repository

ICC
Indian Chemical Council
(formerly Indian Chemical Manufacturers Association)

National Headquarters
Sir Vithaldas Chambers
16 Mumbai Samachar Marg
Mumbai - 400 023
Tel: 22047649/3043, 22846852
Fax: 22048057
Email: icmawro@vsnl.com
Website: www.icmaindia.com

(72)

F : 89/285

2 September 2006

Ministry of Petroleum & Natural Gas
Government of India
Shastri Bhavan
NEW DELHI

Original sent by Speed post
copy by ordinary post

Kind attn: Shri Maninder Singh, Director (E II & EC)

Sub: Guidelines for approving gas price formulae
Ref: Your letter no. O-19025 / 86 / 06 - ONGDV dtd. 11 August 2006

Dear Sir,

We thank you for your letter inviting comments on the subject.

We would like to emphasize that Natural Gas found in India should be considered as a national resource. It should, therefore, be made available to domestic industry to promote national development. In addition, the pricing formula should be such that domestic user industry is competitive against imported products. Here, cognizance must be taken of Government policy to remove protection to domestic industry from imports. Government has been steadily reducing import duties, with the stated end point being Asean levels. Further, Government has signed several Free Trade Agreements that have reduced duties to even lower levels from specified countries. Government is negotiating several more FTAs, especially with gas rich regions such as the Gulf Cooperation Council and Asean. In these regions, natural gas is made available to domestic industry at lower rates of the order of $0.5 to 1.5 per million btu, with the specific intention of developing their domestic industry.

It is also well known that substantial investments made using gas as feedstock are grossly underutilized because of shortage of gas. For example, the Uran sector near Mumbai has investments worth about Rs. 40,000 crores set up on the basis that 16 million sm3 of gas would be available everyday from Bombay High. Actual availability is much lower at about 9.5 million scmd. Now that additional gas resources have been found in the country, these local industries should have the first right on them, so that their existing facilities can be fully utilized. This makes eminent economic sense.

Dhaka University Institutional Repository

ICC

71

Gas has multiple uses, each of which competes in its own market. Products made from gas have to be sold at prices acceptable to their customers. The ability of customers to pay is determined by their respective competitive situation. If gas is sold at prices that make the customer un-competitive, then he will discontinue operations, and stop purchases of gas.

Price fixation should be fair to both producers and users of the product. The producers should get reasonable return, and the users should be competitive at that price. From this perspective, the methodology adopted by the Tariff Advisory Commission for determining the Producer Price for ONGC and OIL is appropriate: viz cost of production plus fair profit margin, such as 12% post tax return on net worth. A higher reasonable level may be considered to allow for the risk involved in exploration and development activities.

The price mechanism has to balance the requirements of buyers for fairness, and the sellers for market linkage. This could be achieved by setting floor and ceiling prices, such that the seller will make a fair margin at the floor price, and the buyer will make a fair margin at the ceiling price. If the price is set too high, new investments will be driven away to other countries that offer gas at lower prices.

The investments in gas production are large. The downstream industries that use the gas have to be equally large. Gas pricing should be such that both are competitive over the long term. Large users provide the base load for the gas producer. They should get at the lower price band, which will be adequate for the gas producer to recover their major costs. Smaller users, for whom gas is not a feedstock or primary raw material, may be given at higher prices, which they can afford. Gas producers would be able to make more margin from these customers.

The committee has suggested various methodologies for determining a fair price. Unfortunately, none of them involve the customer's perspective, even though there are clauses in the model PSC that do so. For example, article 21.6.1 requires the Contractor to sell gas "at arms length prices to the benefits of Parties to the Contract." The phrase, "at arms length prices" requires prices to be determined by fair negotiations between customer and seller. The interest of the customer has to be taken into account. He will be interested in receiving gas at the lowest possible price.

Again, article 21.6 (c0 mentions that gas ... "shall be value on the basis of competitive arms length sales in the region for similar sales under similar conditions."

Dhaka University Institutional Repository

This clause has brought in the concept of competition. It recognizes that the gas seller will have to compete with other gas sellers in the region.

This is a realistic assessment of how the situation will evolve in the next 2-3 years. The number of suppliers of gas will increase, and gas will be sold against tenders floated by customers. Customers will buy from the supplier who quotes the lowest price. This price will have to be accepted by the Government, so long as it can be seen to have been arrived at in a fair manner.

Our comments on the methodologies proposed are as follows:

1. **Linking to basket of freely traded fuels in international markets:**

   The underlying assumption is that gas is used only as a fuel. This is not valid for 30% of total usage in India, where gas is used as a feedstock, as in fertilizers and petrochemicals. About 37% of gas is used for power generation, where gas has to compete with coal. Bagasse is also used widely to generate power. Would coal and bagasse be included in the basket of fuels under consideration?

2. **Indexing on basis of imported LNG:**

   The conversion of natural gas into LNG involves heavy costs for liquefaction in the exporting country. Additional heavy costs are incurred for shipping in cryogenic tankers at -160deg.C, and then re-gasification at the receiving LNG terminal in the importing country. Not only these activities are capital intensive but energy intensive for liquefaction and regasification. These three costly activities raise the cost of R-LNG to about 3 times that of ordinary natural gas. It is not proper to allow producers of ordinary gas to claim a premium for activities that they do not carry out.

   The fact that import duty on LNG is just 5% is not important, as the duty burden is insignificant compared to the additional three expensive costs mentioned above.

   Again, LNG is not available everywhere. Till now, India has signed only one contract for LNG import. Spot prices are erratic and cannot be a basis to determine prices for long term supplies of locally produced gas.

Dhaka University Institutional Repository

Hence, indexation to LNG prices could give a total distorted picture unless it is with purchase price of LNG producer or wellhead price on long term basis. We would loose advantage of producing the products at competitive price based on gas available in India

3 **Indexing to prices determined in other competitive markets in the region and/or international exchanges:**

The Middle East and Australia may be considered as competitive markets for gas that offer reasonable comparison. Both have several suppliers and buyers of gas. Australia even has a Competition Commission to ensure fair business practices.

These countries are especially relevant because they export the end products from gas such as ammonia, urea, fertilizers and petrochemicals to India. Indian producers can be competitive with these imports only if they get gas at similar prices.

International exchanges for gas exist in USA and UK, but they are not comparable, as those are highly mature markets. There is no reference price in the European market, even though it is one of the largest in the world.

The Indian market is still evolving, and the players are learning the issues.

The lead time for setting up large downstream units for usage of gas is 3 to 4 years. Large gas flows are expected from the K-G basin by 2008-2009. Government should define clear cut policy guidelines on pricing and utilization of gas as soon as possible so that investment decisions can be taken.

In view of the fact that gas pricing from the new finds is an important matter, we would like to make a presentation to the Committee. Please let us know the details of the meeting in due course.

Thanking you,

Yours faithfully,

D. P. MISRA
Director General

Dhaka University Institutional Repository

(67

CAIRN ENERGY INDIA PTY LIMITED

(Incorporated in New South Wales, Australia - ACN 002 066 784)

3rd & 4th FLOORS, ORCHID PLAZA, SUNCITY, SECTOR 54, GURGAON-122 002, INDIA
PHONE : (91-124) 4141360 FAX : (91-124) 2889320

04/09/06
US(E)

31 August 2006

Ministry of Petroleum & Natural Gas
Shastri Bhavan,
Dr. Rajendra Prasad Marg,
New Delhi – 110 001
Fax No: 011 – 2338 3585

Kind Attn: **Mr. Mahinder Singh, Director (E-II & IC)**

Subject: Committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula / basis for giving Government approval under the Production Sharing Contracts (PSCs)

Dear Sir,

This has reference to your letter regarding a committee to formulate transparent guidelines for determining gas price formulae or price basis under Production Sharing Contracts. Please find enclosed our views on the above subject. We would be happy to make a presentation and share our views on the subject with the committee.

Yours sincerely,

Tor McCaul
GM - Commercial & Business Development

Dhaka University Institutional Repository

Cairn view on gas price formula under the Production Sharing Contracts (PSCs)

Cairn advocates and agrees that gas pricing in India should be on an arms-length free market basis (as mentioned in the PSC's) for the benefits of parties to the contract and GoI. We suggest the following points are considered while framing guidelines for gas pricing.

1. **Gas Price – A function of the commercial terms**

- In gas sales (spot or term), there are various commercial terms of the contract and market forces which determines the price. They are gas volumes, delivery commitments, upside available, duration, linkage to benchmarks, fixed / variable prices, evacuation capabilities, credit worthiness of the customers, TOP levels, credit period, demand –supply gaps, etc.
- The respective gas contract prices are thus a function of all of the above commercial terms of the contracts. Each of the parties involved (Buyers and Sellers) take a view on the above terms and depending on the individual Buyers and Sellers needs, they assign different weight age to these terms of the contracts and arrive at their respective acceptable prices which may be different from the perceived "market prices".
- Further gas prices are linked in some ways to crude oil prices which is a highly volatile and variable one. Thus the gas prices are not static but a dynamic variable and hence a gas price arrived at a particular point of time may not always hold true for all the times in future.

2. **Open Competitive Bidding process (OCB)**

- Cairn believes that companies should be free to sell gas to any "**third party**" customers through various means and not only restricted to OCB. OCB is one mechanisms available to ensure arms-length transaction but not necessarily the only one.
- Further OCB may or may not result in maximising the benefit to all parties (particularly GoI), or determining a fair and reasonable gas price. Examples can be
  a. Lakshmi gas sales agreement of CB/OS-2 JV which achieved premium prices for its gas through limited tender process,
  b. While some of the recent open tenders (ICB) for gas prices in India ended up in sub optimal prices / arrangements which ended up in litigation not benefiting both the Buyer and the Seller.

  Thus the OCB process itself is not a fool proof process and is exposed to risk.

3. **Gas contract prices determined through mutual negotiations**

- Today in Gujarat and in other parts of India, there are a number of examples of gas being sold at a market determined price (without being routed through OCB) and there is no reason to doubt any of this transaction is not on arms-length basis.
- Many of the agreements in India are completed via buyer-seller negotiation, which is indeed how many gas sales transactions are conducted in many places around the world.

Dhaka University Institutional Repository

- However this doesn't mean that the contract prices arrived are not market prices. As long as they have been arrived through a **transparent process by unrelated Buyers and Sellers on arms length basis then there should be no reason for Government to intervene.**

4. <u>Government approval for Gas contract Prices</u>

- However if the government believes otherwise, it can get involved in approving the terms of the gas sale purely for the purpose of determination of profit petroleum purposes only and not for approving the terms of the gas sale contract .
- Again this should be by exception and not as rule, i.e. every gas sale agreement need not be approved by the Government. Government through PSC has the right to audit the contracts and this should be used as an exception (where it believes its interests are being compromised) and not as routine
- Even when the right is invoked the scrutiny of the contract should be done by experts in the fields (as others might not have the necessary qualifications and understanding of the markets).
- For the above cases evolving one standard formula (like linking to international benchmarks or LNG prices or domestic / regional benchmarks) is not a good idea and is based on the concept of "one size fits all" approach. Rather the gas prices are complex issues and have to be determined on a case to case basis at that point of time and hence should be left to the experts on a case to case basis.
- If required the experts may use regional prices prevailing at that point of time as good indicator of what could be a market price.

5. <u>Applicability of guidelines for gas pricing</u>

- A free market with a number of buyers and sellers who are free to make logical choices in a competitive environment, will often generate a fair and reasonable gas price. With the maturing gas markets in India, determination of free market prices on arms length basis between Buyers and Sellers would be easier and faster and Cairn feels that the need to Govt to intervene will become lesser and lesser.
- However for the above process if the Government intends to frame certain guidelines, then the guidelines should be applicable on a prospective basis

<u>In summary.</u>

- Gas contracts and prices are a function of many commercial terms
- OCB is not the only way to ensure "arms-length" transactions
- Gas contracts / prices achieved through mutual negotiations are also an arms-length transaction
- Government intervention through approval for gas prices
  1. Should be an exception rather than a rule
  2. For the purpose of calculating profit petroleum only
  3. Through experts in gas pricing only
- Guidelines for pricing to be applicable on prospective basis only.

Dhaka University Institutional Repository

164

Reliance
Industries Limited

R. P. Sharma
President LNG Business

B-301, Statesman House,
148, Barakhamba Road
New Delhi-110 001

RIL/MKT/DLH/GP-0041/06

31st August 2006

To

Sh. Maninder Singh
Director (E-II & IC)
Ministry of Petroleum & Natural Gas,
Shastri Bhawan,
New Delhi.

Subject: Committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula/basis for giving Government approval under Production Sharing Contracts (PSCs)

Sir,

This is with reference to your letter dated 11th August 2006, regarding constitution of Committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula/basis. We thank you for inviting our comments on the same and submit our views as under.

Background

1. India's hydrocarbon sector is highly resource constrained and India has to depend heavily on imports to meet its hydrocarbon needs. India's gas reserves is just 1% of global gas reserves, and share of natural gas in India's energy basket is less than 8% compared to global average of 24%.
2. Exploration of hydrocarbons is a risky business and involves massive scale of investments.
3. To stimulate domestic exploration efforts in search of hydrocarbons, Govt. of India successfully implemented the New Exploration and Licensing Policy (NELP).
4. NELP has borne fruits with significant gas discoveries by Reliance, ONGC, GSPC, Cairn and other contractors.

Tel. : 011-30420125 Fax : 011-30420128 E-mail : r_p_sharma@ril.com Website : www.ril.com

Dhaka University Institutional Repository

5. Contractors are now in the process of developing these discoveries to bring the production from the fields to the market. These efforts would result in significant increase in domestic availability of natural gas and would go a long way in securing India's energy needs.
6. Pricing of natural gas would play an important role in developing the gas markets in India. Price of gas should be such that it balances the needs of buyer as well as the seller i.e. it should be economical for the buyer to use gas over its alternatives and for the seller the price should reflect the value of gas to keep him in business of exploring, developing, producing and marketing it.
7. The history of gas prices in the United States bears testimony to the above principle. Gas supply in the US dropped significantly when gas prices were kept artificially low (1970s) and then gas demand fell drastically when gas prices were kept artificially high in early 80s.

Principles for pricing of natural gas

8. In a free market, the price of any product, which is freely available and tradable, should be determined by market dynamics i.e. forces of demand and supply. Gas markets in the US, for example, have reached this stage through wide transportation infrastructure and hence gas prices are determined by demand supply dynamics. It may be noted here that even though gas prices are market determined it still moves in tandem with oil price as gas demand supply dynamics are also related to price of oil.
9. In absence of developed gas markets, to reflect the true value of gas for both seller and the buyer, the price of gas should be linked to crude oil. This has been the most widely used and accepted basis for price determination of gas and examples include pricing of LNG, gas prices in Europe etc.
10. Even in India, the Government through its pricing order in 1997 had linked price of gas to an increasing proportion of international price of a basket of fuel oils, to gradually reach 100% fuel oil parity by 2002.

Dhaka University Institutional Repository

11. Kelkar and T L Sankar committee set up by the Government in the past have recommended alternate fuel parity as the gas price to promote optimal inter-fuel substitution and promote efficient energy use
12. Current LNG import in India by PLL was also based on linkage with JCC (Japanese Crude Cocktail). It will again be linked with JCC when the current fixed price tenure ends in December 2008.
13. Gas produced in India by Joint Ventures like Cairn (Laksmi/Gauri fields), Cairn Videocon (Ravva fields), Panna Mukta & Tapti (before price ceiling issues) is also being sold based on linkage with high sulphur/ low sulphur fuel oils.

PSC provisions

14. It must be noted that the PSC provisions enclosed in the MOPNG letter are provisions with regard to NELP V, which are different from the NELP I – IV PSCs to some extent.
15. Nevertheless, the key provisions with regard to valuation of gas under the PSC are as follows:

"21.6.2 Notwithstanding the provision of Article 21.6.1, Natural Gas produced from the Contract Area shall be valued for the purposes of this Contract as follows :

(a) Gas which is used as per Article 21.2 or flared with the approval of the Government or re-injected or sold to the Government pursuant to Article 21.4.5 shall be ascribed a zero value;
(b) Gas which is sold to the Government or any other Government nominee
shall be valued on the terms and conditions actually obtained including pricing formula and delivery; and
(c) Gas which is sold or disposed of otherwise than in accordance with paragraph (a) or (b) shall be valued on the basis of competitive arms length sales in the region for similar sales under similar conditions.

21.7 The formula or basis on which the prices shall be determined pursuant to Article 21.6 shall be approved by the Government prior to the sale of Natural Gas to the consumers/buyers, within sixty (60) Business Days from the receipt of proposal or from the date of receipt of clarification/additional information, where asked for by the Government. For granting this approval, Government shall take into account the prevailing policy, if any, on pricing of Natural Gas including any linkages

Dhaka University Institutional Repository

with traded liquid fuels, and it may delegate or assign this function to a regulatory authority as and when such an authority is in existence and in place."

16. The essence of the above clause 21.6.2 is that the gas sold by the Contractor, other than that used for internal consumption/ flared or sold to Government nominee, shall be valued for the purposes of PSC, on the basis of competitive arms length sales in the region for similar sales under similar conditions and that of 21.7 is that price formula or basis on which sale prices are to be determined shall be approved by the Government prior to the sale of gas.

17. The PSC clearly differentiates between valuation of gas and sale of gas as reflected in Article 21.6.2 (c) and Article 21.7 respectively. For the purposes of valuation of gas under Article 21.6.2 (c), gas has to be valued as "competitive arms length sale". However, the price formulae or basis on which prices are to be determined cannot be different (higher or lower) than the price at which the Contractor sells gas, as it would be detrimental to profit share of either the Contractor or the Government.

18. Article 21.7 provides that the Government, while granting the approval to formula or basis on which prices are to be determined, shall take into account any prevailing policy on pricing of gas.

19. Once the policy contemplated by Article 21.7 has been formulated, the Government would need to take this policy into account while approving the formula or basis on which prices are to be determined under Article 21.7 of the PSC. As provided under the PSC, the Contractor should be allowed the freedom to arrive at a negotiated market determined price. If the Government considers that such negotiated price is in conformance with the principles laid down by the Policy the Government in its normal course be expected to grant its approval for such price which shall then be used for calculation of cost and profit share under the PSC.

20. The principles of valuation as prescribed in Article 21.6.2 are not to be applied if the gas price at which Contractor has committed sales to consumers/ buyers has already received the Government's approval under Article 21.7.

Dhaka University Institutional Repository

21. The policy formulated by the committee should be applicable to all gas produced from NELP blocks.

Competitive bidding process for sale of gas

22. The letter from the MOPNG indicates that ideally, prices ought to be determined through a transparent open competitive bidding process to discover gas price. It also states that where no such open competitive bidding route has been followed or it was not feasible for the seller to follow open competitive bidding process or the Government has reasons to believe that the bidding process followed by the Seller is not transparent, in that context, the Committee is to examine various alternatives including linking to a basket of freely traded fuels in international markets; indexing on the basis of imported LNG; indexing to prices determined in other competitive markets in the region and / or international exchanges or any combination of these formulae etc.

23. In this regard it may be noted that the PSC does not envisage a competitive bidding process for either the valuation or the sale of gas. Article 21.6.2(c) only requires the valuation to be on "arms length basis", which is defined in the PSC to mean sales made freely in the open market, between willing and unrelated parties. In addition to competitive bidding not being the method stipulated in the PSC, it also presents inherent problems.

24. Competitive bidding process cannot be imposed for valuation/sale of gas under the PSC on account of the following issues:

 24.1. PSC does not envisage or require competitive bidding process for valuation/sale of gas. It only requires the valuation to be based on arms length sales.

 24.2. Any time consuming competitive bidding process, apart from its other shortcomings, will not help the seller to arrive at the 'best' price as each consumer has its own uniqueness in terms of quantity of supply, tenure of supply, rate of supply (time of day,

Dhaka University Institutional Repository

seasonal variation), flexibility, Take or Pay, terms & conditions of supply, credit worthiness etc. It is therefore almost impossible to bring them on a common platform for an objective bidding process and arrive at a proper price. Apart from the price, several other factors such as the tenure, availability of infrastructure and limitations on receiving capacity of a particular customer. In a given case, there may be only a single or only few buyers. In such circumstances, the seller will find itself in a limited market, with perhaps, no ability to alter the parameters of the bidding process to the requirements of bidders and the seller would be forced to sell the gas at a sub-optimum price.

24.3. Any mandatory requirement of a bidding process will prevent an effective due diligence exercise to establish creditworthiness of the bidders and will take away the ability of the contactor to objectively assess the ability of the bidder to meet its commitment to the extent of the price and the quantity that was bid for.

24.4. This could result in the buyers reneging from their commitment which may be at any stage during the process and may even be after such price has been approved. In such cases, the whole process will become totally unworkable and the contractor may lose significant time in repeatedly going through this time consuming exercise.

24.5. Globally competitive bidding is adopted more often by gas buyers on the basis that the sellers in order to outbid each other, will beat the price down and thereby buyers would be able to obtain a most favourable price. In this case also the price would be sub-optimum.

24.6. Bidding process by the seller could result in cartelization by the buyers, which could result in distortion of the actual market price.

24.7. Such process could also result in widely varying prices in a region for similar use, which may not be sustainable in long term.

24.8. Bidding process may perhaps be practical only for small volumes and known customers. However, for large volumes open bidding is

Dhaka University Institutional Repository

complicated by availability of pipeline infrastructure leading to forced exclusion of some bidders.

24.9. Competitive bidding process restricts and curtails the freedom of the Contractor for marketing gas under PSC.

Linkage to Liquid Fuels

25. The only proper way of arriving at the 'best' price of gas is by linking the price of gas to crude oil to reflect its value for the buyer as well as for the seller since:
    a) crude oil is an alternative to gas
    b) crude oil is freely traded
    c) crude oil has a creditable marker that reflects the right price
26. Linkage to LNG imported into India is complicated when import increases to multiple agencies / multiple contracts and as there is no clear indicator or creditable marker for global LNG prices.
27. Another option is to link the gas price with international gas trading hubs like Nymex. However, such correlation may not be very relevant, as it may not always reflect the global prices.
28. Another option is to link the gas price to fuel oil prices. However, given the gravitation to cleaner and greener fuels, fuel oil usage is expected to drop over the years making it an unreliable and non transparent marker not reflecting market fundamentals.
29. For power sector, since gas would compete with coal, linkage with coal, presents the following difficulties:
    a) Coal prices in India although deregulated do not reflect the market related price.
    b) There is no suitable price marker for coal
    c) Linkage with coal would not reflect the value of gas associated with use of gas in power generation like lower capital cost, ease of use, lower emissions etc

Dhaka University Institutional Repository

30. Based on the above, it does appear that a natural gas price, which has linkage with crude oil is most ideally suited and in this context it may be liked to the Indian basket of crude oil imports.

Pricing Formula

31. Various types of pricing formula with linkage to liquid fuels are prevalent:
   a) Direct linkage with alternate fuel – $P = A^{*} P_{t}$
   b) Direct Linkage with premium / discount – $P = Po * A/B$
   c) Straight line linkage – $P = a + b * P_{t}$
   d) S- Curve linkage
32. The above formulae are accompanied with appropriate floors and caps to protect buyer and seller from very high and very low prices.
33. The value of the constants in the above formulae, floor and cap should be negotiated between the buyer and the seller based on prevailing market conditions.
34. The above formula should be negotiated between the buyer and the seller.

International Price of Gas

35. The rising crude oil prices have increased the demand for gas world over, leading to high demand for LNG.
36. LNG producers in Qatar have signed contracts with US companies for future LNG at prices indexed to Henry hub gas prices, which tracks crude oil prices at a discount depending on demand supply balance.
37. The LNG prices in Asian markets are indexed to JCC. Most of these contracts have floor and ceiling, however there are number of contracts where there are no floor or ceilings. But in such cases, indexation is different and follows S curve. It dilutes the impact of low prices for producer and high prices for Buyer.
38. In India, Petronet LNG Ltd (PLL) has entered into a contract with Ras Gas of Qatar, price for which is calculated as 1.9 x JCC / 15. The JCC

Dhaka University Institutional Repository

price has been fixed at $ 20 / bbl till March 2008, after which it will be linked to market price. At current JCC of around $ 70 / bbl, gas price works out to $ 8.9 / mmbtu. Spot price of LNG parcels is reported to be over $ 10 / mmbtu, and difficult to contract.

39. Thus, an international price for gas has emerged in the form of internationally traded price of LNG, which in turn is linked to price of crude oil.

Conclusions

40. Pricing of natural gas would play a very important role in developing the gas markets in India.
41. Gas price should reflect the market price to maintain equilibrium in terms of demand and supply of gas.
42. The PSC clearly differentiates between valuation of gas and sale of gas as reflected in Article 21.6.2 (c) and Article 21.7. For the purposes of valuation of gas under Article 21.6.2 (c), gas has to be valued as "competitive arms length sale".
43. However, the price formulae or basis on which prices are to be determined cannot be different (higher or lower) than the price at which the Contractor sells gas, as it would be detrimental to profit share of either the Contractor or the Government.
44. Enforcing bidding process for sale of gas apart from it not having been stipulated in the PSC would restrict the ability of the Contractor to obtain the best possible price by negotiations. In addition competitive bidding process is not practical or feasible for sale of gas.
45. The principles of valuation as prescribed in Article 21.6.2 are not to be applied if the gas price at which Contractor has committed sales to consumers/ buyers has already received the Government's approval under Article 21.7.
46. As provided under the PSC, the Contractor should be allowed the freedom to arrive at a negotiated market determined price. If the Government considers that such negotiated price is in conformance with

Dhaka University Institutional Repository

गेल (इंडिया) लिमिटेड
GAIL (India) Limited

ND/GAIL/Marketing/08/2006 dated 29th August, 2006

Shri Maninder Singh
Director (E-II & IC)
MOP&NG, Shastry Bhawan,
New Delhi

Dear Sir,

Sub: **Gas Pricing formula under PSCs**

Please refer to your letter dated 11th August, 2006 on the above subject. Our comments on the subject matter are given below for your perusal and kind consideration.

1. In the absence of arm's length transaction between Seller and Buyer in respect of sale of gas under a PSC, it is very much necessary to link the price of gas to alternative fuels available in that area/state/region, after normalizing the price taking into consideration various elements of delivered price of alternative fuels. Because such linkage will facilitate Govt. to realize its right opportunity cost of the gas under PSC in the form of Royalty and Profit petroleum. However, it is also necessary to allow some rebate/reduction from alternative fuel prices besides other normalization as mentioned above, as the supply of gas through pipeline relatively rigid in comparison to flexibility available with alternative fuel prices.

2. Further, it is also necessary to have ceiling price to take care of the maximum affordability/paying capacity of large consumer base in that area/state/region and there should also be a floor price to take care of cost plus price of the PSC gas.

3. Even in the case of price discovery in arm's length transactions, it is suggested that it should be through open bidding process by Seller and the price so discovered should be the reference price for the purpose of Royalty and Profit petroleum recovery.

4. Where the price discovery is not through the arm's length transactions, then the price for payment of Royalty and Profit Petroleum should be as per methodology mentioned at S.No.1 or actual price, whichever is higher.

5. As there are limited Sellers and shortage of availability of domestic gas and large number of buyers seeking for the same gas, the gas should be available for sale on equitable and non-discrimately basis to a buyer who is ready to pay market price.

Thanking You.

Yours faithfully,

(R. Suresh)

16, भीकाएजी कामा प्लेस, आर. के. पुरम, नई दिल्ली – 110 066 दूरभाष : 26182955 फैक्स : 011–26185941
16, Bhikaiji Cama Place, R. K. Puram, New Delhi - 110 066 Phone : 26182955 Fax : 011-26185941

सर्व शिक्षा अभियान
सब पढ़ें सब बढ़ें

Dhaka University Institutional Repository

the principles laid out by the Policy the Government shall grant its approval for such price and it shall be used for calculation of cost and profit share under the PSC.

47. Linkage with Indian basket of crude oil imports is best suited for pricing of natural gas. Considering that the Indian gas industry is not yet mature, the committee may, if it deems appropriate, provide flexibility within notified norms with appropriate floor and ceiling, while developing a gas price formula.

48. The policy formulated by the Committee should be applicable to all gas produced from NELP blocks.

We will be happy to have an opportunity to make a presentation to place the above and other facts and materials before the Committee at a convenient time for the Committee.

Thanking you

Yours faithfully

(R.P. Sharma)

Dhaka University Institutional Repository

150

August 31, 2006

Mr. Maninder Singh
Director (E-II & IC)
Ministry of Petroleum & Natural Gas
Shastri Bhawan,
New Delhi - 110001

31/08/06
US(E)

Dear Mr. Singh,

British Gas India Private Limited (BG India) appreciates the opportunity to comment on guidelines, to be formulated by the Committee referred to in your letter dated August 11, 2006, that the Government of India (GOI) could use to approve transactions for gas sales when the transaction is not at arms length or readily transparent.

General Comments

- *Transactions between non-affiliates should be deemed approved and only when there is evidence to indicate that a transaction may not be at arms length should the GOI be moved to open an inquiry*

At the outset, as the letter states, the GOI is only interested in those transactions which are not based on an arms length sale. An exploration and production (E&P) company, as a gas supplier, will be interested in maximizing the return form its gas sales. Thus, an E&P company's (with no affiliates) interests will be aligned with those of the GOI from a profit petroleum and royalty regime standpoint. For this reason, as the letter notes, ordinarily there should be no concern with unaffiliated third party transactions since there is no financial incentive to the E&P company to offer a lower price.

There are of course loopholes which non-affiliated parties could use to get around this. For example, a seller could offer a lower price to the non-affiliated buyer as part of a broader transaction in which the original seller receives a concession from the non-affiliate on a separate deal. As a result, the GOI should monitor such sales to ensure there is no abuse but approval should not be required for each transaction. In other words, such sales would ordinarily be deemed approved and would only be open to review if it was there was evidence to indicate that the transaction was not at arms length.

- *Short-term and spot transactions either between non-affiliates or between affiliates should also be deemed to be approved and only if evidence indicates questionable pricing, should the transaction be reviewed*

BG INDIA

British Gas India
Private Limited
3rd Floor, Tower B,
First India Place
Sushant Lok -1, M.G. Road
Gurgaon - 122 002, India
Tel +91 124 2358991-95
Fax +91 124 2560241
www.BG-India.com

Dhaka University Institutional Repository

Secondly, any review regime picked for those transactions which are not at arms length or where the pricing transparency is not readily apparent, must be flexible enough to accommodate short-term transactions since the element of review takes time which imposes risks on the parties and would lead to added costs. Due to business needs to accommodate short-term and spot sales, these transactions should also be deemed to be approved and only open to review if evidence indicates the parties priced the transaction to avoid revenues to the government.

- *The market for natural gas is not homogenous: different sectors face different fuel price economics so the price of a natural gas deal, whether spot, short-term or long term, will reflect those economics*

The market for natural gas in India is an evolving market. As such, prices from a year ago may not be indicative of prices today and similarly, prices from today would not reflect what prices are likely to be six months from now. With a relatively nascent market, it will be difficult to compare reasonableness of prices in different deals. The sale price of any deal is affected and determined by a number of factors: term of sale, volume, season, location (transmission cost) and other terms such as take or pay, shortfall liability, and gas quality. The sale price may also be affected by the customer segment as ability to pay is likely to vary across customer segments, and the price of alternative fuels will also differ. For example, it is extremely likely, that the largest volume segment, the power sector, will also have the greatest limitations from this standpoint whereas a segment using a costly alternative fuel will be able to pay a much better price. Reasonableness of price arrived at through bilateral arrangements, therefore, would need to take account of these various factors.

- *The appropriate long-term price for natural gas upon which to evaluate reasonableness of pricing under PSCs should generally be determined through market mechanisms*

BG India believes there is no single simple answer to this question – rather it will depend on a range of factors as outlined in the paragraph above. However, given the lack of any transparent market for long term supplies, reference to underlying fundamental benchmarks may provide some useful insight into appropriate long term prices. These fundamental benchmarks could include the break-even price for the main competing fuels (whether internationally or domestically determined), the ability of specific customer segments to pay, and the price required to earn adequate returns on upstream production..

- *Evaluation of reasonableness of short-term transactions from a PSC perspective*

From the above discussion, it can be inferred that the pricing of a spot or short-term transaction would again need to be evaluated against a range of factors, including the price for comparable recent transactions, RLNG prices, and the short term pricing of competing fuels. However, we observe that in most markets short term prices tend to be more volatile and therefore a relatively wide range in what is regarded as reasonable prices is likely to be required.

Indexing to prices in other markets (even if they within the region) or to international exchanges (e.g. Henry Hub or NYMEX) may be appropriate, however, it is likely that LNG prices in the short-term for spot sales will be driven by the higher of Atlantic basin hub costs. Use of a particular regional market may not be appropriate for a variety of factors including, primarily, the fact that each regional market (e.g. Korea,

Dhaka University Institutional Repository

Japan, China) will have its own particular features which probably will not correlate completely with the market in India.

BG India hopes that the Committee finds these comments helpful. We would like to make a presentation before the Committee as requested by your letter dated August 11, 2006. We would appreciate your advising us of the date as soon as possible so that we have adequate time to prepare the necessary presentation.

With kind regards,

Dr. Anthony Barker
Director, Downstream Business Development
BG India

FROM : CII Dhaka University Institutional Repository 4080 Aug. 31 2006 12:23AM P1

Sustainable COMPETITIVENESS of India Inc.

Confederation of Indian Industry
Plot No 249-F, Udyog Vihar, Phase IV, Sector 18
Gurgaon 122015 (Haryana)
Tel: 0124-4014060-67* • Fax 0124-4014063*
email: ciigp@ciionline.org
Website: www.ciionline.org
(*from Delhi dial 95124 instead of 0124)

47

Principal Adviser

August 31, 2006

Mr Maninder Singh
Director (E-II & IC)
Ministry of petroleum & Natural Gas
Shastri Bhawan
New Delhi 110001

Dear Sir,

Sub: Committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula/ basis for giving Government approval under the PSCs.

******

Please find following comments of CII on the above:

CII COMMENTS

✓ **Transactions between non-affiliates should be deemed approved and only when there is evidence to indicate that a transaction may not be at arms length should the GOI be moved to open an inquiry.**

At the outset, as the letter states, the GOI is only interested in those transactions which are not based on an arms length sale. An exploration and production company, as a gas supplier, will be interested in maximising the return from its gas sales. Thus, an E&P company's (with no affiliates) interests will be aligned with those of the GOI from a profit petroleum and royalty regime standpoint. For this reason, as the letter notes, ordinarily there should be no concern with unaffiliated third party transactions since there is no financial incentive to the E&P company to offer a lower price.

There are of course loopholes which non-affiliated parties could use to get around this. For example, a seller could offer a lower price to the non-affiliated buyer as part of a broader transaction in which the original seller receives a concession from the non-affiliate on a separate deal. As a result, the GOI should monitor such sales to ensure there is no abuse but approval should not be required for each transaction. In other words, such sales would ordinarily be deemed approved and would only be open to review if it was there was evidence to indicate that the transaction was not at arms length.

Dhaka University Institutional Repository

(46)

✓ **Short-term and spot transactions either between non—affiliates or between affiliates should also be deemed to be approved and only if evidence indicates questionable pricing, should the transaction be reviewed.**

Secondly, any review regime picked for those transactions which are not at arms length or where the pricing transparency is not readily apparent, must be flexible enough to accommodate short-term transactions since the element of review takes time which imposes risks on the parties and would lead to added costs. Due to business needs to accommodate short term and spot sales, these transactions should also be deemed to be approved and only open to review if evidence indicates the parties priced the transaction to avoid revenues to the government.

✓ **The market for natural gas is not homogenous: different sectors face different fuel price economics so the price of a natural gas deal, whether spot, short term or long term, will reflect those economics.**

The market for natural gas in India is an evolving market. As such, prices from a year ago may not be indicative of prices today and similarly, prices from today would not reflect what prices are likely to be six months from now. With a relatively nascent market, it will be difficult to compare reasonableness of prices in different deals. The sale price of any deal is affected and determined by a number of factors: term of sale, volume, season, location (transmission cost) and other terms such as take or pay, shortfall liability, and gas quality. The sale price may also be affected by the customer segment as ability to pay is likely to vary across customer segments and the prices of alternative fuels will also differ. For example, it is extremely likely, that the largest volume segment, the power sector , will also have the greatest limitations from this standpoint whereas a segment using a costly alternative fuel will be able to pay a much better price. Reasonableness of price arrived at though bilateral arrangements, therefore, would need to take account of these various factors.

- **The appropriate long term price for natural gas upon which to evaluate reasonableness of pricing under PSCs should generally be determined through market mechanisms.**

There is no simple answer to this question – rather it will depend on a range of factors as outlined in the paragraph above. However, given the lack of any transparent market for long term supplies, reference to underlying fundamental

Dhaka University Institutional Repository

(45

benchmarks may provide some useful insight into appropriate long term prices. These fundamental benchmarks could include the breakeven price for the main competing fuels (whether internationally or domestically determined), the ability of specific customer segments to pay, and the price required to earn adequate returns on upstream production.

✓ **Evaluation of reasonableness of short term transactions from a PSC perspective**

From the above discussion, it can be inferred that the pricing of a spot or short term transaction would again need to be evaluated against a range of factors, including the price for comparable recent transactions, RLNG prices, and the short term pricing of competing fuels. However, in most markets short term prices tend to be more volatile and there fore a relatively wide range in what is regarded as reasonable prices is likely to be required.

Indexing to prices in other markets (even if they within the region) or to international exchanges (e.g. Henry Hub or NYMEX) may be appropriate, however, it is likely that LNG prices in the short term for spot sales will be driven by the higher of Atlantic basin hub costs. Use of a particular regional market may not be appropriate for a variety of factors including, primarily, the fact that each regional market (e.g. Korea, Japan, China) will have its own particular features which probably will not correlate completely with the market in India.

Indexation with Crude oil

There has been formulae / basis for gas price fixation linking price of gas and crude oil. Such linkage has been with floor and a ceiling or indexation with S-curve. Level of floor and ceiling is discussed or S-curve indexation is adopted which provides protection to seller when oil prices are low and the buyer when oil price are higher. [The LNG prices in Asian market are based upon floor / ceiling / S-curve concept].

Indexation with Fuel oil

Shankar Committee Report on APM recommended gas pricing linked to percentage of fuel oil with ceiling. The gas pricing up to March 2000 was governed by Shankar Committee recommendations when price of gas was at 75% of the basket of fuel oil price with ceiling of Rs. 2850/1000M3 plus royalty and taxes.

Dhaka University Institutional Repository

44

There had also been consideration in past while signing PSC for marginal/small fields to link the price of gas to fuel oil prices. In the PSC signed for Ravva the price linkage is based upon 100% of the average of basket 3-3.5 sulphurised residual fuel oil with ceiling of $3/MMBTU. This ceiling has now been raised to $3.5/MMBTU. The formulae followed for pricing of PMT gas has been 99% average of LSFO basket with a ceiling of $3.1/MMBTU, which was to be revised to $5.57/MMBTU for Tapti and $5.73/MMBTU for Panna-Mukta. Thus another way to fix price based upon fuel oil to adopt Ravva or PMT formulae.

CONCLUSION

As per the PSC, once the price or price formula is agreed between the Contractor and the buyer on an arms length basis, Government has to approve that price or formula. Government may develop its own guidelines for approving the price or price formula. For arms length sale, the price discovery should be left to the buyer and the seller based on market conditions interest) and the seller (seeking lower price in its interest). Linkage with crude oil is best suited for pricing of natural gas with floor or ceiling or S-curve indexation.

Thanking you,

Yours faithfully,

V Raghuraman

Dhaka University Institutional Repository

B. K. Saha
Director General

THE FERTILISER ASSOCIATION OF INDIA
10, SHAHEED JIT SINGH MARG, NEW DELHI - 110067
PHONE : +91-11-26510019 (Direct), +91-11-26567144
Fax : +91-11-26960052 E-mail : dg@faidelhi.org
Website : www.faidelhi.org

43

22/08/06

T/35.3 (NG)
New Delhi, Dated the 22nd August, 2006

Shri Mahinder Singh,
Director (E-II & IC),
Government of India,
Ministry of Petroleum & Natural Gas,
Shastri Bhavan,
New Delhi 110 001

Subject: Committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula / basis for giving Government approval under the Production Sharing Contracts (PSCs).

Dear Sir,

Please refer to your letter no. O-19025/86/06-ONGDV dated the 11th August, 2006 on the above subject. The note reflecting the views of the Fertiliser Association of India (FAI) is enclosed. The issue of pricing of natural gas is of vital importance for the competitiveness and very survival of the fertiliser industry. We hope that the Committee takes into consideration our views before arriving at a decision.

Thanking you,

Yours faithfully,

Bijan Saha

(B. K. Saha)

Encl: As above.

Dhaka University Institutional Repository

Pricing policy for Domestic Natural Gas: Views of Fertiliser Association of India

Energy is the basic input for production of a large number of goods and services. Share of natural gas in the commercial energy mix is increasing day by day due to its high use efficiency and it being more environment friendly. It has found wide use in industry, both as feed and fuel. It is important to remember that its use as feed for production of fertilisers and petrochemicals should get preference over its use merely as a fuel in power and other industries. Being a basic input to the fertiliser (urea) industry, cost of natural gas has a profound effect on the viability of the production in a competitive environment.

Natural gas accounts for more than 90% of the variable cost and 50-70% of the total cost of production of urea. It brings out the sensitivity of the cost of production of urea to the price of gas. The gas price in major urea exporting countries is in the range of US$ 0.75-3.00 per million BTU. Indian urea industry pays a weighted average price of about US$ 3.55 per million BTU. In such a scenario, domestic gas should be reasonably priced using a formulation related mainly to the cost of production rather than on the basis of free market forces. In any case there is no such thing as a free market for gas and it is a sellers' market.

The other important factor which needs to be kept in mind is that prices of inputs cannot be left to the market forces when the down stream industry is not allowed to price its output based on market forces. For example the cost of imported urea at present is about Rs 13000/MT and the cost of production of a typical gas based plant in India is about Rs 7000/MT. Indian urea units are paid prices based on the cost of production

Dhaka University Institutional Repository

under the pricing policy for urea. It is unlikely that urea manufacturers will be allowed to operate in a free market due to its linkage with agriculture. The present selling price of urea to the farmer is Rs 4830/MT. The difference between the reasonable cost of production and the farmer's price is paid by the GOI. It is classified as fertiliser subsidy in the Union Budget. Since the farm gate selling price is not adjusted to reflect the increase in the cost of inputs, it only pushes up the subsidy bill of GOI. In such a situation, it is futile to expect to get a free market price for urea. It may be pointed out that export of urea is not permitted with the exception of small quantities to neighboring countries like Nepal. In effect, the higher prices of gas lead to higher subsidy payments by the government and, indirectly, the windfall profits of gas companies come out of the budget.

Assuming for a moment, that the fertiliser industry is left to market forces, we can not render it uncompetitive by pricing the inputs on an unrealistic basis. India is one of the three largest consumers and producers of fertilisers in the world. Traded quantities are much smaller than production and consumption. India was self sufficient in production of urea until recently. It was not without reason that self sufficiency was built up over the years. It was done both for economic and strategic reasons. India has paid a much higher price for import of relatively small quantities of urea than the cost of domestic production during the last two years.

We recognize the fact that GOI is bound by the production sharing contracts with private gas producers. But it is imperative that the price of domestic natural resources like natural gas should be reasonable enough to enable the domestic industry to compete in the international market and also not put an unnecessary burden on the exchequer. It is

Dhaka University Institutional Repository

even more important for the fertiliser industry which supplies vital inputs for agriculture, that it receives its feedstock at reasonable prices. It is needless to mention that the agriculture sector is not only vital to our food security but it also provides livelihood to about 65% of the country's population.

Finally, the experience gained from the present production sharing contracts should be kept in mind while entering into future agreements with potential investors. While it is necessary to ensure investment in exploration and production of oil and gas, one should not at the same time lose sight of the interest of the end users and the national economy.

Dhaka University Institutional Repository

Cairn

CAIRN ENERGY INDIA PTY LIMITED

(Incorporated in New South Wales, Australia - ACN 002 066 784)

3rd & 4th FLOORS, ORCHID PLAZA, SUNCITY, SECTOR 54, GURGAON-122 002, INDIA
PHONE : (91-124) 4141360 FAX : (91-124) 2889320

130

05/10/06
US(E)

3 October 2006 CBD/G-G/MOPNG/2006/789

Ministry of Petroleum & Natural Gas
Shastri Bhavan
Dr. Rajendra Prasad Marg
New Delhi 110 001
Fax No: 011 – 2338 3585

Kind Attn: **Mr. Maninder Singh,**
Member – Secretary of the Committee, Director (E-II & IC)

Dear Sir,

SUBJECT: Data on Natural Gas (NG) / Liquified Natural Gas (LNG)

This is with reference to your letter dated 20th September 2006 seeking information on various contracts for sale / purchase of Natural Gas (including R-LNG). Please find attached a note on various gas sales agreements entered into by CEIL.

Cairn has entered into Confidentiality agreement with each of the customers and shall request you to treat the information as highly confidential.

Yours sincerely,

Tor McCaul
GM – Commercial & Business Development

Dhaka University Institutional Repository

c. Period of Contract : The duration of the contract is from the date it is signed till the PSC is in force (i.e. 27th October 2019) or till it is commercially viable to continue to supply the gas.

d. Volume to be delivered : Daily Contract Quantity (DCQ) is 0.9 mmscmd.

B. Details of gas sales from CB/OS-2 asset are as follows:

The gas from CB/OS-2 asset is sold to two companies Gujarat Paguthan Energy Corporation Pvt. Ltd (GPEC) and Gujaratgas Trading Company Limited (GTCL).

GPEC Sales Details:

a. Contract : 30 May, 2001.
Sale price : US$3.485 Gigajoule (equivalent to 3.68 $/ MMBTU). It is a fixed price contract and has a Price review clause which triggers every 5 years.

b. Period of Contract : The commencement date is 1 July, 2002 and term of the contract ends on 29th June 2023 (same as the Production Sharing Contract) or end of the gas from Lakshmi field (Field Based Contract).

c. Price basis adopted : Cairn had forwarded a limited tender to selected customers. The tender had the commercial terms and conditions which formed the basis of evaluation.

d. Volume to be delivered : The Daily Contract Quantity is 2.13 mmscmd during the plateau period. The plateau period lasts for 5 years from the start date and subsequently the DCQ decreases based on the field decline.

GTCL Sales Details:

a. Contract date : 30 May, 2001.

Sale Price : The price at which the gas is sold to GTCL is linked to crude price Dated Brent (Brent (DTD). The floor price is $2.891 per Gigajoule (equivalent to 3.05 $/ MMBTU) and the ceiling price is US$4.218 per Gigajoule (equivalent to 4.45 $/ MMBTU). The corresponding floor and ceiling crude price is US$16 and US$24 respectively. The details of indexation are provided in Annexure -2 .

b. Period of contract : The start date for GTCL is 1 July, 2002 and the term of the contract ends on 29 June 2023 (same as the Production Sharing Contract) or end of the gas from Lakshmi field (Field Based Contract).

c. Volume to be delivered : The Daily Contract Quantity is 1.27 Mcm/d during the plateau period. The plateau period lasts for 5 years from the start date and the DCQ decreases based on the field decline

II . Not Applicable

Dhaka University Institutional Repository

Annexure – 1

Mechanism for indexation of price – GAIL (Ravva)

Ravva Price Calculation for "Existing Gas Discoveries" (referred as Contract-I):

Gas purchase price in MMBTU is fixed for each quarter and shall be one hundred per cent (100%) of the average daily mean values of the low and high prices of 3%/3.5% sulphur residual fuel oil taking into account equal parts of Singapore FOB, Rotterdam Barge and MED FOB, as published in Platt's for the last twelve (12) months preceding the first Month of the Quarter ("the purchase price"), The purchase price shall not be:

a. lower than ninety-five percent (95%) of that calculated as at 28 October 1994 by applying the foregoing formula; and

b. higher than 3.50 $/ MMBTU's

Ravva Price Calculation for "Satellite Gas" (referred as Contract-II):

Gas purchase price in MMBTU is fixed for each quarter and is calculated as follows:

a. The Base Price ("Base Price") in $/ MMBTU is fixed on the basis of Ninety Five percent (95%) of High Sulphur Fuel Oil Basket ("HSFO Basket") calculated as the average of the daily mean value for low and high prices of fuel oil taking into account equal parts of 3%/3.5% of Singapore FOB, Rotterdam Barge and MED FOB, as published in Platt's

   The Base Price is calculated on the basis of arithmetic average of monthly values of prices of the listed products as published in Platt's for the twelve (12) months of April 1999 through March 2000, inclusive. For the purpose of this Contract, Base price will be equal $ 2.74/ MMBTU

b. The price of Gas per MMBTU for each Calendar quarter shall be determined by the following formula

   Price = Base Price x (A/B)

   Where

   A = a value calculated for HSFO basket, defined earlier, evaluated for twelve (12) months preceding the calendar quarter using the method for averaging as described for calculating Base Price, and

   B = A value calculated for the HSFO basket, evaluated for the Twenty Four (24) months of April 1998 through March 2000, inclusive using the method for averaging as described for calculating the Base Price. For the purposes of this contract, B will be equal to $ 86.44 per Tonne

c. For the period of 5 years from the date of first delivery the Gas price will not be

   i. Lower than 95% of the value calculated for the HSFO basket, evaluated for the Eighteen (18) months of October 1998 through March 2000, inclusive using the method for averaging as described for calculating the Base Price. For the purposes of this contract, the purchase price will not be lower than 2.30 $/MMBTU

   ii. Higher than $ 3.30/ MMBTU.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure -2

Mechanism for indexation of price- GTCL (CB / OS- 2)

GTCL Price Calculation

The price is calculated using the following formula:

$$P_{TB} = \left\{ US\ \$\ 3.791 \times \frac{A\ /\ B}{22} \right\} + \left\{ US\ \$\ 0.18 \times \frac{Y\ /\ Z}{196} \right\}$$

Where:

P_{TB} = for the relevant Month the price per Gigajoule for Sales Gas;

A = the sum of the mean values of high and low price in \$ per barrel of the Crude Price Assessment for dated Brent crude oil for each Day of the Month during which the relevant Sales Gas was delivered to the Buyer and the immediately preceding two (2) months as published in Platts Oligram Price Report;

B = the number of Days during the relevant three (3) month period given in A on which the dated Brent price was published in Platts Price Oligram Report

Y = the sum of the daily mean values of the high and low prices in the \$ per tonne of the Produce Price Assessments for the Naphtha FOB Arab Gulf for the Month during which the relevant Sales Gas was delivered to the Buyer and the immediately preceding two months as published in Platts Oligram Price Report; and

Z = the number of Days during the relevant three Month period given in Y on which the price of Naptha FOB Arab Gulf was published in Platts Oligram Price Report.

Dhaka University Institutional Repository

CPMA

CHEMICALS & PETROCHEMICALS MANUFACTURERS' ASSOCIATION

Vijaya Building (10th Floor), 17 Barakhamba Road, New Delhi-110 001
Ph. : 23320608, 23326377 Fax : 23310282 E-mail : cpmai@bol.net.in Website : www.cpmai.net

September 29, 2006

Mr. Maninder Singh
Director (E-II & IC), Govt. of India,
Ministry of Petroleum & Natural Gas,
Shastri Bhavan,
New Delhi – 110 001.

Sub : Committee to formulate transparent guidelines for approving gas price formula/basis for giving Government approval under the Production Sharing Contracts(PSCs)

Dear Sir,

This refers to your letter dated 11th August 2006, asking for CPMA's view on gas pricing.

For the Petrochemical Industry in India, Natural gas is a vital input, used both as primary feedstock as well as fuel for captive power plants.

At the outset, we would like to point out that despite the fact that petrochemical sector provides highest levels of value addition to certain components in Natural Gas, the sector is treated as a "balancing" outlet. We would like to submit that in view of national importance, priority should be given to existing petrochemicals units to add value to the Ethane / Propane fraction in natural Gas by making suitable allocation to the existing units. This is also in line with the National Gas Usage Policy proposed by the Government of India in the decade of 1980.

You are also aware that the petrochemical industry in the world will witness explosive growth in production capacity over the next 5 years. It is expected that the present 110 mmtpa of worldwide ethylene capacity would increase to around 160 mmtpa by close of 2011. Around 50% of these new ethylene capacities would emerge in the Middle East region where Ethane / Natural gas is provided to petrochemicals at a rate of 0.75 to 1.25 $/mmBtu.

The Indian Petrochemical Industry has already witnessed a phenomenal rise in domestic gas prices over the past 2 years. Even though the gas prices are now

Dhaka University Institutional Repository

reflective of market conditions, it is to be submitted that the current prices poses a serious threat to the Indian Petrochemical Industry specially when looked in relation to gas prices prevailing in our neighbouring countries.

We therefore request the Ministry to take a balanced view of gas pricing to the petrochemical industry keeping in mind the need for Indian industries to stay competitive.

We would also like to submit that all higher fractions in natural gas is not allowed to be either burnt in power plants or used as an input to the fertilizer industry. India as a whole is deficit on such higher fractions and the same should be allocated on priority to existing petrochemical industry which were started earlier in this decade on the basis of adequate amounts of Ethane availability.

Thanking you,

Yours faithfully,

(N T Mathai)
Secretary

Dhaka University Institutional Repository

Annexure B

Dhaka University Institutional Repository

xxxxxxxxxxxxxx

WELL HEAD GAS PRICE ILLUSTRATION AS PER PRICING PROVISIONS OF POLICY 2009

		$/BBL
A.	Weighted average imported Crude Oil C & F Price (Assumed RCP)	35.0000
	Floor Price (C & F)	10.0000
	Ceiling Price (C & F)	100.0000

B. Apply sliding scale discounts to C&F crude oil price after floor & upto ceiling

US$/BBL	Applicable % of C&F Price	US$/BBL
Upto 20	100%	=20.0000 (A)
Above 20 to 30	Plus 50% of incremental increase	= 5.0000 (B)
Above 30 to 40	Plus 30% of incremental increase	= 1.5000 (C)
Above 40 to 70	Plus 20% of incremental increase	= 0.0000 (D)
Above 70 to 100	Plus 10% of incremental increase	= 0.0000 (E)
Applicable C & F Price	(A+B+C+D+E)	26.50000

C. Marker Price = Applicable C&F price x respective Zonal discount

Zone O (Offshore deep & ultra deep)	82.5% of Applicable C&F Price	21.8625
Zone-I & Zone O (Offshore shallow)	77.5% of Applicable C&F Price	20.5375
Zone-II	72.5% of Applicable C&F Price	19.2125
Zone-III	67.5% of Applicable C&F Price	17.8875

D. Conversion factor * assumed (MM Btu/bbl) 5.7

E. Zone wise producer prices for Pipeline quality specification gas in US$/MMBtu

Zone O (Offshore deep & ultra deep)		3.8355
Zone-I & Zone O (Offshore shallow)		3.6031
Zone-II		3.3706
Zone-III		3.1382

Note:* Weighted average heating value in MMBtu/bbl per type of imported Crude Oil, as applicable during the period.

Dhaka University Institutional Repository

WELL HEAD GAS PRICE ILLUSTRATION AS PER PRICING PROVISIONS OF POLICY 2009

		$/BBL
A.	Weighted average imported Crude Oil C & F Price (Assumed RCP)	140.0000
	Floor Price (C & F)	10.0000
	Ceiling Price (C & F)	100.0000

B. Apply sliding scale discounts to C&F crude oil price after floor & upto ceiling

US$/BBL	Applicable % of C&F Price	US$/BBL
Upto 20	100%	=20.0000 (A)
Above 20 to 30	Plus 50% of incremental increase	= 5.0000 (B)
Above 30 to 40	Plus 30% of incremental increase	=3.0000 (C)
Above 40 to 70	Plus 20% of incremental increase	= 6.0000 (D)
Above 70 to 100	Plus 10% of incremental increase	= 3.0000 (E)
Applicable C & F Price	(A+B+C+D+E)	37.0000

C. Marker Price = Applicable C&F price x respective Zonal discount

Zone O (Offshore deep & ultra deep)	82.5% of Applicable C&F Price	30.5250
Zone-I & Zone O (Offshore shallow)	77.5% of Applicable C&F Price	28.6750
Zone-II	72.5% of Applicable C&F Price	26.8250
Zone-III	67.5% of Applicable C&F Price	24.9750

D. Conversion factor * assumed (MM Btu/bbl) 5.7

E. Zone wise producer prices for Pipeline quality specification gas in US$/MMBtu

Zone O (Offshore deep & ultra deep)		5.3553
Zone-I & Zone O (Offshore shallow)		5.0307
Zone-II		4.7061
Zone-III		4.3816

Note:* Weighted average heating value in MMBtu/bbl per type of imported Crude Oil, as applicable during the period.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure 8

WELL HEAD GAS PRICE ILLUSTRATION AS PER PRICING PROVISIONS OF POLICY 2001

		$/BBL
A.	Weighted average imported Crude Oil C & F Price (Assumed)	100.0000
	Floor Price (C & F)	10.0000
	Ceiling Price (C & F)	36.0000

B. Apply sliding scale discounts to C&F crude oil price after floor & upto ceiling

US$/BBL	Applicable % of C&F Price	US$/BBL
From 10 to 16	100%	=16.0000 (A)
Above 16 to 21	Plus 50% of incremental increase	= 2.5000 (B)
Above 21 to 26	Plus 30% of incremental increase	= 1.5000 (C)
Above 26 to 36	Plus 20% of incremental increase	= 2.0000 (D)
Above 36	0%	= 0.0000
Applicable C & F Price	(A+B+C+D)	22.0000

C. Marker Price = Applicable C&F price x respective Zonal discount

Zone-I & Zone O	77.5% of Applicable C&F Price	17.0500
Zone-II	72.5% of Applicable C&F Price	15.9500
Zone-III	67.5% of Applicable C&F Price	14.8500

D. Conversion factor * assumed (MM Btu/bbl) 5.7

E. Zone wise producer prices for Pipeline quality specification gas in US$/MMBtu

Zone-I & Zone O		2.9912
Zone-II		2.7982
Zone-III		2.6053

Note:* Weighted average heating value in MMBtu/bbl per type of imported Crude Oil, as applicable during the period.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure 9

Formulae for Conversion of Offshore Shallow, Deep & Ultra Deep

Shallow Water Zone 0 gas price (for the blocks that convert to 2009 policy)

Pg = Pm * Dz/Cf

Where Pg is the Gas Price in USD/MMBTU

Pm is the Applicable Marker Price in USD/bbl determined as follows:

when RCP is upto USD 20/barrel, Pm equals RCP;

when RCP is higher than USD 20/barrel & not over USD 45/bbl, Pm equals 20+ 35 % of RCP over $20;

when RCP is higher than USD 45/bbl, Pm equals 28.75 + 3% of RCP over $45

Dz = 80% (zonal discount)

Cf= Applicable Conversion factor MMBTU/bbl assumed as 5.7 MMBTU/bbl

Illustration of gas price working is at Appendix A.

Deep/Ultra Deep Water Zone 0 gas price (for the blocks that convert to 2009 policy)

Pg = Pm * Dz/Cf

Where Pg is the Gas Price in USD/MMBTU

Pm is the Applicable Marker Price in USD/bbl determined as follows:

when RCP is upto USD 20/barrel, Pm equals RCP;

when RCP is higher than USD 20/barrel & not over USD 45/bbl, Pm equals 20+ 42% of RCP over $20;

Dhaka University Institutional Repository

when RCP is higher than USD 45/bbl, Pm equals 30.50 + 2.75% of RCP over $45

Dz = 82.5% (zonal discount)

Cf= Applicable Conversion factor MMBTU/bbl assumed as 5.7 MMBTU/bbl

Illustration of gas price working is at Appendix B.

Dhaka University Institutional Repository

Appendix A

FOR ZONE O SHALLOW

		$/BBL
A.	Weighted average imported Crude Oil C & F Price (Assumed RCP)	140.0000
	Floor Price (C & F)	10.0000
	Ceiling Price (C & F)	100.0000

B. Apply sliding scale discounts to C&F crude oil price after floor & upto ceiling

US$/BBL	Applicable % of C&F Price	US$/BBL
Upto 20	100%	=20.0000 (A)
Above 20 to 45	Plus 35% of incremental increase	= 8.7500 (B)
Above 45 to 100	Plus 3% of incremental increase	=1.6500 (C)
Applicable C & F Price	(A+B+C)	30.4000

C. Marker Price = Applicable C&F price x Zonal discount of 80%

= 30.4000*0.80

= 24.32

D. Conversion factor * assumed (MM Btu/bbl) 5.7

E. Producer price for Pipeline quality specification gas in US$/MMBtu = 24.32 / 5.7
= 4.2666

Note:* Weighted average heating value in MMBtu/bbl per type of imported Crude Oil, as applicable during the period.

Dhaka University Institutional Repository

Appendix B

FOR ZONE O DEEP & ULTRA DEEP

			$/BBL
A.	Weighted average imported Crude Oil C & F Price (Assumed RCP)		140.0000
	Floor Price (C & F)		10.0000
	Ceiling Price (C & F)		100.0000

B. Apply sliding scale discounts to C&F crude oil price after floor & upto ceiling

US$/BBL	Applicable % of C&F Price	US$/BBL
Upto 20	100%	=20.0000 (A)
Above 20 to 45	Plus 42% of incremental increase	= 10.5000 (B)
Above 45 to 100	Plus 2.75% of incremental increase	=1.5125 (C)
Applicable C & F Price (A+B+C)		32.0125

C. Marker Price = Applicable C&F price x Zonal discount of 82.5%

= 32.0125 * 0.825

= 26.4103

D. Conversion factor * assumed (MM Btu/bbl) 5.7

E. Producer price for Pipeline quality specification gas in US$/MMBtu = 26.4103 / 5.7
= 4.6333

Note:* Weighted average heating value in MMBtu/bbl per type of imported Crude Oil, as applicable during the period.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure C

Field-wise Well Head Gas Prices			
Sr. No	Field Name	Units	Price Effective 01-07-2010
1	Adhi	Rs per MMBTU	126.05
2	Bhit	$ per MMBTU	[illegible]
3	Bhadra	$ per MMBTU	3.9215
4	BOBI	Rs per MMBTU	382.05
5	Chachar	$ per MMBTU	2.4919
6	Chanda	$ per MMBTU	2.7246
7	Dakhani	Rs per MMBTU	125.94
8	Daru	Rs per MMBTU	110.71
9	Dhodak	Rs per MMBTU	[illegible]
10	Hala (Adam X-1)	$ per MMBTU	2.5828
11	Haseeb	$ per MMBTU	2.1942
12	Kandhkot	Rs per MMBTU	152.22
13	Kadanwari	$ per MMBTU	8.5004
14	Loti	Rs per MMBTU	116.33
15	Makori	$ per MMBTU	2.7246
16	Miano	$ per MMBTU	3.6409
17	Mela	$ per MMBTU	2.6546
18	Manzalai	$ per MMBTU	2.8274
19	Nandpur Panjpir	Rs per MMBTU	316.72
20	Nashpa	$ per MMBTU	2.6546
21	Pakhro	$ per MMBTU	2.283
22	Pirkoh	Rs per MMBTU	118.51
23	Qadir Pur	Rs per MMBTU	230.76
24	Sadkal	Rs per MMBTU	559.61
25	Sari Hundi	Rs per MMBTU	541.28
26	Sawan	$ per MMBTU	3.6504
27	Sui	Rs per MMBTU	152.22
28	UCH	$ per MMBTU	3.9223
29	Zamzama SSGCL	$ per MMBTU	3.5609
30	Zamzama SNGPL	$ per MMBTU	3.5634
31	Zamzama Wapda/Guddu	$ per MMBTU	3.6039
32	Zamzama - Phase - II	$ per MMBTU	3.5609

Dhaka University Institutional Repository

Annexure D

Dhaka University Institutional Repository

OIL AND GAS REGULATORY AUTHORITY

****

Islamabad, the 30th June, 2010

N O T I F I C A T I O N

S.R.O. (I)/2010.- In exercise of the powers conferred by sub-section (3) of Section 8 of Oil and Gas Regulatory Authority Ordinance, 2002 (XVII of 2002), the Authority, in super-session of its notification No. S.R.O.20 (I)/2010, dated 8th January, 2010 and S.R.O.68(I)/2010, dated 9th February, 2010, is pleased to notify the sale prices and minimum charges specified in schedule below, for the purposes of the said Ordinance, in respect of natural gas sold by the following companies to various categories of their retail consumers with effect from 1st July, 2010, namely:-

SCHEDULE

(1) **Sui Northern Gas Pipelines Limited**
(2) **Sui Southern Gas Company Limited**

I. **Domestic Sector:**

a) Standalone meters

Sale price:

	Rs./MMBTU
upto 100 M^3 per month	95.00
Over 100 – upto 300 M^3 per month	190.00
Over 300 – upto 500 M^3 per month	800.00
All over 500 M^3 per month	1,006.40

Minimum charges Rs. 128.15 per month

b) Mosques, churches, temples, madrassas, other Religious Places and Hostels attached thereto; Government and Semi-Government Offices and Hospitals, Government Guest Houses, Armed Forces Messes, Langars, Universities, Colleges, Schools and Private Educational Institutions, Orphanages and other Charitable Institutions along-with Hostels and Residential Colonies to whom gas is supplied through bulk meters.

(i) Upto 300 M^3 per month

	Rs./MMBTU
upto 100 M^3 per month	95.00
Over 100 – upto 300 M^3 per month	190.00

Dhaka University Institutional Repository

(ii) Over 300 M^3 per month

All off-takes at flat rate of: Rs. 383.42 per MMBTU

Minimum charges: Rs. 128.15 per month

II. Commercial:

All establishments registered as commercial units with local authorities or dealing in consumer items for direct commercial sale like cafes, bakeries, milk-shops, tea stalls, canteens, barber shops, laundries, places of entertainment like cinemas, clubs, theaters and private offices, clinics, maternity homes, etc.

Sale price: Rs. 463.76 per MMBTU

Minimum charges: Rs. 2,189.28 per month

III. Special Commercial (Roti Tandoors)

Sale price:

(a) Upto 300 M^3 per month

	Rs./MMBTU
upto 100 M^3 per month	95.00
Over 100 – upto 300 M^3 per month	190.00

(b) Over 300 M^3 per month

All off-takes at flat rate of	463.76

Minimum charges: Rs. 128.15 per month

IV. Ice Factories:

Sale price: Rs. 463.76 per MMBTU

Minimum charges: Rs. 2,189.28 per month

V. Industrial:

All consumers engaged in the processing of industrial raw material into value added finished products irrespective of the volume of gas consumed including hotel industry but excluding such industries for which a separate rate has been prescribed.

Sale price: Rs. 382.37 per MMBTU

Dhaka University Institutional Repository

Minimum charges: Rs. 12,893.29 per month

VI. Compressed Natural Gas (CNG):

Sale price: Rs. 503.64 per MMBTU

Minimum charges: Rs. 16,982.44 per month

VII. Cement:

Sale price: Rs. 536.42 per MMBTU

Minimum charges: Rs. 18,087.77 per month

VIII. Fertilizer Companies:

(i) Pak-American Fertilizer Company Limited:

Sale price:

(a) Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and

(b) Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

(ii) Dawood Hercules Chemicals Limited, Chichoki Mallian, Sheikhupura District:

Sale price:

(a) Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and

(b) Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

(iii) Pak-Arab Fertilizer Limited, Multan:

Sale price:

(a) Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and

(b) Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

Dhaka University Institutional Repository

(iv) Pak-China Fertilizer Limited, Haripur:

Sale price:	(a)	Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and
	(b)	Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.
Minimum charges:		Rs. 12, 893.29 per month

(v) Hazara Phosphate Fertilizer Plant Limited, Haripur:

Sale price:	(a)	Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and
	(b)	Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.
Minimum charges:		Rs. 12,893.29 per month

(vi) ENGRO Fertilizer Company Limited:

Sale price:	(a)	Rs. 59.29 per MMBTU for gas used as feed-stock (provisional); and
	(b)	Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

(vii) Fauji Fertilizer Bin Qasim Limited:

Sale price:	(a)	Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock upto 60 MMCFD; and
	(b)	Rs. 59.29 per MMBTU for gas used as feed-stock (additional 10 MMCFD) (provisional).
	(c)	Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

Dhaka University Institutional Repository

IX. Power Stations (WAPDA's and KESC's Power Stations):

(i) WAPDA's and KESC's Power Stations and other electricity utility companies excluding WAPDA's Natural Gas Turbine Power Station, Nishatabad, Faisalabad.

Sale price:	Rs. 393.79 per MMBTU
Minimum charges:	Rs. 13,278.37 per month

(ii) WAPDA's Gas Turbine Power Station, Nishatabad, Faisalabad

Commodity charge:	Rs. 393.79 per MMBTU
Fixed charge:	Rs. 975,000 per month

(iii) Liberty Power Limited's Gas Turbine Power Plant (Phase 1) at Daharki

Sale price (provisional):	Rs. 980.61 per MMBTU
Minimum charges (provisional):	Rs. 33,065.54 per month

X. Independent Power Producers:

Sale price:	Rs. 332.36 per MMBTU
Minimum charges:	Rs. 11,206.98 per month

XI. Captive Power:

Sale price:	Rs. 382.37 per MMBTU
Minimum charges:	Rs. 12,893.29 per month

(3) **Mari Gas Company Limited:**

(i) ENGRO Chemical Pakistan Limited:

Sale price: (a) Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and

Dhaka University Institutional Repository

(b) Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

Minimum charges: As per Gas Sale Purchase Agreement between ENGRO Chemical Pakistan Limited and Mari Gas Company Limited.

(ii) Fauji Fertilizer Company Limited-Machhi Goth, District Rahim Yar Khan and Fauji Fertilizer Company Limited, Mirpur Mathelo, District Ghotki (ex-PSFL):

Sale price: (a) Rs. 102.01 per MMBTU for gas used as feed-stock; and

(b) Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

Minimum charges: As per Gas Sale Purchase Agreement between Fauji Fertilizer Company Limited and Mari Gas Company Limited.

(iii) Fatima Fertilizer Company Limited:

Sale price: (a) Rs. 59.29 per MMBTU for gas used as feed-stock (provisional); and

(b) Rs. 382.37 per MMBTU for gas used as fuel for generation of electricity, steam and for usage of housing colonies.

Minimum charges: As per Gas Sale Purchase Agreement between Fatima Fertilizer Company Limited and Mari Gas Company Limited.

(iv) Foundation Power Company (Daharki) Limited :

Sale price: (a) Rs. 332.36 per MMBTU

Minimum charges: As per Gas Sales Purchase Agreement between Foundation Power Company

Dhaka University Institutional Repository

(Daharki) Limited and Mari Gas Company Limited in addition to Rs. 11,206.98 per month.

[File No. OGRA-10-3(8)/2010]

(Syed Jawad Naseem)
Senior Executive Director (Finance)

Dhaka University Institutional Repository

OIL AND GAS REGULATORY AUTHORITY

****

Islamabad, the 8th January, 2010

N O T I F I C A T I O N

S.R.O. (1)/2009.- In exercise of the powers conferred by sub-section (3) of Section 8 of Oil and Gas Regulatory Authority Ordinance, 2002 (XVII of 2002), the Authority, in supersession of its notification No.S.R.O.610(1)/2009, dated 30th June, 2009, is pleased to notify the following sale prices and minimum charges specified in column (3) of the table below, for the purposes of the said Ordinance, in respect of natural gas sold by the Pakistan Petroleum Limited and Mari Gas Company Limited to WAPDA's Gas Turbine Power Station, Guddu, with effect from 1st January, 2010, namely:-

S. No	Description		Rs. per MMBTU
(1)	(2)		(3)
1.	Kandhkot	(i) Sale Price:	380.41
		(ii)Minimum charges	As per Gas Sale Purchase Agreement between WAPDA and Pakistan Petroleum Limited.
2.	Mari	(i) Sale Price:	369.97
		(ii)Minimum charges	As per Gas Sale Purchase Agreement between WAPDA and Mari Gas Company Limited.

[File No. OGRA-10-3(8)/2010]

(Syed Jawad Naseem)
Senior Executive Director (Finance)

Dhaka University Institutional Repository

Annexure-E

Dhaka University Institutional Repository

PROPOSED TARIFF REGIME

A. *Cost of gas (wellhead gas prices)*

(i) The cost of gas shall be determined in accordance with the gas price agreements executed between the Federal Government and the gas producers. The cost of gas for the two companies will be computed as "weighted average cost" in accordance with the agreement signed between them under Government's policy guidelines.

(ii) The cost of imported gas (pipe gas or LNG) shall also be treated as the wellhead price for the purpose of calculating the "weighted average cost" of gas for the two utilities provided the purchase price of imported gas in any form is decided by the Federal Government.

B. *Rate of Return*

(i) The utilities shall receive a variable rate of return on the value of their net fixed assets in operation.

(ii) The rate of return on operating assets shall be indexed to Karachi Inter Bank Offer Rate for one year (KIBOR) plus 8% to provide a predictable return to shareholders thereby reducing the regulatory risks.

(iii) For the purpose of determination of estimated revenue requirements for a financial year KIBOR shall be taken on the basis of average rate for relevant financial year.

C. *Asset valuation*

(i) The fixed assets in operation shall be calculated as one half of the sum of the value of fixed assets in operation at the beginning and at the end of the fiscal year less the amount of accumulated depreciation as valued at their historical cost subject to the condition that any asset which is commissioned after 31st March of the relevant financial year shall not be treated as operational for this purpose.

(ii) Only such capital expenditure shall be included in the asset base for the purpose of rate of return, as is prudent, cost effective and economically efficient.

(iii) The utilities shall not obtain any loan from the consumers. However, in accordance with Rule 20(xxii) of the Natural Gas Licensing Rules, 2002, they may agree with the consumers for cost sharing of an asset for provision of service.

(iv) All assets created through the consumers' contribution and government grants shall be allowed a 3% return on their depreciated value.

(v) The KIBOR based portion of the rate of return shall be reduced pro rata in accordance with the interest rates on any soft term loan obtained by the

Dhaka University Institutional Repository

companies from the Federal Government or any provincial government. Such assets shall be separately maintained in the books of accounts for the purpose of rate of return.

(vi) All materials of standard specification shall be procured by the utilities in a transparent manner on competitive basis. The Authority may require the licensee to provide statutory auditors' certificate to this effect for any specific items of materials.

D. ***Depreciation***

(ii) Depreciation shall be calculated on straight line basis for different assets at the following rates:

(i)	Transmission pipelines and compressors	4%
(ii)	Distribution pipelines	5%
(iii)	All other assets	as per existing practice

(iii) Depreciation shall be allowed on half yearly basis in the year of addition.

E. ***Operating revenues***

(i) All revenues generated directly or indirectly from carrying out of the licensed regulatory activities including income from outside contracts but excluding late payment surcharge on arrears of gas bills and financial income from bank deposits shall be treated as operating revenues.

F. ***Operating Expenses***

(i) All prudently incurred expenses on the operation of the licensed regulated activities excluding provision for doubtful debts, corporate income tax and financial charges on loans shall be treated as operating expenses. For the purpose of calculating the operating expenditure, the following benchmarks/ targets shall be used:

Human Resources Costs

a. Human Resource Costs will be allowed as per benchmark in place since many years. Currently, it is set on the basis of actual cost FY 2007-08, subject to the following indexation:

i. by 50% of officially notified CPI. At the time of estimation, the previous year's CPI shall used. However, at the time of actualization, CPI for that particular year shall be used;
ii. by 60% of the incremental number of consumers;
iii. by 20% of incremental of transmission/ distribution network;
iv. by 20% of the incremental sales volume;
v. IAS 19 cost will be added back into the results.

Dhaka University Institutional Repository

b. The saving or excess vis-à-vis HR cost benchmark will be shared equally between the petitioner and the consumers through adjustment at the time of determination of final revenue requirement. If the actual HR cost of the petitioner is higher than the benchmark HR cost, 50% of the excess amount will be adjusted in the revenue requirement and balance 50% shall be absorbed by the licensee from its own profits. Conversely, if the actual HR cost is less than the benchmark HR cost, 50% of the savings shall be retained by the petitioner and the balance 50% will be adjusted in the revenue requirement.

Unaccounted for Gas Losses (UFG)

(ii) In compliance with the National Security Council decision of October 2000, that the regulatory authorities shall look into the losses and inefficiencies of the public utilities before allowing them the tariff increases, the Authority had set UFG target for both utilities at 6% to be achieved by the end of FY 2004-05. The companies were allowed to retain the savings if UFG was less than the target, conversely any loss over and above the target was to be borne by them from their profits without impacting the consumers' prices.

(iii) The Authority after due consultation with the utilities has decided to reduce the UFG progressively to 4% by FY 2011-12 in such a manner that it also provides the utilities a comfort level and an opportunity to make real efforts to control this long standing menace. The proposed targets are as follows:

Financial Year	Upper Target	Lower Target
2005-06	6.00%	5.70%
2006-07	6.00%	5.40%
2007-08	6.00%	5.10%
2008-09	5.50%	4.80%
2009-10	5.50%	4.50%
2010-11	5.00%	4.25%
2011-12	5.00%	4.00%

(iv) The above targets are subject to the following conditions:

a. any loss over and above the lower target but upto the upper target shall be shared 50% between the gas company and 50% in the revenue requirements;

b. loss over and above the upper target shall be 100% at the cost of the gas utility without any adjustments in the revenue requirements;

c. loss below the lower target in any financial year shall be retained by the utility company without any adjustment in the revenue requirements;

d. in the event of a significant additional availability of gas (10% or more than the actual volumes for the year 2005-06) to any company, these targets will be reviewed by the Authority.

Dhaka University Institutional Repository

G. ***Non-core activities***

Non-core activities like meter manufacturing, sale of gas condensate, royalty from JJVL, gain on construction contracts etc. shall be treated as separate activities for the purpose of calculating the rate of return allowed to the gas companies provided such business units are set up as subsidiary companies within one year of effectiveness of this new tariff regime.

H. ***Independent transmission lines / distribution system***

Rate of return for any independent transmission pipeline or distribution system shall be determined on case to case basis in consultation with the Federal Government and the concerned licensee in accordance with the principles laid down in Section 7 of OGRA Ordinance.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure-F

Dhaka University Institutional Repository

Principles for a Generic Gas Pricing Methodology for Vietnam

A gas pricing methodology for Vietnam must serve twin objectives:

The exception to this generalization is gas from the PM-3 development. There, the gas price, which is calculated as a ratio to the price of Medium Fuel Oil (MFO), is derived from an earlier negotiation for the sale of a proportion of that gas for power generation in Malaysia.

1. At the supply end, in combination with the upstream fiscal regime, it has to provide the appropriate financial incentives to gas developers to invest in exploration, development and production activities; and

2. In gas-consuming sectors, it has to provide the right signals to investors to choose gas as the economic, lower-cost fuel when supply increments become available. The first role should lead to optimal investments in the upstream sector, i.e., at any given time, only those gas fields should be developed which are economically competitive in Vietnam's main gas consuming sectors. And the second role should lead to optimal investment in the consuming sectors, i.e., gas should only be used in those gas-consuming projects in which is it competitive against its alternatives. This dual role means that a gas pricing methodology for Vietnam has to ensure that the gas price captures the highest possible value of gas in its main gas-consuming sectors (downstream) while avoiding the development of uneconomic gas fields (upstream).

For large-scale gas development to take place, Vietnam's gas has to be competitive in power generation:

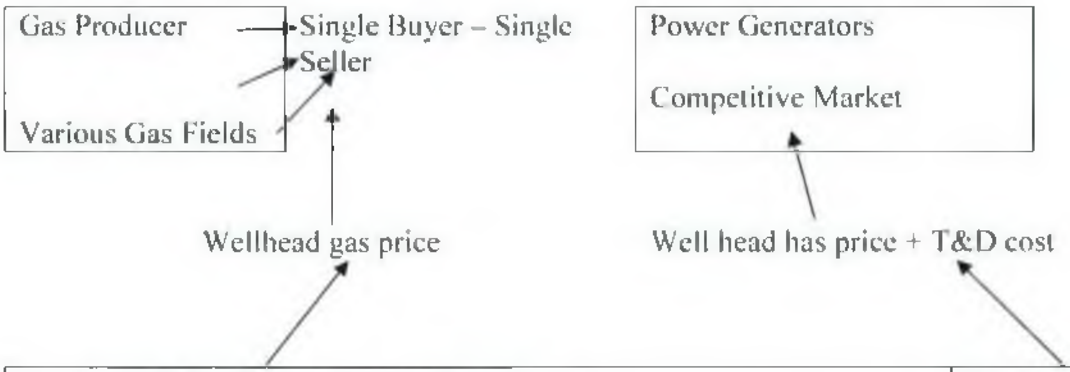
The power generation sector currently consumes 88 percent of the nation's gas production. All projections for the development of Vietnam's gas sector show that rapidly expanding power generation will remain the dominant wholesale consumer of natural gas in Vietnam at least until 2025. Vietnam plans to adopt a competitive power generation market during 2009-2014. This is a major opportunity for the nation to further develop its gas sector because, in an economy which does not have a significant space heating requirement or concentrated industrial loads, large-scale gas resource

development can best be anchored by major new power plants. By contrast, individual projects in other consuming sectors, such as fertilizer production, transportation (CNG), ceramics, etc., do not possess large enough scale to become "anchor tenants" which can provide the volume to support major gas projects. For these reasons, if further large-scale gas development is to take place, natural gas will have to be competitive as a fuel in Vietnam's power generation sector.

Vietnam must select a pricing methodology for processed natural gas that links to the power generation market:

So far, the methodologies utilized for pricing gas at the tailgate of the processing plant in Vietnam are not linked to the dynamics of the power generation market. These gas pricing methodologies are focused only on the gas supply component of the gas value chain (figure 4.1). In developing an appropriate pricing methodology for Vietnam, the following alternatives were considered and found to be unsuitable:

Figure 4.1 A Gas Pricing Methodology for Vietnam Linked to the Power Generation Market



Pricing Methodology for Wellhead price		**Competitive pricing is based on main consumer (Power) and will keep gas competitive in power and other markets, it is also practical, consistent with**
Oil parity pricing	**Arbitrary Choice of linkage; oil is not alternative to gas in power generation**	
Cost plus pricing	**Has led to long delays in Vietnam**	
Gas-on-gas competition	**Sufficient competition is unlikely**	

	in Vietnam in near future	NSED, and suitable for wholesale gas market
Export opportunity pricing	Gas exports from Vietnam unlikely in near future	
Import opportunity pricing	Gas imports to Vietnam unlikely in near future	
All the above methodologies are based on gas supply		

"Oil parity pricing" (example: 0.46 x Medium Fuel Oil (MFO) for PM3): the choice of multiplier (such as a fixed 0.46 for PM3) or other linkage to the oil price is necessarily arbitrary and may not ensure that gas is competitive in the power sector at all times. Further, oil is not an alternative to gas in power generation for Vietnam base load supply. Therefore, oil-linked pricing will not necessarily keep gas competitive as a power generation fuel (note: it appears that the Ca Mau power generation plant supplied by PM3 gas was often not dispatched in the power market during periods of high oil prices in 2008);

"Gas on gas competition" (example: North America): there is unlikely to be sufficient competition among domestic gas sellers for this option to be viable in the foreseeable future;

"Cost of service" of gas production (example: USA in the 1960's and in Canada until 1975): this is inconsistent with the NSED's stated policy direction and it failed to attract sufficient upstream investment when it was tried for a decade or so in the USA in the 1960s and in Canada until 1975; it has also led to lengthy price negotiations in Vietnam, resulting in project delays; infrastructure investment. (Source: Viet Nam News Service May 26, 2009.

"Export opportunity price" (example: Netherlands): large volume gas exports from Vietnam are unlikely to occur in the foreseeable future;

"Import opportunity price" (example: Mexico): large volume imports of pipeline gas to Vietnam are unlikely to occur in the near future. The possibility was also considered of deriving a gas price by working back from an average electricity "pool price". This resulting price would reflect a composite of the costs of all the sources of generation used

Dhaka University Institutional Repository

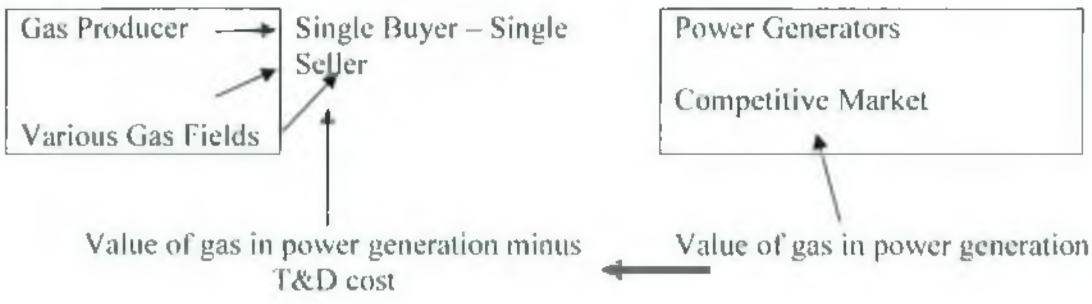
at any one time. As an average, it would conceal some inefficiencies such as the use of fuel oils and some fundamental differences in cost structures such as the very low operating costs of hydro-electricity. This idea was not pursued for these reasons and because it would not provide the necessary link between the gas price and the economics of the incremental supply of power generation. Another possible pricing methodology, which usually has a political rationale, is "an economically and socially acceptable electricity price". But this is not the competitive energy market solution directed by the NSED. The prices of energy commodities should be driven by competitive values in the markets they serve, not by what might be termed "affordability" criteria for any secondary energy generated by these commodities. Ideally, affordability considerations should be addressed not through pricing but through targeted support programs for those members of the community who are least able to meet their minimum electricity needs at market prices. ***Wherever there is a demonstrated social need for subsidy, the government should directly subsidize the target group rather than subsidizing the gas commodity itself.*** If Vietnam adopts any of the above methodologies for pricing sales gas at the tailgate of the processing plant, there would be no assurance that gas would be competitive in the power generation market in the long term. The main shortcoming of these methodologies in Vietnam is that they fail to link the upstream gas sector to conditions of competition in the market for power generation fuels. As figure 4.1 states, a gas pricing methodology based on the power generation market can make gas competitive in its consuming markets.

Recommended methodology for Vietnam: 'competitive pricing'

A 'competitive pricing' methodology will allow gas to secure its place in power generation: Under competitive pricing, a gas price at the exit of the gas processing plant is developed by starting in the power generation market. *The aim of competitive pricing is to estimate the gas price which will make a unit of electricity generated by a gas-fired power plant competitive against a unit of electricity generated by a power plant using the first choice of alternative fuel.* This would be the price at which wholesale gas should be offered in the power generation market. This approach to discovering the wholesale gas price will allow gas to compete in power generation. This concept is illustrated in Figure 2.

Dhaka University Institutional Repository

Figure 2: Under Competitive Pricing, the Wellhead Price is derived from the Value of Gas in Power Generation



The pricing methodologies shown in figure 1 develop the price of gas at the power plant gate by discovering a price for processed gas in the upstream gas sector and adding to it the T&D cost of delivering that gas to the power plant. Under competitive pricing, the logic of price formation runs in the opposite direction. As figure 2 shows, the competitive price of gas at the power plant gate is discovered in the power generation (i.e., gas-consuming) sector and the price for a specific field is developed by deducting from that competitive price the regulated T&D cost of delivering gas from that specific field to the power plant (if, as is often the case, the power plant's gas supply is delivered at high pressure off the transmission system, there would be no distribution cost to account for). In figure 2 and elsewhere the term "wellhead price" is used as a short form for the price at the point of production. The production operation is completed when the "raw gas" coming from the wells leaves the processing plant as "sales gas" into the receipt point of the transmission system. That geographical point is sometimes described as the "tailgate" or "exit" of the processing plant. Canada furnishes an example of the way that competitive gas pricing was used by the government to break away from outmoded "cost of service" pricing following the 1973-74 "energy crisis" and to ensure that gas would be competitive in industrial markets that anchored gas demand at that time. How and what in Vietnam would be considered PSC terms, were amended by governments to achieve competitive gas pricing in Canada during the period 1975-85 as follows:

Implementing competitive gas pricing in Canada 1975-85

Dhaka University Institutional Repository

The equivalent in Canada of the PSC in Vietnam is the "Petroleum and Natural Gas License (formerly 'lease')". Traditionally, the lease provides that the price to be used for purposes of royalties and taxes is that which results from arm's-length negotiation

- Pre-1975: gas prices established under long term contracts with the pipelines were low, stable and enabled rapid market growth;
- ~1975: oil prices tripled; inflationary economy; gas prices flat; gas development stalled; shortages loomed;
- 1975/76: initially, the Alberta provincial government that owns and leases the mineral rights stipulated that the gas price would be the competitive value as established by its regulator, not by the long term contracts;
- 1975-85: subsequently, the Federal and Alberta governments agree to competitive gas pricing based on a 0.75 ratio to oil prices (gas price at 'city gate' was set at 0.75 of 'refinery gate' price of crude oil); this price ensured gas competitiveness against industrial fuel oils in its major consuming markets (gas had to be competitive with heavy fuel oil in large-volume industrial uses since power generation was not a major gas consuming market in Canada at the time and fuel oil was the alternative fuel to gas in industrial uses)
- Result: higher gas producer revenues stimulated supply and shortages were avoided; this methodology yielded highly competitive gas prices in small industry, commercial and household uses where end-user fuel oil prices were higher than the wholesale gas price calculated for high-volume industrial uses;
- Post-1985: a Wholesale Competitive Gas Market is established; gas prices are freely negotiated between sellers and buyers; no government interference with pricing.

Table 1: A Competitive Gas Price: Heating Value vs. Shadow Pricing $/MMBTU—for illustrative purposes only

Straight Heating Value Price (1)	Shadow Price: with adjustments to reflect "value" not included in Column 1 (2)	
Value of natural gas delivered to the power plant: **4.90**	Heating value price	**4.90**
	Plus:	
	Government take:	**1.33**
	Security premium	**.03**

	Net of carbon emissions Compared to coal Equals: **Shadow price**	**0.47** **6.73**

Next, deduct from this competitive price range the regulated gas transmission (and, if applicable, distribution) tariff for a "typical" prospective length of haul, to determine the price or price range of pipeline quality gas at the outlet of the gas processing plant; Set the values at the outlet of the gas processing plant as benchmarks for producers and consumers and obtain their feedback. Note, of course, that these values would vary over time, mainly in relation to variances in the CIF price (=Cost of the commodity, Insurance and Freight) of imported coal.

Anticipated result of these steps: There is agreement in principle on the competitive market value(s) of natural gas in the end use level and, by deduction of distribution (if applicable) and transmission tariffs from the market value(s), agreement on how to establish the value(s) at the point where pipeline quality gas enters the system. *(3) Establish parameters for gas commodity price negotiations and define the role of regulatory oversight in advance of the next gas development project* (recommended time period; through the end of 2010/2011) Refine the methodology for competitive gas pricing by considering such elements as: the concept of a floor to protect gas producers on the downside and a ceiling to safeguard gas consumers on the upside of market fluctuations. Consideration of the level of any price floors and ceilings would have to be integrated with consideration of the net effects worked through the fiscal system to ensure continued international competitiveness of Vietnam as a host for gas development. [Refinement of the competitive gas pricing methodology will have to take account of the legal requirements for the Competitive Generation Market (CGM) in the power sector, where the price range for contracts will be set by ERAV. The Authority's approach is to develop and issue regulations to avoid case by case decisions. The generation pricing methodologies for the standard contracts to be signed by the Single Buyer during the CGM period through about 2014 are being developed. These methodologies will establish principles and a formula for calculating the price range (for contract negotiation) and annual indexation of contract prices. The proposed approach differentiates types of generation technology (benchmark costs) and fuel.] In light of the

Dhaka University Institutional Repository

foregoing, publish a price or an acceptable range of prices of pipeline quality gas at the outlet of the gas processing plant as the competitive price(s) at which new sales and purchases of gas would take place in the interim Phase 2 of gas market design implementation and in Phase 3 prior to a finding that a condition of workable competition exists and competitive pricing can be replaced by freely negotiated prices.

Define regulatory oversight, dealing with: what body is to provide that oversight; with what authority it is to act; and under what market circumstances a condition of workable competition might exist in which competitive gas pricing might be succeeded by freely negotiated pricing. The Ministry would be charged with the responsibility of working out the scheme proposed here, doing so in close consultation with Petrovietnam (PVN) and other gas and power industry representatives. The Ministry's authority for these tasks may be found in the NSED provision under Heading 3 "Development Strategy", c) Petroleum Sector to "Establish a legal basis for…economic…management in the gas sub-sector such as… approving gas price."

Anticipated Result of these above steps: The generic system for gas pricing in new developments will provide predictability and encouragement to developers and consumers of gas from new projects.

Giving policy and administrative form to "competitive pricing" of natural gas

This Report focuses on economic and policy aspects of the gas sector development framework. It has not included a review of related legal issues. There may therefore be legal constraints to what is proposed here. Currently, upstream gas pricing is determined by the following terms of clause 8.1.5 in Vietnam's model Production Sharing Contract (PSC): *8.1.5 Natural Gas shall be sold at agreed price in accordance with producing principles applicable to Natural Gas sales, prevailing international market at the time of calculation, taking into account market location, quality, quantity and other relevant factors.* The provisions of this clause leave much scope for discussion and negotiation of the gas price for each field. This room for negotiation translates into uncertainty for upstream investors. As previously noted, this has contributed to delays in the

Dhaka University Institutional Repository

development of Vietnam's gas resources. The competitive gas pricing methodology is intended to eliminate this uncertainty.

Administratively, the competitive gas pricing methodology could best be implemented as a term of the PSC. In the alternative it could be implemented by the Ministry (with the cooperation of PVN—the present governmental counterpart to the PSC contracting party).If there are no legal obstacles, the former approach is recommended because of the certainty that it would provide for investors. In regard to the method of incorporating competitive gas pricing in the PSC, there are at least two possibilities:

Option 1: Competitive gas pricing could be stated as a condition for the sale of gas under new PSCs, or new PSCs and existing PSCs where sale arrangements had not yet been entered into. Legal aspects of such a change would need to be clarified. This could still result in disputes between PSC contractors, Petro-Vietnam (PVN) and the Government of Vietnam (GoV) regarding the application of such a provision. It is therefore recommended that consideration be given to a further provision that the calculation of the competitive gas price should be made by an internationally recognized third party which has no economic interest in the outcome, with the cost of engaging this third party to be divided equally between the PSC contractor and the GoV.

The PSC terms could possibly be as follows:

"Natural Gas of pipeline quality shall be sold at the outlet of the gas processing plant at a unit price equal to its value for the generation of electricity in a new CCGT plant where the alternative source of such generation is a new steam plant using coal purchased at the international market price, after deduction of the price of T&D of that gas from the outlet of the processing plant to the gate of the CCGT plant. The price of the natural gas according to this methodology ("the base price") shall be established by an authority which has no financial or other interest in the outcome."

Option 2: The competitive gas price could be calculated by the Ministry, with or without the advice of an independent third party, and that price inserted in the PSC. If this approach were followed, then in the above example, the last sentence might read "The price of the natural gas according to this methodology shall be $XX per million British Thermal Unit (BTU) ("the base price")." Compared to Option 1, which defers the identification of the competitive gas price until a sale arrangement is going to be entered-

into, Option 2 would give greater certainty to investors in gas exploration and development, to the government and to other stakeholders such as potential gas users. In addition to a formulation of PSC terms along either of these lines which would lead to identification of the base price, some additional issues would also have to be resolved in further work on gas pricing:

- Indexation of the base price: It is implicit in the methodology that an indexation provision would be needed to adjust for fluctuations in international coal prices and possibly in other parameters of the methodology;
- Effective date: The price would possibly become effective on the date of the first sales gas reaching the buyer;
- Price ceilings and floors: If it were a policy objective to protect the seller on the downside and the buyer on the upside of price, further provisions would have to be built into the PSC terms;
- What if the seller is prepared to accept a lower price than results from the application of the competitive pricing methodology? Would royalties and taxes be calculated on the higher of the actual selling price or the price determined according to the methodology?
- What if the PSC partner is unwilling to sell at the price that results from the application of the methodology? The gas will not be produced until such time as more favorable market conditions develop. Or, in the case of predefined "types"of gas, it will not be developed for production until adjustments are made to the fiscal terms that enable the gas to be profitably sold. In either case, it would have to be provided that, when a condition of workable competition has been found to exist, competitive pricing would be replaced in new contractual arrangements by freely negotiated prices (which, of course, could include prices based on competing fuel values).

Options for Distributing "Rents" along the Gas Chain

Should rents be distributed upstream, in T&D or among gas consumers? Developers assume significant risk in exploration activity since not all wells drilled can eventually be developed for profitable production. Therefore, from successful upstream gas projects, developers expect to capture economic rents over and above their technical costs for those projects. This is the reward for exploration risk-taking (box 4.4). The developer

Dhaka University Institutional Repository

expects to share those rents with the resource owner (the state) through the upstream fiscal system. A finely-tuned fiscal system will afford the developer the opportunity for an internationally competitive reward from a successful development but will at the same time recover for the state a share of the rent which will tend to be higher when commodity prices are high and vice-versa. The design of the fiscal terms relating government fiscal take to gas price should be such that changes take place automatically. This approach is supported by the international experience with gas pricing. If upstream producers are financially impaired by low prices, exploration and long-term supply are likely to suffer (Bangladesh). It is better for upstream rents to be harvested by gas resource owners (governments) and gas resource developers (IOCs, NOCs) which means no subsidies in downstream pricing (Canada). Passing upstream rents down the gas chain to end-consumers along with subsidized pricing of T&D starves these service providers of investment funds needed to maintain and expand networks (Bangladesh).

Price-sensitive upstream fiscal systems: Particularly in the aftermath of the very high oil prices experienced in the 2006-2008 period, attention is being given internationally to fiscal systems that capture an increasing share of available rents as prices rise (and vice-versa). Consideration might be given to blending gas price floors and caps, intended to protect producers and consumers respectively, with upstream fiscal systems that protect the state's interest in capturing a fair share of available rents for the national patrimony. As already noted, pricing and fiscal systems for gas cannot be separated in assessing the overall effect in terms of attractiveness or otherwise of what the NSED calls "the competitiveness of oil and gas exploration and development in Vietnam over other competing economies".

Fine-tuning of fiscal systems to deal with exceptional cost situations: In many extractive industries, situations may arise where cost conditions are such that little or no rents are available to be captured by the resource-owner. Examples of these situations are gas fields where costs are high because the accumulations are small or remote or contain a high proportion of CO_2 and other contaminants. If these gas fields are going to be developed, then special fiscal measures may be needed, even to the extent of eliminating all taxes on the value of the produced gas and retaining income taxes which are only payable when the development proves to be profitable. This is a technically complex

Dhaka University Institutional Repository

subject matter and sound policy recommendations are likely to come only from expert analysis involving probably-extensive international comparisons. The important principle to be upheld is that developers should know at the earliest possible stage in the investment cycle what will be the fiscal terms applying to exceptional cost situations.

What is economic rent?

Economic rent is the income over and above a normal return on invested capital, which may accrue to the risk-taking investors in a successful gas or oil or mining development. Economic rents arise especially when the prices for the commodity in question are unusually high. For example, when international oil prices reached about $US140/barrel in the summer of 2008, very large rents were created for owners of oil producing assets. When international prices are around $US40 per barrel as they were in March 2009, the rent generation is, of course, much smaller.

Fiscal Adjustments to make Gas Projects Economic

Alberta, Canada is one of the world's most important petroleum jurisdictions. In 2008 natural gas production totalled about 135 BCM (Billion Cubic Meter). The province's regulator responsible for the upstream industry is the Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB or "the Board"), which has been in existence for 70 years and is considered a world leader. One of the ERCB's objectives is to "conserve" energy resources and it aims to progressively eliminate the flaring of raw gas. The Board sets out criteria that an operator must use to evaluate a project to conserve (rather than flare) gas and they include instructions about how to assess gas reserves, gas and electricity prices, capital and operating costs, inflation and they state the discount rate that is to be used in a calculation of the net present value (NPV) of a conservation project. These criteria are set out in a 2006 Directive. If the calculation results in a positive NPV plus a small margin, the operator must invest in the project. If the calculation results in a negative NPV, the operator must still proceed with the project but can apply to the government for a royalty waiver.

How are rents distributed along the gas chain?

Rents can be shared in terms of lower than- competitive pricing for consumers of gas or higher than normal returns for transacters of gas. They may be shared by design, for example by government-mandated below-market pricing for consumers of gas-generated

Dhaka University Institutional Repository

power (primarily for social reasons) or manufacturers of gas-based fertilizers (primarily for industrial development and security of supply reasons). They may be shared inadvertently, for example if the owners of natural monopoly gas T&D systems are able to obtain above-market returns from their investments thereby capturing some of the rent and returning a lower than otherwise netback for the gas producer and the state as the resource owner.

Relating official pricing policy to rent collection in the gas chain: It is appropriate to draw attention to the NSED's repeated references to: competitive energy markets; to the elimination of monopoly and subsidy (under b) "Energy Price Policy" in 4. "Implementation Solutions"); and to creating a legal basis especially for mid- and downstream petroleum activities including approving the price of gas T&D (under c) "Petroleum Sector" in 3. "Development Strategy"). Properly regulated T&D pricing would not allow the interception of any flows of rents from market prices back to producer netbacks. The elimination of subsidy would not allow conferring concealed subsidies, drawn out of economic rents, on particular consumer groups through below market pricing of gas.

Conclusion on rent distribution in the gas chain: Correct pricing at different stages of the gas chain, as proposed above (competitive pricing in the consumption market; regulated pricing of natural monopoly network services; downstream generic price minus the regulated T&D cost to yield the producers' price at the processing plant tailgate) will concentrate rents at the production end of the chain where they are appropriated through the gas pricing and fiscal systems by the producer and by the state as the resource owner. If the state wishes to confer some of these rents on particular consumption sectors for social or economic reasons, then the correct way to do so is to provide targeted, overt subsidies to specific consumer groups as part of the national social safety net. In making this recommendation, it is noted that there may be international trade implications in relation to the World Trade Organization (WTO) if direct subsidies are provided to particular industrial sectors such as fertilizer manufacture.

Recommendations and Anticipated Benefits

Pricing recommendations: Vietnam adopt a generic gas pricing methodology which expresses the competitive price of gas in relation to its alternative (internationally-priced

Dhaka University Institutional Repository

coal) in its essential anchor market (power generation). This is because it is the most suitable way for gas projects to be competitive in the sector in which their demand is anchored (i.e., power generation as well as in other uses of gas). The producers' price of gas would be calculated from this competitive price of gas in the power generation market. The regulated costs of T&D would be deducted from this competitive gas price to yield a price for pipeline gas of uniform quality at the outlet of the gas processing plant where the gas production operation is completed. This is fully consistent with the NSED requirement that energy prices must be determined in accordance with market mechanisms. Within this methodology, it would be possible to safeguard consumer interests on the upside and producer interests on the downside of price by a policy decision to introduce price ceilings and floors. Initially, price negotiations between the NOC single seller of gas and various users would be conducted on the basis of the predetermined price bands which would embody appropriate market-based escalation factors. This process would be subject to regulatory review by Ministry staff or by the downstream regulator if that organization had by then been established.

These price ceilings and floors will have to be related to gas production fiscal terms in order to maintain the desired overall competitiveness of Vietnam's upstream gas regime relative to other gas-producing countries. In considering policy choices between gas, coal and oil, other refinements can be embodied relating to the value of domestic gas production to the national economy as compared to, for example, coal imports for power generation. The competitive pricing methodology can best be implemented as a condition of the PSCs, which would be amended to include a description of the methodology. The determination of the competitive price could either be left to a later independent assessment or it could be calculated and inserted in the PSCs, subject to indexation. This competitive pricing methodology is to be used until such time as a wholesale competitive gas market has been introduced, workable competition emerges in Vietnam's upstream gas market and prices can then be freely negotiated between sellers and buyers. While implementing the competitive pricing methodology, Vietnam's overall gas regime remains internationally competitive while maximizing GoV's revenues, recognizing that in doing so, gas pricing & fiscal terms must complement each other.

Dhaka University Institutional Repository

Anticipated benefits from recommended pricing methodology: The principal benefit is that the recommended approach to competitive pricing will provide predictability and encouragement for suppliers to invest in upstream (production) gas development. Additionally, when combined with regulated pricing of T&D, it will help to concentrate gas resource profits where they belong—at the upstream end of the gas chain—thereby enhancing GoV's revenue from Vietnam's gas resources. The recommending methodology should ensure that gas is competitive in its main market—power generation—such that it becomes a fuel of choice for large-scale as well as retail consumers of energy. Gas could be made uncompetitive either (1) because the recommended methodology results in prices that are unattractive to new investors in electricity generation plant or (2) because it results in prices that do not provide sufficient incentive for gas development projects to proceed. The methodology is carefully designed so that the circumstance in (1) is unlikely to arise. If as a result, for example, of low international coal prices, the circumstance in (2) threatens to arise, the GoV has substantial scope to affect the economics of gas development by adjusting its upstream fiscal terms. If the circumstance in (2) continues despite the full adjustment of fiscal terms and despite a proper accounting of the externalities associated with power development based on domestic gas compared to imported coal, then either an alternative use such as export should be found for the gas or that specific gas development should be deferred pending a change in international market conditions. Resource rents are properly concentrated in the upstream by this methodology, they are to be shared between the state and the gas producer by means of the overall fiscal system. Rents are not to be conferred on mid- and down-stream market participants: their returns would be fairly regulated in relation to risk-adjusted costs of capital. Consumer rents would also be minimized by value pricing of gas in relation to competing fuels, eliminating any significant hidden subsidy for power consumers by gas producers and the state as resource owner. To summarize: the recommended methodology will encourage economically optimal development of Vietnam's energy resources—particularly gas and coal—for a critical energy use (power generation) and will ensure a fair sharing of overall benefits including GoV fiscal benefits.

Dhaka University Institutional Repository

Annexure G

Dhaka University Institutional Repository

BANGLADESH GAS FIELDS COMPANY LIMITED

(A Company of Petrobangla)

Statement of Required Revenue for the Year 2009 - 2010 to 2014-2015

Amount :Taka

SL NO	Particulars	Audited 2009-2010	Projected 2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015
1.	Gas Production volume(CM)	7,314,659,028	7,583,830,000	8,468,290,000	10,950,700,000	11,725,050,000	12,411,350,000
2.	Gas Sales volume (CM)	7,302,387,813	7,571,530,000	8,455,820,000	10,932,083,810	11,705,117,415	12,390,250,705
3.	Gas Margin Per CM (Taka)	0.250 - 0.225	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225
4.	Gas Margin Per MCF (Taka)	7.079 - 6.371	6.371	6.371	6.371	6.371	6.371
5.	Total Gas Margin (Taka)	1,735,159,248	1,703,594,250	1,902,559,500	2,459,718,857	2,833,651,418	2,787,806,409
7.	Sales of Gas(Taka)	17872078801	18,308,834,000	19,777,463,500	27,775,147,463	29,739,211,026	31,479,921,557
8.	Sales of Petroleum Products(Taka)	1404517663	1,290,871,000	1,478,857,000	1,782,569,247	1,813,188,004	1,823,353,025
9.	Gross Sales(Taka)	19,276,596,464	19,599,705,000	21,266,320,500	29,557,716,710	31,552,399,029	33,303,274,582
10	SD and VAT on Gas and Petroleum Products	16,320,117,391	16,678,176,000	18,067,798,000	25,547,938,377	27,298,453,026	28,929,943,841
11.	Net Sales(Taka)	2,956,479,073	2,921,529,000	3,188,522,500	4,009,776,333	4,253,946,004	4,373,330,740
12.	Operating Expenses:						
	Repairs & Maintenance	240,634,228	399,222,000	440,337,000	448,580,000	493,438,000	542,781,800
	Personnel Cost	401,637,498	534,782,000	502,907,000	553,197,700	608,517,470	669,369,217
	Other Production Costs	147,931,840	114,562,931	122,241,000	134,465,100	147,911,610	162,702,771
	Depletion	166,336,575	505,280,473	844,777,113	1,639,924,900	2,415,322,286	2,595,757,820
	Depreciation	214,043,797	333,090,596	526,667,887	662,703,465	672,034,477	677,229,349
	Petrobangla Mgt. Service Charges	20,470,000	31,496,000	35,000,000	45,000,000	45,000,000	45,000,000
		1,191,053,938	1,918,434,000	2,471,930,000	3,483,871,165	4,382,223,843	4,692,840,957
13.	Non-Operating Expenses						
	Support Expenses	57,581,376	79,160,000	81,810,000	89,991,000	98,990,100	108,889,110
	Interest expenses	86,046,778	89,645,000	80,075,000	373,178,560	418,132,440	1,103,384,168
	Workers' Participation in Profit	95,539,621	50,789,500	37,710,375	3,211,880	-	-
	Provision for Emergency Fund	106,726,650	30,156,266	22,390,535	1,907,054	-	-
	Provision for Taxation	680,719,802	361,875,188	268,686,422	22,884,648	-	-
		1,026,614,227	611,625,953	490,672,332	491,173,142	517,122,540	1,212,273,278
14.	(+) Return on Rate Base 12 % (ROR)	1,323,763,659	2,417,665,292	3,288,784,833	3,514,112,483	3,759,157,029	3,054,957,036
15.	Revenue Requirement	3,841,431,824	4,947,725,245	6,251,387,165	7,489,156,790	8,658,503,412	8,960,071,271
16.	Total Revenue as per Income Statement	2,956,479,073	2,921,529,000	3,188,522,500	4,009,778,333	4,253,946,004	4,373,330,740
17.	Net Surplus/(Deficit)	(584,952,751)	(2,026,196,245)	(3,062,864,665)	(3,479,378,457)	(4,404,557,408)	(4,586,740,530)
18.	Required Gas Margin Per CM	0.485	0.653	0.739	0.685	0.740	0.723
19.	Required Gas Margin Per MCF	13.733	18.504	20.935	19.399	20.947	20.477

Amount :Taka

SL NO	Particulars	Audited	Projected				
		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015
	Proposed Wellhead Margin Per CM (6 Years average of required margin : Fy 2010-11 to 2014-15))					**0.671**	
	Proposed Wellhead Margin Per MCF (6 Years average of required margin : Fy 2010-11 to 2014-15))					**18.999**	
	Return on Rate Base (ROR)						
	Net Proved Properties/Well Cost	3,427,639,054	9,728,056,274	15,469,248,903	19,513,203,028	23,064,511,742	20,795,180,873
	Net Fixed Assets	1,152,561,090	4,356,250,317	6,937,193,430	6,574,200,965	6,183,377,488	5,119,726,820
	Work in Progress	1,816,501,019	471,034,414	948,744,025	-	-	-
	Working Capital (Net Current Assets)	4,634,662,663	5,591,869,762	4,051,353,919	3,196,866,700	2,078,419,347	4,634,662,664
		11,031,363,826	20,147,210,767	27,406,540,277	29,284,270,693	31,326,308,577	30,549,570,357
	ROR 10 % on Rate Base	1,323,763,659	2,417,665,292	3,288,784,833	3,514,112,483	3,759,157,029	3,054,957,036
	Current Assets	9,920,433,422	11,293,166,830	10,364,237,285	11,183,401,404	11,350,659,289	12,045,633,075
	Current Liabilties	5,285,770,759	5,701,297,069	6,312,883,365	7,986,534,704	9,272,239,943	9,680,112,647
	Net Current Assets (Working Capital)	**4,634,662,663**	**5,591,869,762**	**4,051,353,919**	**3,196,866,700**	**2,078,419,347**	**2,365,520,428**

Dhaka University Institutional Repository

Dhaka University Institutional Repository

Annexure-H

Dhaka University Institutional Repository

রেজিস্টার্ড নং ডি এ-১

বাংলাদেশ গেজেট

অতিরিক্ত সংখ্যা
কর্তৃপক্ষ কর্তৃক প্রকাশিত

সোমবার, জুলাই ১৯, ২০১০

বাংলাদেশ জাতীয় সংসদ

ঢাকা, ১৮ই জুলাই, ২০১০/৪ঠা শ্রাবণ, ১৪১৭

সংসদ কর্তৃক গৃহীত নিম্নলিখিত আইনটি ১৮ই জুলাই, ২০১০ (৪ঠা শ্রাবণ, ১৪১৭) তারিখে রাষ্ট্রপতির সম্মতি লাভ করিয়াছে এবং এতদ্বারা এই আইনটি সর্বসাধারণের অবগতির জন্য প্রকাশ করা যাইতেছে :

২০১০ সনের ৪০ নং আইন

বাংলাদেশের সমগ্র ভূখণ্ড, নির্ধারিত সমুদ্রসীমা ও ইহার অর্থনৈতিক অঞ্চলের প্রাকৃতিক গ্যাস ও উহার সহজাত তরল হাইড্রোকার্বন (associated liquid hydrocarbon) সঞ্চালন, বিতরণ, বিপণন, সরবরাহ ও মজুদের উদ্দেশ্যে এবং উহাদের যথার্থ ও সুষ্ঠু ব্যবহার নিশ্চিতকরণ এবং এতদ্‌সংক্রান্ত বিষয়ে বিধান প্রণয়নের লক্ষ্যে প্রণীত আইন

যেহেতু বাংলাদেশের সমগ্র ভূখণ্ড, নির্ধারিত সমুদ্রসীমা ও ইহার অর্থনৈতিক অঞ্চলে প্রাকৃতিক গ্যাস ও উহার সহজাত তরল হাইড্রোকার্বন (associated liquid hydrocarbon) এর সঞ্চালন, বিতরণ, বিপণন, সরবরাহ ও মজুদের উদ্দেশ্যে এবং উহাদের যথার্থ ও সুষ্ঠু ব্যবহার নিশ্চিতকরণ এবং এতদসংক্রান্ত বিষয়ে বিধান প্রণয়ন করা সমীচীন ও প্রয়োজনীয়; এবং

যেহেতু প্রাকৃতিক গ্যাস ও উহার সহজাত তরল হাইড্রোকার্বন এর বিক্রয় এবং হিসাব বহির্ভূত গ্যাসের (unaccounted for gas) উপর কার্যকর নিয়ন্ত্রণ এবং সময়মত গ্যাস বিক্রয়লব্ধ রাজস্ব আদায় নিশ্চিতকরণ এবং বেসরকারী খাত ও ব্যক্তিগণের অংশগ্রহণের মাধ্যমে প্রতিযোগিতামূলক বাজার সৃষ্টির লক্ষ্যে বিধান প্রণয়ন করা সমীচীন ও প্রয়োজনীয়;

Dhaka University Institutional Repository

যেহেতু এতদ্বারা নিম্নরূপ আইন করা হইল :—

অধ্যায়-১

প্রারম্ভিক

১। **সংক্ষিপ্ত শিরোনাম ও প্রবর্তন।**—(১) এই আইন বাংলাদেশ গ্যাস আইন, ২০১০ নামে অভিহিত হইবে।

(২) ইহা অবিলম্বে কার্যকর হইবে।

২। **সংজ্ঞা।**—বিষয় বা প্রসঙ্গের পরিপন্থী কোন কিছু না থাকিলে, এই আইনে—

(১) "অধিকারভুক্ত এলাকা" অর্থ গ্যাস বিতরণ ও বিপণনের জন্য লাইসেন্সধারীকে অর্পিত ভৌগোলিক এলাকা;

(২) "এনজিএল" অর্থ গ্যাসের অংশবিশেষ, যাহা ভূ-উপরিতলে পৃথকীকরণ যন্ত্র (সেপারেটরস) দ্বারা, গ্যাস ক্ষেত্রের বলবৎ সুবিধাদি দ্বারা অথবা গ্যাস প্রক্রিয়াকরণ প্ল্যান্ট দ্বারা তরলীকৃত অবস্থায় সংগ্রহ করা হয়;

(৩) "এলএনজি" অর্থ পরিবহন এবং মজুদকরণের সুবিধার্থে cryogenic পদ্ধতির মাধ্যমে প্রাকৃতিক গ্যাসের তরল অবস্থা;

(৪) "এসএনজি" অর্থ নির্দিষ্ট আনুপাতিক হারে বাতাসের সহিত এলপিজি মিশ্রিত করিয়া প্রস্তুতকৃত প্রাকৃতিক গ্যাসের এক প্রকার বিকল্প;

(৫) "কনডেনসেট" অর্থ প্রাকৃতিক গ্যাসের সহজাত তরল হাইড্রোকার্বন;

(৬) "কমিশন" অর্থ বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সালের ১৩ নং আইন) এর ধারা ৪ এর অধীন প্রতিষ্ঠিত বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন;

(৭) "কমিশন আইন" অর্থ বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সালের ১৩ নং আইন);

(৮) "করপোরেশন" অর্থ—

(ক) Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation Ordinance, 1985 (Ordinance No. XXI of 1985) এর অধীন প্রতিষ্ঠিত বাংলাদেশ তৈল, গ্যাস ও খনিজ সম্পদ করপোরেশন (পেট্রোবাংলা); এবং

Dhaka University Institutional Repository

(খ) Bangladesh Petroleum Corporation Ordinance, 1976 (Ordinance No. LXXXVIII of 1976) এর অধীন প্রতিষ্ঠিত বাংলাদেশ পেট্রোলিয়াম করপোরেশন (বিপিসি);

(৯) "কোম্পানী" অর্থ কোম্পানী আইন, ১৯৯৪ (১৯৯৪ সনের ১৮ নং আইন) এর অধীন গঠিত এবং নিবন্ধিত কোন কোম্পানী;

(১০) "গ্যাস" অর্থ প্রাকৃতিক গ্যাস (এনজি), প্রাকৃতিক তরল গ্যাস (এনজিএল), তরলীকৃত প্রাকৃতিক গ্যাস (এলএনজি), সংকুচিত প্রাকৃতিক গ্যাস (সিএনজি), কৃত্রিম প্রাকৃতিক গ্যাস (এসএনজি), তরলীকৃত পেট্রোলিয়াম গ্যাস (এলপিজি), কোল বেড মিথেন (সিবিএম), ভূ-গর্ভস্থ কয়লা গ্যাসে রূপান্তর (ইউসিজি), অথবা স্বাভাবিক তাপমাত্রা ও চাপে গ্যাসীয় উপাদানে রূপান্তরিত হয় এমন প্রাকৃতিক হাইড্রোকার্বনের মিশ্রণ;

(১১) "গ্যাস অপারেটর" অর্থ কমিশন আইন কার্যকর হইবার অব্যবহিত পূর্বে অথবা পরে গ্যাস সংক্রান্ত ব্যবসায় নিয়োজিত যে কোন সরকারী এজেন্সী অথবা কোম্পানী অথবা বেসরকারী এজেন্সী অথবা কোম্পানী অথবা ব্যক্তি;

(১২) "গ্যাস কার্যক্রম পরিচালন" অর্থ কমিশন আইনের অধীন গ্যাসের সঞ্চালন, মজুদকরণ, বিতরণ, সরবরাহ ও বিপণন সংক্রান্ত যে কোন কর্মকাণ্ড;

(১৩) "গ্যাস পরিদর্শক" অর্থ গ্যাস বিতরণ ও বিপণনের লক্ষ্যে পরিদর্শনের দায়িত্বপ্রাপ্ত কোন ব্যক্তি;

(১৪) "গ্যাস বিতরণকারী বা সরবরাহকারী" অর্থ গ্যাস বিতরণ বা সরবরাহের জন্য লাইসেন্সপ্রাপ্ত ব্যক্তি;

(১৫) "গ্যাস শিল্প" অর্থ গ্যাস সম্পর্কিত কর্মকাণ্ড, যাহাতে গ্যাসের সঞ্চালন, মজুদকরণ, বিতরণ, সরবরাহ ও গ্রাহকের নিকট গ্যাস বিপণন কর্মকাণ্ড অন্তর্ভুক্ত;

(১৬) "গ্যাস সরবরাহ" অর্থ পাইপলাইন, সিলিন্ডার, যানবাহন, বার্জ, জলযান আধার (ভেসেল) অথবা অন্য কোন মাধ্যম দ্বারা গ্রাহকের জন্য গ্যাস বিতরণ বা খুচরা সরবরাহ;

(১৭) "গ্যাস সরবরাহ চুক্তি" অর্থ গ্যাস বিতরণকারী কিংবা সরবরাহকারী কিংবা বিপণনকারী কিংবা বিক্রেতা এবং ক্রেতা কিংবা গ্রাহকের দ্বারা ও তাহাদের মধ্যে স্বাক্ষরিত একটি চুক্তি;

Dhaka University Institutional Repository

(১৮) "গ্যাস ক্ষেত্র" অর্থ কোন নির্ধারিত ভূতাত্ত্বিক গঠন অথবা বৈশিষ্ট্যের অন্তর্ভুক্ত কোন প্রাকৃতিক গ্যাসাধার অথবা প্রাকৃতিক গ্যাসাধারসমূহের সমষ্টি;

(১৯) "গ্রাহক" অর্থ গ্যাস বিতরণকারী অথবা সরবরাহকারী কোন ব্যক্তির সহিত চুক্তিতে বর্ণিত শর্তসাপেক্ষে গ্যাস ক্রয় করিবার উদ্দেশ্যে কোন চুক্তি সম্পাদনকারী ব্যক্তি অথবা প্রতিষ্ঠান অথবা চুক্তি সম্পাদনকারীর ভাড়াটিয়া হিসাবে গ্যাস ব্যবহারকারী অথবা অন্য কোনভাবে প্রকৃত গ্যাস ব্যবহারকারীও ইহার অন্তর্ভুক্ত হইবে;

(২০) "তরলীকৃত পেট্রোলিয়াম গ্যাস (এলপিজি)" অর্থ আবদ্ধ পাত্রে চাপের সাহায্যে তরলাকারে সংরক্ষিত যাহা প্রোপেন অথবা বিউটেনের প্রাধান্যসম্পন্ন এবং উহাদের যে কোন একটি অথবা উভয়ের মিশ্রণ;

(২১) "ধ্বংসাত্মক অথবা নাশকতামূলক কার্যকলাপ" অর্থ ইচ্ছাকৃত যে কোনভাবে গ্যাস শিল্পের ও সম্পদের ক্ষতিসাধন অথবা স্বাভাবিক গ্যাস পরিচালন কার্যক্রম বাধাগ্রস্ত করা অথবা এইরূপ যে কোন প্রচেষ্টা;

(২২) "নির্ধারিত" অর্থ বিধি বা প্রবিধান দ্বারা নির্ধারিত;

(২৩) "পাইপলাইন" অর্থ গ্যাস সঞ্চালন, বিতরণ, সরবরাহ, বিপণনের লক্ষ্যে অনুমোদিত পাইপলাইন এবং কমপ্রেসর, যোগাযোগ যন্ত্রপাতি, মিটার, চাপ নিয়ন্ত্রক, পাম্প, ভাল্ভ এবং উহা পরিচালনের জন্য প্রয়োজনীয় অন্যান্য সরঞ্জামাদি ও যন্ত্রাংশও ইহার অন্তর্ভুক্ত;

(২৪) "প্রাকৃতিক গ্যাস" অর্থ প্রাকৃতিকভাবে গ্যাসীয় অবস্থায় প্রাপ্ত হাইড্রোকার্বন, হাইড্রোকার্বনের মিশ্রণ অথবা তরল, বাষ্পীভূত অথবা সংযুক্ত অবস্থায় প্রাপ্ত গ্যাস, যাহার সহিত নিম্নবর্ণিতসহ অন্যান্য অজৈব এক বা একাধিক পদার্থ মিশ্রিত থাকিতে পারে অথবা নাও থাকিতে পারে, যথা :—

(ক) হাইড্রোজেন সালফাইড;

(খ) নাইট্রোজেন;

(গ) হিলিয়াম;

(ঘ) কার্বন-ডাই-অক্সাইড;

(২৫) "ফৌজদারী কার্যবিধি" অর্থ Code of Criminal Procedure, 1898 (Act V of 1898);

(২৬) "ব্যক্তি" অর্থ ব্যক্তি, কোম্পানী, সমিতি ও সংবিধিবদ্ধ অথবা অন্যবিধ অংশীদারী কারবারী সংস্থা অথবা উহাদের প্রতিনিধি এবং সরকারী প্রতিষ্ঠানও ইহার অন্তর্ভুক্ত

Dhaka University Institutional Repository

(২৭) "বিল" অর্থ বিক্রয় মূল্য এবং চার্জসহ বিক্রিত গ্যাসের পরিমাণ, সেবা অথবা কার্য সম্পাদনের বিনিময়ে ধার্য টাকার লিখিত বিবরণ;

(২৮) "মজুদকরণ (storage)" অর্থ সুষ্ঠুভাবে ও নিরাপদে গ্যাস বিতরণের উদ্দেশ্যে যথোপযুক্ত অবস্থায় গ্যাস পুঞ্জিভূতকরণ বা সঞ্চয়করণ এবং ধারণকরণ;

(২৯) "মিটারধারী" অর্থ এইরূপ গ্রাহক অথবা গ্রাহক শ্রেণী যাহার গ্যাস সরবরাহ মিটারের মাধ্যমে নির্ণীত হয় এবং তদনুযায়ী বিল প্রদেয় হয়;

(৩০) "লাইসেন্স" অর্থ কমিশন আইনের অধীন এবং এই আইনের অধীন ইস্যুকৃত কোন লাইসেন্স;

(৩১) "লাইসেন্সী" অর্থ গ্যাস ও ইহার সহযোগী তরল হাইড্রোকার্বন (associated liquid hydrocarbon) এর সঞ্চালন, বিপণন ও বিতরণ, মজুদকরণ এবং সরবরাহের লক্ষ্যে কমিশন আইন অথবা এই আইনের অধীন লাইসেন্সপ্রাপ্ত কোন ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান;

(৩২) "সঞ্চালন" অর্থ উচ্চ-চাপবিশিষ্ট গ্যাস পাইপলাইনের মাধ্যমে নির্ধারিত চাপে অথবা কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত উচ্চ চাপে এক স্থান হইতে অন্য স্থানে প্রাকৃতিক গ্যাস স্থানান্তর;

(৩৩) "সিএনজি" অর্থ নির্দিষ্ট চাপ ও তাপমাত্রায় সংকুচিত প্রাকৃতিক গ্যাস;

(৩৪) "হুইলিং চার্জ" অর্থ সঞ্চালন ব্যবস্থা ব্যবহারের জন্য বিধিবদ্ধ চার্জ;

(৩৫) "হিসাব-বহির্ভূত গ্যাস (unaccounted for gas-UFG)" অর্থ একটি নির্দিষ্ট সময়ের জন্য কোন পাইপলাইন সিস্টেমে ধারণকৃত গ্যাসের পরিমাণের উপর গ্রহণযোগ্য মাত্রার পার্থক্য অথবা পরিবর্তন ব্যতীত এবং মিটারবিহীন গ্রাহকদের ব্যবহৃত চুলা বা সরঞ্জাম ফ্লাটরেইট অনুযায়ী নির্ধারিত পরিমাণের চেয়ে অতিরিক্ত গ্যাস ব্যবহার ব্যতীত উক্ত পাইপলাইন সিস্টেমে মিটারে রিডিংভুক্ত হইয়া আগত ও মিটারে রিডিংভুক্ত হইয়া বহির্গত গ্যাসের মধ্যে যে পরিমাণগত পার্থক্য অথবা পরিবর্তন পরিলক্ষিত হয়।

৩। **আইনের প্রাধান্য।**—আপাতত বলবৎ অন্য কোন আইনে যাহা কিছুই থাকুক না কেন, এই আইনের বিধানাবলী কার্যকর থাকিবে :

তবে বাংলাদেশ এনার্জী রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সালের ১৩ নং আইন) এর বিধানাবলী এই আইনের ক্ষেত্রে, যতটুকু প্রয়োজন, প্রযোজ্য হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

অধ্যায়-২

ব্যবসা পরিচালনা, নির্মাণ ও স্থাপন

৪। **ব্যবসা পরিচালনা, ইত্যাদি।**—কমিশন আইনের ধারা ২৭ এর বিধান মোতাবেক লাইসেন্স দ্বারা ক্ষমতাপ্রাপ্ত কোন ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান নিম্নবর্ণিত ব্যবসা ও তদসংশ্লিষ্ট কার্যক্রম পরিচালনা করিতে পারিবে, যথাঃ—

(ক) গ্যাস সঞ্চালন, বিপণন ও বিতরণ, সরবরাহ, মজুদকরণ (storage) এবং বিভিন্ন শ্রেণীর গ্রাহকের নিকট গ্যাস এবং উহার প্রক্রিয়াজাত পণ্য অথবা সহজাত দ্রব্যাদি পরিবহণ, বিক্রয়, এবং অন্যান্য যে কোন অনুমোদিত পন্থায় হস্তান্তর;এবং

(খ) গ্যাস সঞ্চালন, বিপণন ও বিতরণ, সরবরাহ ও মজুদকরণ (storage) এর সহিত সংশ্লিষ্ট যে কোন সমীক্ষা, পরীক্ষা অথবা গবেষণা ও উন্নয়ন কর্মকাণ্ড গ্রহণ এবং উক্ত কর্মকাণ্ডের সম্পূরক, প্রাসঙ্গিক অথবা ফলস্বরূপ অন্য যে কোন কর্মকাণ্ড।

৫। **পাইপলাইন নির্মাণ ও স্থাপন।**—(১) কমিশন কর্তৃক লাইসেন্স দ্বারা ক্ষমতাপ্রাপ্ত ব্যক্তি গ্যাস সঞ্চালন, বিতরণ, সরবরাহ ও মজুদকরণের নিমিত্ত পাইপলাইন নির্মাণ অথবা স্থাপন করিতে পারিবে এবং প্রত্যেক লাইসেন্সী উহার অধিকারভুক্ত এলাকার নিজস্ব শ্রেণীর বিদ্যমান পাইপ লাইনের কর্তৃত্বসম্পন্ন বলিয়া গণ্য হইবে।

(২) পাইপলাইন নির্মাণ বা স্থাপনের জন্য নিম্নলিখিত বিষয়গুলি বিবেচনা করিতে হইবে, যথাঃ—

(ক) বিভিন্ন শ্রেণীর গ্রাহকের গ্যাসের চাহিদা মূল্যায়ন;

(খ) প্রস্তাবিত পাইপলাইন নির্মাণের প্রয়োজনীয়তা;

(গ) পর্যাপ্ত গ্যাসের সরবরাহ;

(ঘ) প্রস্তাবিত পাইপলাইন হইতে উক্ত গ্রাহক অথবা গ্রাহকদের অবস্থান;

(ঙ) পাইপলাইন নির্মাণের বাস্তবায়ন সময়সূচী;

(চ) চূড়ান্ত ব্যবহারকারী কিভাবে গ্যাস নেটওয়ার্কের আওতায় আসিবে উহার পরিকল্পনা নকশা ;

(ছ) গ্যাস সংযোগ প্রদানের ক্ষেত্রে আর্থিক সংশ্লেষ ;

(জ) জমি অধিগ্রহণের ক্ষেত্রে পুনর্বাসন খরচ, পরিবেশগত দিক ও নিরাপত্তা সংক্রান্ত বিষয়াদিসহ বাস্তবসম্মত পরিকল্পনা গ্রহণ ;

(ঝ) প্রয়োজনীয় প্রযুক্তি ও কারিগরী দক্ষতা ;

(ঞ) প্রকল্পের সর্বমোট ব্যয় এবং অর্থায়ন উৎসের বিস্তারিত বিবরণ ;

(ট) ঋণ পরিশোধের তফসিল ; এবং

(ঠ) আর্থ-সামাজিক উন্নয়ন সংক্রান্ত বিষয়াবলী।

(৩) পাইপ লাইন নির্মাণ, স্থাপন ও রক্ষণাবেক্ষণের ক্ষেত্রে প্রচলিত আইন এবং উক্ত আইনের অধীন প্রণীত বিধিমালা অনুসরণ করা হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

অধ্যায়-৩

গ্যাস বিতরণ

৬। **গ্রাহক শ্রেণী**।—(১) এই আইনের উদ্দেশ্য পূরণকল্পে গ্যাস ব্যবহারের প্রকৃতি অনুযায়ী গ্যাস ব্যবহারকারীগণের শ্রেণীবিন্যাস হইবে নিম্নরূপ, যথা :—

(ক) গৃহস্থালী ;

(খ) বাণিজ্যিক ;

(গ) শিল্প ;

(ঘ) মৌসুমী ;

(ঙ) সিএনজি ;

(চ) চা-বাগান ;

(ছ) বিদ্যুৎ ;

(জ) সার ; এবং

(ঝ) ক্যাপটিভ পাওয়ার।

(২) এই আইনের উদ্দেশ্যের সাথে সংগতি রাখিয়া সরকার, প্রয়োজনে, সরকারী গেজেটে প্রজ্ঞাপন দ্বারা, উপ-ধারা (১) এ উল্লিখিত গ্রাহক শ্রেণী পুনর্বিন্যাস এবং নূতন গ্রাহক শ্রেণী প্রবর্তন ও পুরাতন গ্রাহক শ্রেণী বিলুপ্ত করিতে পারিবে।

৭। **গ্যাস বিতরণ**।—(১) লাইসেন্সপ্রাপ্ত ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান গ্যাস বিতরণ ব্যবসা পরিচালনা করিতে পারিবে।

(২) গ্যাস বিতরণকারী লাইসেন্সীর দায়িত্ব হইবে, নিম্নরূপ, যথা :—

(ক) কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত পদ্ধতিতে গ্যাসের মান, চাপ, পরিবেশ, নিরাপত্তা বজায় রাখা;

(খ) একই শ্রেণীর গ্রাহকদের মধ্যে বৈষম্যহীনভাবে নীতি অনুসরণ ;

(গ) গ্যাসের পরিমাণ পরিমাপনের জন্য মিটার স্থাপন ;

(ঘ) বিতরণ পাইপলাইন এবং তৎসহ রেগুলেটিং ও মিটারিং স্টেশনের (আরএমএস) যথাযথ রক্ষণাবেক্ষণ ও মেরামত নিশ্চিতকরণ ; এবং

(ঙ) মূল পাইপলাইন হইতে গ্রাহককে সংযোগ প্রদানের জন্য বিতরণ পাইপলাইন স্থাপন এবং বিদ্যমান বিতরণ পাইপলাইনের ক্ষমতা বৃদ্ধি।

Dhaka University Institutional Repository

(৩) নিম্নবর্ণিত ক্ষেত্রে গ্যাস সরবরাহ সীমিত অথবা স্থগিত করিবার অথবা গ্রাহকদের গ্যাস ব্যবহারের উপর সীমাবদ্ধতা আরোপ করিবার অথবা গ্যাস লাইন সংযোগ বিচ্ছিন্ন করিবার ক্ষমতা লাইসেন্সীর থাকিবে, যদি—

(ক) সংশ্লিষ্ট এলাকার জনগণের জীবন এবং সম্পদ বিপদাপন্ন হয় ;

(খ) গ্যাস নেটওয়ার্ক পরিচালনার ক্ষেত্রে পরিচালন ত্রুটি দেখা দেয় ;

(গ) জাতীয় পর্যায়ে গ্যাসের সংকট দেখা দেয় ;

(ঘ) বকেয়া পাওনা পরিশোধ না করা হয় ;

(ঙ) গ্যাসের অবৈধ ব্যবহার ঘটে ; অথবা

(চ) গ্যাস মিটারে অবৈধ হস্তক্ষেপ অথবা বাইপাস লাইনের মাধ্যমে গ্যাস ব্যবহার করা হয়;

(ছ) গ্যাস বিতরণে ব্যবহারকারীগণের মধ্যে অগ্রাধিকার নির্ধারণের প্রয়োজন হইলে;

(জ) সরকার/কমিশন/কোম্পানী কর্তৃক নির্ধারিত দক্ষতার (efficiency) চাইতে কম দক্ষতায় গ্যাস ব্যবহৃত হয়।

অধ্যায়-৪

সংকুচিত প্রাকৃতিক গ্যাস (সিএনজি), তরলীকৃত পেট্রোলিয়াম গ্যাস (এলপিজি) ও তরলীকৃত প্রাকৃতিক গ্যাস (এলএনজি)

৮। **সিএনজি রিফুয়েলিং স্টেশন স্থাপন, এলপিজি ও এলএনজি এর ব্যবসা পরিচালনা, ইত্যাদি।**—(১) এই আইনের অধীনে কোন ব্যক্তি নিম্নবর্ণিত শর্তপূরণ সাপেক্ষে এবং নির্ধারিত পদ্ধতিতে সিএনজি রিফুয়েলিং স্টেশন অথবা যানবাহন সিএনজিতে রূপান্তরকরণ কারখানা, তরলীকৃত পেট্রোলিয়াম গ্যাস (এলপিজি) ও তরলীকৃত প্রাকৃতিক গ্যাস (এলএনজি) এর ব্যবসা শুরু এবং পরিচালনা করিতে পারিবে, যথা :—

(ক) কমিশনের নিকট হইতে লাইসেন্স গ্রহণ; এবং

(খ) প্রয়োজনে প্রচলিত আইনের বিধান অনুযায়ী অন্য কোন সংস্থার লাইসেন্স বা অনুমোদন গ্রহণ।

(২) নিম্নবর্ণিত ক্ষেত্রে সিএনজি, এলপিজি ও এলএনজি সরবরাহ সীমিত, স্থগিত কিংবা সীমাবদ্ধতা আরোপ করিবার ক্ষমতা কমিশনের থাকিবে, যদি—

(ক) সংশ্লিষ্ট এলাকার জনগণের জীবন ও সম্পদ বিপদাপন্ন হয়;

(খ) অননুমোদিতভাবে সিএনজি এর ব্যবহার প্রমাণিত হয়।

Dhaka University Institutional Repository

(৩) নিম্নবর্ণিত ক্ষেত্রে সিএনজি সরবরাহ সীমিত, স্থগিত কিংবা সীমাবদ্ধতা আরোপ করিবার ক্ষমতা গ্যাস বিতরণকারীর থাকিবে, যদি—

(ক) গ্যাস নেটওয়ার্কে পরিচালন বিপর্যয় ঘটে;

(খ) জাতীয় পর্যায়ে গ্যাসের স্বল্পতা দেখা দেয়।

অধ্যায়-৫

সরবরাহ এবং মজুদকরণ (Supply and storage)

৯। **গ্যাস সরবরাহ ও মজুদকরণ সংক্রান্ত বিধান।**—লাইসেন্সপ্রাপ্ত কোন ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান নিম্নবর্ণিত শর্তপূরণ সাপেক্ষে গ্যাসের সরবরাহ ও মজুদকরণ (supply and storage) ব্যবসা শুরু এবং পরিচালনা করিতে পারিবে, যথাঃ—

(ক) কোন গ্যাস ফিল্ড হইতে প্রাপ্ত গ্যাস সরবরাহ এবং মজুদকরণ শুরু করিবার পূর্বে, সরবরাহ ও মজুদকরণের দায়িত্বে নিয়োজিত ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান কর্তৃক উক্তরূপ গ্যাস মজুদকরণ ও সরবরাহ, ধায় এবং সঞ্চালন কোম্পানী অথবা বিতরণ কোম্পানীর নিকট জিম্মাদারী হস্তান্তর সংক্রান্ত সকল উপাত্ত কমিশনের নিকট দাখিল করিতে হইবে;

(খ) কমিশন উৎপাদন বন্টন চুক্তি (পিএসসি) সমূহের অধীনে গ্যাস সরবরাহ ও মজুদকরণের ক্ষেত্র ব্যতীত অন্যান্য ক্ষেত্রে কমিশন আইন এর বিধানাবলী অনুযায়ী গ্যাস সরবরাহ ও মজুদকরণের মূল্য নির্ধারণ করিবে।

ব্যাখ্যা : এই ধারায় উৎপাদন বন্টন চুক্তি (পিএসসি) বলিতে গ্যাস ও কনডেনসেট উৎপাদন বন্টন চুক্তি বা গ্যাস সংক্রান্ত কার্যক্রম পরিচালনার উদ্দেশ্যে সম্পাদিত যে কোন চুক্তিকে বুঝাইবে।

অধ্যায়-৬

অপরাধ ও দণ্ড, ইত্যাদি

১০। **কতিপয় অপরাধের দণ্ড।**—(১) কোন গৃহস্থালী গ্রাহক অথবা বাণিজ্যিক গ্রাহক অথবা শিল্প, মৌসুমী বা ক্যাপটিভ পাওয়ার বা সিএনজি স্টেশন বা চা বাগান শ্রেণীভুক্ত গ্রাহক অথবা বিদ্যুৎ ও সার শ্রেণীভুক্ত গ্রাহকের নিম্নবর্ণিত যে কোন কাজ হইবে একটি অপরাধ, যথা :—

(ক) মিটারকে পাশ কাটাইয়া সরবরাহ লাইন ও অভ্যন্তরীণ লাইনের মধ্যে সরাসরি বা প্রত্যক্ষ সংযোগ স্থাপন করিয়া গ্যাস ব্যবহার করা;

(খ) মিটারে অবৈধ হস্তক্ষেপ করিয়া উহার ইনডেক্স, সীল, রেজিন বা ক্যান ভাঙ্গিয়া, অথবা উহার ডায়াফ্রাম বা ইনডেক্স ছিদ্র করিয়া, অথবা বিপরীতমুখী মিটার স্থাপন করিয়া, অথবা মিটারের যান্ত্রিক ব্যবস্থায় হস্তক্ষেপ করিয়া গ্যাসের প্রকৃত ব্যবহার হইতে কম প্রদর্শন করা;

Dhaka University Institutional Repository

(গ) সরবরাহ লাইন হইতে অবৈধ সংযোগ স্থাপন করিয়া গ্যাস ব্যবহার করা;

(ঘ) গ্যাস সংযোগ সংক্রান্ত কোন শর্ত ভঙ্গের কারণে গ্যাস বিতরণকারী বা সরবরাহকারী কর্তৃপক্ষ কর্তৃক গ্যাস লাইন বিচ্ছিন্নকরণের পর অননুমোদিত বা অবৈধভাবে গ্যাস ব্যবহার করা;

(ঙ) গ্যাস বিতরণকারী বা সরবরাহকারী কর্তৃপক্ষ কর্তৃক স্থাপনকৃত রেগুলেটর অননুমোদিতভাবে বা অবৈধভাবে পুনঃস্থাপন (re-set) করিয়া নির্ধারিত চাপের অধিক চাপে গ্যাস ব্যবহার করা;

(চ) অনুমোদিত সংখ্যার অতিরিক্ত, বা অতিরিক্ত ক্ষমতাসম্পন্ন, গ্যাস সরঞ্জাম স্থাপনপূর্বক গ্যাস ব্যবহার করা;

(ছ) গ্যাস বিতরণকারী বা সরবরাহকারী কর্তৃপক্ষের পরিত্যক্ত লাইন হইতে অননুমোদিত বা অবৈধভাবে গ্যাস সংযোগ গ্রহণ করিয়া গ্যাস ব্যবহার করা; এবং

(জ) দফা (ক) হইতে (ছ) এ বর্ণিত পন্থা ব্যতীত অন্য কোন পন্থায় অননুমোদিত বা অবৈধভাবে গ্যাস ব্যবহার করা।

(২) উপ-ধারা (১) এ উল্লিখিত কোন অপরাধের দায়ে—

(ক) কোন গৃহস্থালী গ্রাহক দোষী সাব্যস্ত হইলে, তিনি অনধিক ৩ (তিন) মাস কারাদণ্ডে বা অনধিক ১০ (দশ) হাজার টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে উক্ত ব্যক্তি অন্যূন ৩ (তিন) মাস এবং অনধিক ৬ (ছয়) মাস কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২০ (বিশ) হাজার টাকা অর্থ দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন;

(খ) কোন বাণিজ্যিক গ্রাহক দোষী সাব্যস্ত হইলে, তিনি অনধিক ৬ (ছয়) মাস কারাদণ্ডে বা অনধিক ২০ (বিশ) হাজার টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ৬ (ছয়) মাস এবং অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ৪০ (চল্লিশ) হাজার টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন;

(গ) কোন শিল্প, মৌসুমী বা ক্যাপটিভ পাওয়ার বা সিএনজি স্টেশন বা চা বাগান শ্রেণীভুক্ত গ্রাহক দোষী সাব্যস্ত হইলে, তিনি অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে বা অনধিক ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ১ (এক) বৎসর এবং অনধিক ৩ (তিন) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন; এবং

(ঘ) কোন বিদ্যুৎ ও সার শ্রেণীভুক্ত গ্রাহক দোষী সাব্যস্ত হইলে, তিনি অনধিক ২ (দুই) বৎসর কারাদণ্ড বা অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ২ (দুই) বৎসর এবং অনধিক ৫ (পাঁচ) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ৫(পাঁচ) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

১১। **অননুমোদিত উদ্দেশ্যে গ্যাস ব্যবহারের দণ্ড।**—(১) কোন গৃহস্থালী গ্রাহক তাহার গৃহস্থালী সংযোগ হইতে অননুমোদিত বা অবৈধভাবে বাণিজ্যিক কাজে বা শিল্প প্রতিষ্ঠানে গ্যাস ব্যবহার করিলে, তিনি অনধিক ৩ (তিন) মাস কারাদণ্ডে বা অনধিক ২৫ (পঁচিশ) হাজার টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ৩ (তিন) মাস এবং অনধিক ৬ (ছয়) মাস কারাদণ্ডে এবং অনধিক ৫০ (পঞ্চাশ) হাজার টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

(২) কোন—

(ক) ক্যাপটিভ পাওয়ার শ্রেণীভুক্ত গ্রাহক তাহার অনুমোদিত সংযোগ হইতে অননুমোদিত বা অবৈধভাবে বাণিজ্যিক কাজে বা গৃহস্থালী কাজে বা শিল্প প্রতিষ্ঠানে গ্যাস ব্যবহার করিলে, বা

(খ) সিএনজি শ্রেণীভুক্ত গ্রাহক তাহার অনুমোদিত সংযোগ হইতে অননুমোদিত বা অবৈধভাবে বাণিজ্যিক কাজে বা গৃহস্থালী কাজে বা শিল্প প্রতিষ্ঠানে বা বিদ্যুৎ উৎপাদনে গ্যাস ব্যবহার করিলে,

তিনি অনধিক ৬ (ছয়) মাস কারাদণ্ডে বা অনধিক ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ৬ (ছয়) মাস এবং অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

১২। **লাইসেন্সীর অনুমতি ব্যতীত গ্যাস লাইন স্থাপন, ইত্যাদির দণ্ড।**—(১) কোন ব্যক্তি কোন লাইসেন্সীর কোন গ্যাস বিতরণ নেটওয়ার্ক হইতে তাহার লিখিত সম্মতি ব্যতিরেকে অবৈধ পন্থায় গ্যাস আহরণের নিমিত্ত কোন লাইন স্থাপন বা গ্যাস সংযোগ গ্রহণ করিলে, তিনি অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে বা অনধিক ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ১ (এক) বৎসর এবং অনধিক ২ (দুই) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

(২) কোন গ্রাহক লাইসেন্সীর লিখিত সম্মতি ব্যতিরেকে যে উদ্দেশ্যে গ্যাস সংযোগ প্রদান করা হইয়াছে সে উদ্দেশ্য ব্যতীত অন্য কোন উদ্দেশ্যে গ্যাস ব্যবহার করিলে বা অনুমোদিত গ্যাস স্থাপনার মাধ্যমে নির্ধারিত মাসিক লোড হইতে বেশী হারে গ্যাস ব্যবহার করিলে, তিনি অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে বা অনধিক ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ১ (এক) বৎসর এবং অনধিক ২ (দুই) বৎসর পর্যন্ত কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

Dhaka University Institutional Repository

Dhaka University Institutional Repository

(৩) কোন ব্যক্তি কনডেনসেট পাইপ লাইনে অবৈধ হস্তক্ষেপের মাধ্যমে বা অন্য কোন ভাবে কনডেনসেট চুরি করিলে, তিনি অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে বা অনধিক ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ১ (এক) বৎসর এবং অনধিক ২ (দুই) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

১৩। **লাইসেন্স ব্যতিরেকে সিএনজি রিফুয়েলিং স্টেশন বা যানবাহন সিএনজিতে রূপান্তর কারখানা স্থাপন, ইত্যাদির দণ্ড।**—কোন ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান লাইসেন্স ব্যতিরেকে—

(ক) কোন সিএনজি রিফুয়েলিং স্টেশন বা যানবাহন সিএনজিতে রূপান্তর কারখানা স্থাপন করিলে, বা

(খ) অনুমোদিত পদ্ধতি ব্যতীত পেট্রোল বা ডিজেল চালিত কোন গাড়ী সিএনজি গাড়ীতে রূপান্তর, মেরামত ও রক্ষণাবেক্ষণ করিলে, বা

(গ) নির্দিষ্ট উদ্দেশ্য ব্যতীত অন্য কোন উদ্দেশ্যে সিএনজি ব্যবহার করিলে,

উক্ত ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠানের স্বত্বাধিকারী অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে বা অনধিক ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ১ (এক) বৎসর এবং অনধিক ২ (দুই) বৎসর কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২ (দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

১৪। **সিএনজি রিফুয়েলিং স্টেশন কর্তৃক নির্ধারিত চাপের অধিক চাপে সিএনজি বিক্রয়ের দণ্ড।**—কোন সিএনজি রিফুয়েলিং স্টেশন সরকার কর্তৃক নির্ধারিত চাপের অধিক চাপে অথবা মিটার টেম্পারিং করিয়া সিএনজি বিক্রয় করিলে, রিফুয়েলিং স্টেশনের স্বত্বাধিকারী বা সংশ্লিষ্ট দায়ী ব্যক্তি অনধিক ১ (এক) বৎসর কারাদণ্ডে বা ১ (এক) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে তিনি অন্যূন ১ (এক) বৎসর এবং অনধিক ২(দুই) বৎসর পর্যন্ত কারাদণ্ডে এবং অনধিক ২(দুই) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

১৫। **নাশকতামূলক কার্যের দণ্ড।**—কোন ব্যক্তি কনডেনসেট, সিএনজি, এলপিজি শিল্প প্রতিষ্ঠানে বা গ্যাস সিস্টেম পরিচালন ব্যবস্থায় বা গ্যাস শিল্পের ব্যবসা প্রতিষ্ঠানে কোন ধ্বংসাত্মক বা নাশকতামূলক কার্য সংঘটন করিলে, তিনি অনধিক ৩(তিন) বৎসর কারাদণ্ডে বা অনধিক ৫(পাঁচ) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে বা উভয় দণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন এবং একই অপরাধের পুনরাবৃত্তি ঘটিলে অন্যূন ৩(তিন) বৎসর এবং অনধিক ৫(পাঁচ) বৎসর পর্যন্ত কারাদণ্ডে এবং অনধিক ১০ (দশ) লক্ষ টাকা অর্থদণ্ডে দণ্ডনীয় হইবেন।

Dhaka University Institutional Repository

(২) উপ-ধারা (১) এর অধীন পাওনা অর্থ আদায়ের লক্ষ্যে গ্যাস বিতরণকারী অথবা সরবরাহকারী সংশ্লিষ্ট ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠানের বিরুদ্ধে প্রতিকার দাবী করিয়া দেওয়ানী আদালতে মামলা দায়ের অথবা Public Demands Recovery Act, 1913 (Act No.III of 1913) এর অধীন সার্টিফিকেট মামলা দায়ের করা যাইবে।

২১। **বিচার**।—(১) ফৌজদারী কার্যবিধিতে যাহা কিছুই থাকুক না কেন, এই আইনের অধীন অপরাধসমূহ প্রথম শ্রেণীর জুডিসিয়াল ম্যাজিস্ট্রেট বা মেট্রোপলিটান ম্যাজিস্ট্রেট কর্তৃক বিচার্য হইবে।

(২) এই আইনে ভিন্নতর কিছু না থাকিলে, এই আইনের অধীন সংঘটিত অপরাধের বিচার সংক্ষিপ্ত পদ্ধতিতে অনুষ্ঠিত হইবে এবং এতদুদ্দেশ্যে ফৌজদারী কার্যবিধির Chapter XXII-তে বর্ণিত পদ্ধতি, প্রযোজ্য হইবে।

২২। **ফৌজদারী কার্যবিধির প্রয়োগ**।—এই আইন এবং উহার অধীন প্রণীত বিধি ও প্রবিধান সাপেক্ষে, এই আইনে বর্ণিত যে কোন অপরাধের তদন্ত, বিচার, আপীল এবং আনুষঙ্গিক সকল বিষয়ে ফৌজদারী কার্যবিধি প্রযোজ্য হইবে।

২৩। **অর্থদণ্ড আরোপের ক্ষেত্রে ম্যাজিস্ট্রেটের বিশেষ ক্ষমতা**।—ফৌজদারী কার্যবিধিতে যাহা কিছুই থাকুক না কেন, এই আইনের অধীন কোন প্রথম শ্রেণীর জুডিসিয়াল ম্যাজিস্ট্রেট বা মেট্রোপলিটান ম্যাজিস্ট্রেট দোষী সাব্যস্ত ব্যক্তিকে সংশ্লিষ্ট অপরাধের জন্য এই আইনে অনুমোদিত যে কোন দণ্ড আরোপ করিতে পারিবে।

২৪। **নিষেধাজ্ঞার ক্ষেত্রে বিবাদমান উভয় পক্ষের শুনানী গ্রহণ**।—Code of Civil Procedure, 1908 (Act V of 1908) কিংবা আপাততঃ বলবৎ অন্য কোন আইনে যাহাই থাকুক না কেন, কোন পক্ষের বিরুদ্ধে নিষেধাজ্ঞা প্রার্থনা করা হইলে, সেই পক্ষকে যথাযথ নোটিশ প্রদানপূর্বক শুনানীর সুযোগ প্রদান ব্যতিরেকে মামলায় কোন প্রকার নিষেধাজ্ঞা অথবা নিষেধমূলক আদেশ প্রদান করা যাইবে না।

২৫। **অপরাধের আমলযোগ্যতা, জামিনযোগ্যতা ও আপোষযোগ্যতা**।—এই আইনের অধীন সংঘটিত অপরাধসমূহ আমলযোগ্য, জামিনযোগ্য ও আপোষযোগ্য হইবে।

২৬। **সালিশীর মাধ্যমে বিরোধ নিষ্পত্তি**।—এই আইনে যাহা কিছুই থাকুক না কেন, লাইসেন্সীদের মধ্যে অথবা গ্রাহক ও লাইসেন্সীর মধ্যে কোন বিরোধের উদ্ভব হইলে, সালিশ আইন, ২০০১ (২০০১ সনের ১নং আইন) অথবা পক্ষগণের মধ্যে সম্পাদিত চুক্তির বিধান অনুযায়ী কমিশন উহা নিষ্পত্তি করিতে পারিবে।

Dhaka University Institutional Repository

অধ্যায়-৭

বিবিধ

২৭। **বার্ষিক প্রতিবেদন ও হিসাব**।—এই আইনের অধীন ব্যবসায় নিয়োজিত সকল লাইসেন্সী উহার সম্পদ, প্রাপ্ত এবং ব্যয়িত সকল অর্থের হিসাব সংরক্ষণ করিবে এবং প্রতি অর্থ বৎসর শেষ হইবার তারিখ হইতে পরবর্তী একশত আশি দিনের মধ্যে—

(ক) Bangladesh Chartered Accountants Order, 1973 (P. O. No. 2 of 1973) এর অধীন নিবন্ধিত কোন চার্টার্ড একাউন্টেন্ট ফার্ম দ্বারা উক্ত হিসাব নিরীক্ষা করাইয়া উহা কমিশনের নিকট প্রেরণ করিবে; এবং

(খ) পূর্ববর্তী অর্থ বৎসরে সম্পাদিত কার্যাবলীর বিবরণ সম্বলিত একটি বার্ষিক প্রতিবেদন প্রণয়নপূর্বক উহা কমিশনের নিকট প্রেরণ করিবে।

২৮। **বিধি প্রণয়নের ক্ষমতা**।—এই আইনের উদ্দেশ্য পূরণকল্পে সরকার, কমিশনের সহিত আলোচনাক্রমে, সরকারী গেজেটে প্রজ্ঞাপন দ্বারা বিধি প্রণয়ন করিতে পারিবে।

২৯। **প্রবিধান প্রণয়নের ক্ষমতা**।—(১) এই আইনের উদ্দেশ্য পূরণকল্পে কমিশন, সরকারের পূর্বানুমোদনক্রমে, সরকারী গেজেটে প্রজ্ঞাপন দ্বারা প্রবিধান প্রণয়ন করিতে পারিবে।

(২) উপরি-উক্ত ক্ষমতার সামগ্রিকতাকে ক্ষুণ্ণ না করিয়া নিম্নবর্ণিত সকল বা যে কোন বিষয়ে উক্তরূপ বিধান প্রণয়ন করা যাইবে, যথা—

(ক) এই আইনের অধীন লাইসেন্স প্রদান, নবায়ন, সংশোধন, বাতিল ইত্যাদি;

(খ) গ্যাসের মূল্য নির্ধারণ;

(গ) গ্যাস সরবরাহের বিল প্রস্তুতকরণ ও আদায়;

(ঘ) এলপিজি গ্যাসের প্লান্ট স্থাপন, পরিচালনা, রক্ষণাবেক্ষণ ইত্যাদি;

(ঙ) এলএনজি আমদানি ও ব্যবহারের লক্ষ্যে টার্মিনাল নির্মাণ, আমদানির শর্তাবলী নির্ধারণ, সরবরাহ ও ব্যবহারের স্ট্যান্ডার্ড কোড নির্ধারণ এবং আনুষঙ্গিক যে কোন বিধান;

(চ) সিএনজি স্টেশন ও যানবাহন রূপান্তর কারখানা স্থাপনের আবেদন, অনুমোদন, ফি ও অন্যান্য চার্জ, স্থাপনা পরিচালনা, পরিবর্তন, মেরামত এবং এতদ্‌সংক্রান্ত অন্যান্য বিষয়াদি; এবং

(ছ) পাইপলাইন নির্মাণ ও স্থাপন সংক্রান্ত।

(৩) এই ধারার অধীন প্রণীতব্য সকল প্রবিধানের প্রাক-প্রকাশনার মাধ্যমে উহার উপর আপত্তি বা পরামর্শ আহবান করিয়া প্রাপ্ত আপত্তি বা পরামর্শ বিবেচনাক্রমে কমিশন প্রবিধান প্রণয়ন করিবে।

Dhaka University Institutional Repository

(৪) এই ধারার অধীন কোন বিষয়ে প্রবিধান প্রণীত না হওয়া পর্যন্ত উক্ত বিষয়ে বিদ্যমান প্রবিধান আদেশ, প্রজ্ঞাপন, সার্কুলার ইত্যাদি এই আইনের সহিত অসঙ্গতিপূর্ণ না হওয়া সাপেক্ষে বহাল থাকিবে।

৩০। **ব্যবসা পুনর্গঠন ও লাইসেন্সীর এলাকা পুনঃনির্ধারণ।**—এই আইনে যাহা কিছুই থাকুক না কেন, সরকার, প্রয়োজনে, ব্যবসা পুনর্গঠন করিতে পারিবে এবং গ্যাস সঞ্চালন, বিতরণ ও সরবরাহের দায়িত্বে নিয়োজিত লাইসেন্সীর এলাকা পুনঃনির্ধারণ করিতে পারিবে।

৩১। **ইংরেজীতে অনূদিত পাঠ প্রকাশ।**—(১) এই আইন প্রবর্তনের পর সরকার, সরকারি গেজেটে প্রজ্ঞাপন দ্বারা, এই আইনের ইংরেজীতে অনূদিত একটি নির্ভরযোগ্য পাঠ প্রকাশ করিবে।

(২) বাংলা ও ইংরেজী পাঠের মধ্যে বিরোধের ক্ষেত্রে বাংলা পাঠ প্রাধান্য পাইবে।

আশফাক হামিদ
সচিব।

মোঃ মজিবুর রহমান (যুগ্ম-সচিব), উপ-পরিচালক (অতিরিক্ত দায়িত্ব), বাংলাদেশ সরকারি মুদ্রণালয়, ঢাকা কর্তৃক মুদ্রিত।
মোঃ মজিবুর রহমান (যুগ্ম-সচিব), উপ-পরিচালক, বাংলাদেশ ফরম ও প্রকাশনা অফিস,
তেজগাঁও, ঢাকা কর্তৃক প্রকাশিত। web site: www.bgpress.gov.bd

Dhaka University Institutional Repository

Annexure-I

Dhaka University Institutional Repository

গণপ্রজাতন্ত্রী বাংলাদেশ সরকার
বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন

প্রজ্ঞাপন

তারিখ ..../................

বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সনের ১৩ নং আইন) এর ধারা ৩৪ এর উদ্দেশ্য পূরণকল্পে, বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন উক্ত আইনের ধারা ৫৯ এ প্রদত্ত ক্ষমতাবলে নিম্নরূপ প্রবিধানমালা প্রণয়ন করিল, যথাঃ-

১। **সংক্ষিপ্ত শিরোনাম ও প্রবর্তন**।- (১) এই প্রবিধানমালা বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন (প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন ট্যারিফ) প্রবিধানমালা, ২০১০ নামে অভিহিত হইবে।

(২) ইহা অবিলম্বে কার্যকর হইবে।

২। **সংজ্ঞা**।- বিষয় বা প্রসঙ্গের পরিপন্থী কোন কিছু না থাকিলে, এই প্রবিধানমালায়-

(ক) "আইন" অর্থ বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সনের ১৩ নং আইন);

(খ) "আবেদনপত্র" অর্থ এই প্রবিধানমালার অধীন প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন ট্যারিফ নির্ধারণ বা বিদ্যমান ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ফরমে আবেদনকারী কর্তৃক কমিশনে দাখিলকৃত কোন আবেদনপত্র;

(গ) "কম্প্রেসর স্টেশন" অর্থ গ্যাস সঞ্চালন পাইপলাইন, বিতরণ পাইপলাইন বা গ্যাসাধারের গ্যাসের চাপ বৃদ্ধির জন্য প্রয়োজনীয় যন্ত্রাদি ও অন্যান্য সরঞ্জামসহ স্থপনা;

(ঘ) "কমিশন" অর্থ আইনের অধীন প্রতিষ্ঠিত বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন;

(ঙ) "কারিগরী মূল্যায়ন টিম" অর্থ এই প্রবিধানমালার অধীন প্রাপ্ত আবেদনপত্র মূল্যায়নের জন্য কমিশন কর্তৃক গঠিত কারিগরী মূল্যায়ন টিম;

(চ) "গ্রাহক (Customer)" অর্থ কোন প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সী যে প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন লাইসেন্সীর নিকট হইতে প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন সেবা গ্রহণ করে;

(ছ) "চলতি মূলধন" অর্থ কোন সেবা প্রদান শুরু হইবার এবং উক্ত সেবার মূল্য প্রাপ্তির মধ্যবর্তী সময়ে লাইসেন্সীর কার্যক্রম পরিচালনার জন্য প্রয়োজনীয় নগদ অর্থ;

(জ) "ট্যারিফ" অর্থ প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন সেবার মূল্য হার;

(ঝ) "ট্যারিফ শিডিউল" অর্থ প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন সেবার মূল্য হার ও উহা প্রয়োগের শর্তাবলী সম্বলিত বিবরণী;

(ঞ) "তফসিল" অর্থ এই প্রবিধানমালার সহিত সংযোজিত তফসিল;

Dhaka University Institutional Repository

(ট) "পদ্ধতি (Methodology)" অর্থ আইনের ধারা ৩৪ এ উল্লেখিত এবং এই প্রবিধানমালার তফসিলে বর্ণিত প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালনের ট্যারিফ নির্ধারণ পদ্ধতি;

(ঠ) "ভোক্তা (Consumer)" অর্থ যে ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান তাহার আঙ্গিনা বা স্থাপনায় কোন প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর নিকট হইতে গ্যাস সরবরাহ পাইয়াছে;

(ড) "লাইসেন্সী" অর্থ আইনের অধীন প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালনের জন্য লাইসেন্সপ্রাপ্ত কোন ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান।

(ঢ) "সিটি গেইট স্টেশন (City Gate Station or CGS)" অর্থ এমন একটি স্থান যেখানে গ্যাসের নিয়ন্ত্রণ প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন পাইপ লাইন হইতে স্থানীয় প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর নিকট অর্পিত হয়;

৩। **ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তনের জন্য আবেদন ও ফিস**।- (১) আইনের ধারা ৩৪ এর বিধান অনুযায়ী, প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তনের জন্য লাইসেন্সী কমিশনের নিকট, উপ-প্রবিধান (২) ও (৩) এর বিধানাবলী অনুসরণক্রমে, আবেদন করিতে পারিবে।

(২) উপ-প্রবিধান (১) এ বর্ণিত আবেদনপত্রের সহিত কমিশন কর্তৃক, সময় সময়, এতদুদ্দেশ্যে নির্ধারিত ফিস বাংলাদেশের যে কোন তফসিলী ব্যাংক হইতে কমিশনের নামে প্রদত্ত ডিমান্ড ড্রাফট বা পে-অর্ডার আকারে প্রদান করিতে হইবে।

(৩) আবেদনপত্রের ছয়টি মুদ্রিত প্রতিলিপি এবং দুইটি মাইক্রোসফট ওয়ার্ড (Microsoft Word), এক্সেল (Excel) অথবা অ্যাক্সেস (Access) রীতির ইলেক্ট্রনিক ফরম্যাটে সিডি/ডিভিডি রম (CD/DVD ROM) এ ধারণকৃত প্রতিলিপি দাখিল করিতে হইবে।

৪। **ট্যারিফ নির্ধারণের জন্য আবেদনপত্রের সহিত সংযোজনীয় কাগজপত্র ও তথ্যাদি**।- প্রবিধান ৩ এর অধীন ট্যারিফ নির্ধারণের জন্য আবেদনপত্রের সহিত নিম্নবর্ণিত কাগজপত্র সংযোজন ও তথ্যাদি প্রদান করিতে হইবে, যথাঃ-

(ক) আবেদনপত্রের সহিত সংযোজিত কাগজপত্রের একটি তালিকা;

(খ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ শিডিউল অনুযায়ী সেবা কার্যক্রম শুরু করিবার প্রত্যাশিত তারিখ;

(গ) যাহাদের নিকট ট্যারিফ শিডিউল প্রেরণ করা হইবে তাহাদের নাম ও ঠিকানা;

(ঘ) যে ধরণের সেবাসমূহ প্রদান করা হইবে তাহার সংক্ষিপ্ত বিবরণ এবং প্রত্যেকটি সেবার জন্য প্রস্তাবিত ট্যারিফ;

(ঙ) ট্যারিফ ও ট্যারিফ পরিবর্তন সম্বলিত শর্তাবলী, লাইসেন্সী ও গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর মধ্যে সম্পাদিত চুক্তিতে যথাযথভাবে অর্ন্তভুক্ত হইয়াছে মর্মে একটি সার-সংক্ষেপ;

(চ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ শিডিউল অনুযায়ী লেনদেন ও রাজস্ব আয়ের একটি প্রাক্কলিত হিসাব, উহাতে যে মাসে সেবা প্রদান শুরু হইবে তাহার অব্যবহিত পরবর্তী বার মাসে প্রদেয় সেবা ও প্রাপ্য রাজস্ব আয়ের এক বৎসরের মাসওয়ারী প্রাক্কলিত হিসাবের উল্লেখ থাকিবে;

Dhaka University Institutional Repository

(ছ) ট্যারিফ শিডিউলে প্রস্তাবিত রেটের ভিত্তি এবং কিভাবে উহা নির্ধারিত হইয়াছে তাহার ব্যাখ্যা;

(জ) প্রস্তাবিত রেট নির্ধারণের লক্ষ্যে যে সকল ব্যয়ের (সম্পূর্ণ ব্যয়িত, বৃদ্ধিজনিত বা অন্যবিধ) হিসাব করা হইয়াছে, উক্ত রেটের যৌক্তিকতা বিবেচনার জন্য, উহাদের বিস্তারিত বিবরণসহ একটি সংক্ষিপ্ত বিবরণী;

(ঝ) আবেদনকারীর বা অন্য কোন নিয়ন্ত্রিত প্রতিষ্ঠানের একই প্রকার সঞ্চালন সেবা, আন্তঃসংযোগ বা অন্য কোন সহায়ক সেবার ক্ষেত্রে প্রযোজ্য রেটের সহিত প্রস্তাবিত রেটের একটি তুলনামূলক বিবরণী;

(ঞ) সেবার বিস্তারিত শর্তাবলীসহ, সংশ্লিষ্ট সঞ্চালন, আন্তঃসংযোগ ও সহায়ক সেবার চুক্তিসমূহের অনুলিপি।

৫। **ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য আবেদনপত্রের সহিত সংযোজনীয় কাগজপত্র ও তথ্যাদি।**- প্রবিধান ৩ এর অধীন ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য আবেদনপত্রের সহিত নিম্নবর্ণিত কাগজপত্র সংযোজন ও তথ্যাদি প্রদান করিতে হইবে, যথাঃ-

(ক) কালানুক্রমিক বর্ণনাসহ (historical trend) প্রস্তাবিত ট্যারিফের সার-সংক্ষেপ;

(খ) ট্যারিফ পরিবর্তনের প্রস্তাবের যৌক্তিকতা;

(গ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ নির্ধারণে গৃহীত পদ্ধতির বিস্তারিত বিবরণ;

(ঘ) নিম্নবর্ণিত বিষয়সমূহের উল্লেখসহ, ট্যারিফ পরিবর্তনের ফলে প্রভাবিত হইতে পারেন এইরূপ প্রতিষ্ঠানে তালিকাঃ

(অ) অনুরূপ প্রতিষ্ঠানের সহিত আবেদনকারীর বর্তমান সম্পর্ক; এবং

(আ) প্রস্তাবিত পরিবর্তনের পর কিরূপ সম্পর্কের উদ্ভব হইতে পারে;

(ঙ) বিগত সর্বশেষ ধারাবাহিক তিন বৎসরের নিরীক্ষিত বাৎসরিক হিসাব বিবরণী;

(চ) প্রস্তাব পেশকালীন চলতি বৎসরের সাময়িক হিসাব বিবরণী;

(ছ) বর্তমান আর্থিক অবস্থা এবং প্রস্তাবিত ট্যারিফ পরিবর্তনের ফলে ভবিষ্যৎ সম্ভাব্য আর্থিক অবস্থার তুলনামূলক বিবরণী;

(জ) প্রস্তাব অনুমোদিত না হইলে সম্ভাব্য আর্থিক প্রভাবের বিস্তারিত বিবরণ;

(ঝ) ট্যারিফ প্রস্তাব পেশ করার পরবর্তী বৎসরের আর্থিক পূর্বাভাস;

(ঞ) বিগত তিন বৎসরের লাভ-ক্ষতির প্রতিবেদন;

(ট) সেবার বিস্তারিত শর্তাবলীসহ, আবেদনকারীর মতে প্রস্তাব মূল্যায়নে সহায়ক হইতে পারে এইরূপ অন্য যে কোন তথ্য।

৬। **আবেদনপত্র গ্রহণ ও পরীক্ষা।**- (১) প্রবিধান ৩ এর অধীন কোন আবেদনপত্র প্রাপ্তির অনধিক ত্রিশ কর্মদিবসের মধ্যে কমিশন নিজে বা, উহার নিকট হইতে ক্ষমতাপ্রাপ্ত কোন কর্মকর্তা বা তৎকর্তৃক গঠিত কারিগরী মূল্যায়ন টিম উক্ত আবেদনপত্র পরীক্ষা করিবে।

(২) কমিশন, কারিগরী মূল্যায়ন টিমের পরামর্শ অনুযায়ী, প্রয়োজন মনে করিলে, আবেদনপত্র প্রাপ্তির অনধিক পনের কর্মদিবসের মধ্যে, আবেদনপত্র মূল্যায়নের জন্য অতিরিক্ত তথ্য বা কাগজপত্র আদেশ প্রাপ্তির অনধিক সাত কর্মদিবসের মধ্যে সরবরাহ বা দাখিল করিবার জন্য আবেদনকারীকে আদেশ দান করিতে পারিবে।

(৩) উপ-প্রবিধান (২) অনুযায়ী অতিরিক্ত তথ্য বা কাগজপত্র প্রাপ্তির পর, কমিশন আবেদনপত্রের প্রাপ্তি লিপিবদ্ধ করিবে এবং কমিশনের নিয়মিত প্রশাসনিক সভায় কারিগরী মূল্যায়ন টিম কর্তৃক প্রস্তুতকৃত একটি সার-সংক্ষেপ উপস্থাপন করিবে। উক্ত সভায় আবেদনপত্রটি বিবেচনার জন্য গৃহীত হইলে উক্ত সভার তারিখ আবেদনপত্রটি আনুষ্ঠানিকভাবে গৃহীত হইবার তারিখ হিসাবে গণ্য হইবে।

(৪) প্রস্তাবিত ট্যারিফ শিডিউল বা উহার অংশবিশেষ কমিশনের বিবেচনাধীন থাকাকালে সংশ্লিষ্ট লাইসেন্সী উক্ত ট্যারিফ শিডিউল বা উহার অংশবিশেষ পরিবর্তন করিতে পারিবে না।

৭। **মূল্যায়নের পূর্বে আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান**।- (১) প্রবিধান ৬ এর উপ-প্রবিধান (২) অনুযায়ী অতিরিক্ত তথ্য বা কাগজপত্র সরবরাহ করা না হইলে কমিশন কোন আবেদনপত্র বিবেচনার জন্য গ্রহণ করিবে না।

(২) উপ-প্রবিধান (১) এ বর্ণিত অবস্থায় কমিশন আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিতে পারিবে, তবে অনুরূপ প্রত্যাখ্যানের পূর্বে আবেদনকারীকে আত্মপক্ষ সমর্থনের সুযোগ প্রদান করিতে হইবে।

৮। **গণবিজ্ঞপ্তি ও নোটিশ**।- (১) প্রবিধান ৩ এর অধীন প্রাপ্ত আবেদনপত্র যুক্তিসঙ্গত বিবেচিত হইলে কমিশন দুইটি বহুল প্রচারিত জাতীয় দৈনিক পত্রিকায় এতদ্‌সম্পর্কে একটি গণবিজ্ঞপ্তি প্রকাশ করিবে।

(২) আবেদনপত্র দ্বারা প্রভাবিত হইতে পারে অথবা উহাতে স্বার্থ রহিয়াছে এইরূপ পক্ষ বা পক্ষগণকে এবং যাহাদের বিশেষ জ্ঞান ও দক্ষতা কমিশনের সিদ্ধান্ত গ্রহণে সহায়ক হইতে পারে তাহাদিগকে কমিশন এতদ্‌সম্পর্কে যথাযথ নোটিশ প্রদান করিবে।

(৩) কমিশন নিম্নবর্ণিত যে কোন এক বা একাধিক পন্থায় উপ-প্রবিধান (২) এ উল্লেখিত নোটিশ প্রদান করিতে পারিবে, যথাঃ-

(ক) বাহকের মাধ্যমে হাতে হাতে প্রদান;

(খ) প্রাপ্তি স্বীকারপত্রসহ রেজিস্টার্ড ডাক বা কুরিয়ারযোগে প্রেরণ; এবং

(গ) প্রয়োজনবোধে, অন্য যে কোন পন্থায় প্রদান বা প্রেরণ।

(৪) কোন ব্যক্তিকে নোটিশ প্রদান করিতে হইলে, তাহা উক্ত ব্যক্তির নিকট তাহার প্রদত্ত ঠিকানায় অথবা তিনি বা তাহার প্রতিনিধি যে স্থানে সাধারণতঃ বসবাস করেন অথবা ব্যবসায় পরিচালনা করেন অথবা অর্থ উপার্জনের জন্য কাজ করেন সেই স্থানে প্রেরণ করা যাইবে।

(৫) এই প্রবিধানের অধীন গণবিজ্ঞপ্তি প্রকাশ ও নোটিশ প্রদানের ব্যয় সংশ্লিষ্ট আবেদনকারী বহন করিবেন।

৯। **আবেদনকারীর সহিত যোগাযোগ**।- (১) ট্যারিফ নির্ধারণ বা বিদ্যমান ট্যারিফের পরিবর্তন বিবেচনার জন্য কমিশন কর্তৃক কোন আবেদনপত্র আনুষ্ঠানিকভাবে গৃহীত হইবার পর হইতে কমিশন কর্তৃক উহার সিদ্ধান্ত

আবেদনকারীকে লিখিতভাবে না জানানো পর্যন্ত আবেদনকারীর সহিত সকল যোগাযোগ কমিশন বা উহার প্রতিনিধি কর্তৃক লিখিতভাবে হইবে।

(২) আবেদনকারীর সহিত সকল যোগাযোগ কেবলমাত্র ব্যাখ্যা ও অতিরিক্ত তথ্য সম্পর্কে হইবে, যাহা আবেদনকারী কমিশনকে লিখিতভাবে সরবরাহ করিবে।

১০। **পদ্ধতি (methodology) অনুযায়ী আবেদনপত্রের মূল্যায়ন**।- (১) কোন আবেদনপত্র আনুষ্ঠানিকভাবে গৃহীত হইবার পর কমিশন উহার কারিগরী মূল্যায়ন টিম দ্বারা উহা মূল্যায়নের ব্যবস্থা করিবে; তফসিলে বর্ণিত পদ্ধতি (methodology) অনুযায়ী আবেদনপত্র মূল্যায়ন করা হইবে।

(২) আবেদনপত্র মূল্যায়নের উদ্দেশ্যে প্রয়োজনীয় তথ্যাদি সংগ্রহের জন্য কারিগরী মূল্যায়ন টিম তদন্ত অনুষ্ঠান করিতে পারিবে এবং সাধারণভাবে উহার বিবেচনায় প্রয়োজনীয় যে কোন ব্যবস্থা গ্রহণ করিতে পারিবে; আবেদনপত্রের মূল্যায়ন প্রক্রিয়ায় কারিগরী মূল্যায়ন টিম কমিশনে কর্মরত সংশ্লিষ্ট উপদেষ্টার সহায়তা গ্রহণ করিতে পারিবে।

১১। **মূল্যায়ন প্রতিবেদন অনুমোদন**।- কারিগরী মূল্যায়ন টিম কর্তৃক আবেদনপত্র মূল্যায়নের পর উহার মূল্যায়ন প্রতিবেদন কমিশন শুনানীতে উপস্থাপনের জন্য অনুমোদন করিতে পারিবে।

১২। **শুনানী**।- (১) প্রবিধান ১১ এর অধীন মূল্যায়ন প্রতিবেদন অনুমোদনের অনধিক ষাট কর্মদিবসের মধ্যে কমিশন একটি শুনানীর ব্যবস্থা করিবে, যেখানে বিষয়ের সহিত সংশ্লিষ্ট সকল পক্ষ ট্যারিফ আবেদনপত্র সম্পর্কে সাক্ষ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করিতে পারিবে এবং তাহাদিগকে সেই সম্পর্কে জেরা করা যাইবে। উক্ত শুনানী কমিশনের শুনানী প্রবিধানমালা অনুযায়ী অনুষ্ঠিত হইবে।

(২) কমিশন কর্মকর্তাগণ শুনানী গ্রহণ কালে আবেদনপত্র সম্পর্কে তাহাদের বিশ্লেষণ এবং কমিশন কর্তৃক গ্রহণীয় ব্যবস্থা সম্পর্কে তাহাদের সুপারিশ ব্যাখ্যাসহ উহার অনুকূলে লিখিত সাক্ষ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করিবেন এবং সম্ভাব্য জেরার জন্য প্রস্তুত থাকিবেন। উক্ত সাক্ষ্য-প্রমাণের অনুলিপি সংশ্লিষ্ট বিষয়ে নিবন্ধিত পক্ষগণের নিকট শুনানীর তারিখের অন্ততঃ সাত কর্মদিবস পূর্বে পৌঁছাইতে হইবে। অনুরূপভাবে, কমিশন কর্মকর্তাগণ ব্যতীত অন্যান্য পক্ষ সংশ্লিষ্ট বিষয়ে কোন সাক্ষ্য-প্রমাণ পেশ করিতে ইচ্ছুক হইলে তাহারা উহার অনুলিপি কমিশন ও নিবন্ধিত অন্যান্য পক্ষের নিকট শুনানীর তারিখের অন্ততঃ সাত কর্মদিবস পূর্বে পৌঁছাইবে।

(৩) কোন ব্যক্তি শুনানীতে অংশগ্রহণ বা আপত্তি উত্থাপনে ইচ্ছুক হইলে অথবা আবেদনপত্র সম্পর্কে ভিন্নমত প্রকাশ করিতে চাহিলে তিনি, প্রবিধান ৮ এর অধীন গণবিজ্ঞপ্তি প্রকাশ বা নোটিশ প্রদানের অনধিক পনের কর্মদিবসের মধ্যে, নিজ বক্তব্য বা মতামত স্বীয় স্বাক্ষরযুক্ত একটি মূল ও চারটি অনুলিপি আকারে, তাহার নাম, পূর্ণ ঠিকানা ও বক্তব্য বা মতামতের অনুকূলে যৌক্তিক কারণ উল্লেখসহ, কমিশনের নিকট দাখিল করিবেন।

(৪) উপ-প্রবিধান (৩) এ উল্লেখিত বক্তব্য বা মতামত কমিশন কর্তৃক, সময় সময়, এতদুদ্দেশ্যে নির্ধারিত ফিসসহ দাখিল করিতে হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

(৫) উপ-প্রবিধান (৩) এর অধীন কোন বক্তব্য বা মতামত দাখিল করা হইলে কমিশন উহা পর্যালোচনা করিয়া দেখিবে এবং অনুরূপ বক্তব্য বা মতামত দাখিলকারী কোন ব্যক্তিকে উপযুক্ত মনে করিলে তাহাকে সংশ্লিষ্ট বিষয়ে একটি পক্ষ হিসাবে গ্রহণ করিতে পারিবে; উক্ত ব্যক্তির শুনানীতে অংশগ্রহণ কমিশনের শুনানী প্রবিধানমালার বিধানাবলী অনুযায়ী অনুষ্ঠিত হইবে।

(৬) কমিশন কোন ব্যক্তির বক্তব্য বা মতামত শুনানী গ্রহণ ব্যতীত প্রত্যাখ্যান করিলে উক্ত ব্যক্তি তাহার বক্তব্য বা মতামতের অনুকূলে অতিরিক্ত তথ্য প্রমাণ প্রদান সাপেক্ষে শুনানীতে অংশগ্রহণ করিতে পারিবে।

১৩। **শুনানী গ্রহণের পর আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান**।- (১) কোন আবেদনপত্রের উপর শুনানী গ্রহণের পর কমিশন নিম্নবর্ণিত যে কোন এক বা একাধিক কারণে উক্ত আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিতে পারিবে, যথাঃ-

(ক) আবেদনপত্রের সহিত সংযোজিত কাগজপত্র এই প্রবিধানমালার আবশ্যকতা পূরণে ব্যর্থ হইলে;

(খ) দাখিলকৃত কাগজপত্র মূলতঃ মিথ্যা তথ্য প্রদান করিলে;

(গ) আবেদনকারী বাংলাদেশের অন্যান্য প্রচলিত আইন ভঙ্গ করিলে;

(ঘ) আইন, এই প্রবিধানমালা অথবা কমিশন কর্তৃক প্রণীত অন্য যে কোন প্রবিধানমালার অধীন আবেদনকারীর ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তনের জন্য আবেদন করার অধিকার না থাকিলে।

(২) উপ-প্রবিধান (১) এর অধীন কমিশন কোন আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিলে উহার কারণ লিপিবদ্ধ করিবে এবং প্রত্যাখ্যান করার তারিখ হইতে অনধিক ত্রিশ কর্মদিবসের মধ্যে তৎসম্পর্কে আবেদনকারীকে অবহিত করিবে।

(৩) কমিশন সংশ্লিষ্ট আবেদনকারীর শুনানী গ্রহণ বা তাহাকে লিখিত বক্তব্য উপস্থাপনের সুযোগ প্রদান ব্যতীত কোন আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিবে না।

১৪। **কমিশনের সিদ্ধান্ত**।- (১) কমিশন কোন আবেদনপত্র সম্পর্কে, আগ্রহী পক্ষগণের শুনানী গ্রহণ এবং ট্যারিফ প্রস্তাবসহ সকল তথ্যাদি প্রাপ্তির পর, অনধিক নব্বই কর্মদিবসের মধ্যে, উহার সিদ্ধান্ত প্রদান করিবে এবং তাহা বিজ্ঞপ্তি আকারে জারী করিবে।

(২) কমিশনের সকল সিদ্ধান্ত ও আদেশ চূড়ান্ত বলিয়া গণ্য হইবে।

(৩) কমিশন কর্তৃক চূড়ান্ত আদেশ প্রদান সত্ত্বেও, কোন পক্ষ কমিশনের কোন সিদ্ধান্ত বা আদেশ সম্পর্কে অবহিত হইবার অনধিক ত্রিশ কর্মদিবসের মধ্যে কমিশনের নিকট উক্ত সিদ্ধান্ত বা আদেশ পুনর্বিবেচনার জন্য আবেদন করিতে পারিবে; এইরূপ আবেদনপত্র ও তৎসম্পর্কে কমিশনের কার্যাবলী কমিশনের শুনানী প্রবিধানমালার বিধানাবলী অনুযায়ী নিষ্পন্ন হইবে।

(৪) কমিশনের সকল আদেশ ও সিদ্ধান্তের অনুলিপি কমিশনের নিকট হইতে এতদুদ্দেশ্যে ক্ষমতাপ্রাপ্ত কর্মকর্তার স্বাক্ষর ও কমিশনের সীলমোহর দ্বারা সত্যায়িত করা যাইবে।

Dhaka University Institutional Repository

(৫) এই প্রবিধানের অধীন যে কোন দলিল বা আদেশের অনুলিপি, কমিশন কর্তৃক, সময় সময়, এতদুদ্দেশ্যে নির্ধারিত ফিসের বিনিময়ে, যে কোন ব্যক্তি সংগ্রহ করিতে পারিবে।

১৫। **ট্যারিফ কার্যকর থাকিবার মেয়াদ**।- (১) কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ট্যারিফ তৎকর্তৃক প্রদত্ত আদেশে যে তারিখ নির্ধারিত হইবে সেই তারিখে কার্যকর হইবে।

(২) যতদিন পর্যন্ত সংশ্লিষ্ট লাইসেন্সী বা কোন প্রকৃত ক্ষতিগ্রস্ত পক্ষ ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য কমিশনের নিকট আবেদন না করিবে অথবা কমিশন স্বেচ্ছায় ট্যারিফ পরিবর্তনের উদ্যোগ গ্রহণ না করিবে ততদিন পর্যন্ত কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ট্যারিফ কার্যকর থাকিবে।

(৩) কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ট্যারিফ কার্যকর হইবার তারিখ হইতে পরবর্তী বার মাসের মধ্যে উহা পরিবর্তনের জন্য কোন আবেদনপত্র বিবেচিত হইবে না, তবে যদি জ্বালানী মূল্যের পরিবর্তনসহ অন্য কোন পরিবর্তন আবেদনকারী প্রমাণ করিতে সক্ষম হন তাহা হইলে এই বিধান শিথিলযোগ্য হইবে।

১৬। **ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তন সম্পর্কে বিজ্ঞপ্তি**।- (১) লাইসেন্সী ট্যারিফ আবেদনপত্র সম্পর্কে কমিশন কর্তৃক প্রবিধান ১৪(১) এর অধীন প্রদত্ত সিদ্ধান্তের ব্যাপক প্রচারের ব্যবস্থা করিবে।

(২) লাইসেন্সী প্রত্যেক গ্রাহকের নিকট কমিশন কর্তৃক অনুমোদিত নুতন ট্যারিফ বা বিদ্যমান ট্যারিফের পরিবর্তন সম্পর্কে বিজ্ঞপ্তি প্রেরণ করিবে।

(৩) ট্যারিফ পরিবর্তনের ক্ষেত্রে, লাইসেন্সী উক্ত বিজ্ঞপ্তির সহিত বিদ্যমান ট্যারিফ শিডিউলও সংযুক্ত করিবে।

Dhaka University Institutional Repository

তফসিল

[প্রবিধান ১০(১) দ্রষ্টব্য]

বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন

প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন ট্যারিফ পদ্ধতি (Methodology)

১। **সূচনা**

১.১। প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন ট্যারিফের এই পদ্ধতির (methodology) উদ্দেশ্য এমন একটি মানদণ্ড প্রতিষ্ঠা করা যাহা সঞ্চালন ট্যারিফ নির্ধারণে লাইসেন্সী কর্তৃক ব্যবহৃত হইবে। একটি নির্দিষ্ট পদ্ধতি বিদ্যমান থাকার কারণে লাইসেন্সী তাহার ট্যারিফ পরিবর্তনের আবেদনের সম্ভাব্য ফলাফল সম্পর্কে পূর্বেই ধারণা লাভ করিতে সক্ষম হইবে। একইভাবে বিতরণ লাইসেন্সী, ভোক্তা ও অন্যান্য স্বার্থ সংশ্লিষ্ট পক্ষও কমিশন কর্তৃক ট্যারিফ প্রস্তাব পরীক্ষার প্রতি এই ভাবিয়া আস্থাশীল থাকিবে যে, কমিশন কর্তৃক অনুসৃত পদ্ধতির মান পেশাদারীত্বের ভিত্তিতে নির্ণীত হইয়াছে। এইরূপ মান নির্ণয়ের ফলে কমিশন কর্মকর্তাগণকে ট্যারিফ আবেদন পরীক্ষার জন্য একটি নির্ভরযোগ্য ভিত্তি প্রদান করে। প্রাকৃতিক গ্যাস কনডেনসেট (condensate) পরিবহনের জন্য একটি পৃথক ট্যারিফ পদ্ধতি (methodology) থাকিবে।

১.২। সঞ্চালন সেবা সবিরাম না অবিরাম হইবে তাহা বাছাইয়ের সুযোগ সঞ্চালন লাইসেন্সীকে তাহার প্রয়োজন অনুসারে কেইস ভিত্তিতে প্রদান করা হইবে।

১.৩। প্রত্যেক সঞ্চালন লাইসেন্সী তাহার ট্যারিফ সংক্রান্ত নির্দেশাবলী প্রকাশ করিবে, যাহা সকল পক্ষের নিকট সহজলভ্য হইবে এবং যাহাতে সেবার রেট, স্থায়ী প্রকৃতির কোন চার্জ, এবং সেবা প্রদান, সেবার অবসান, বিলম্ব মাশুল, বিরোধ নিষ্পত্তির প্রক্রিয়া প্রভৃতি সম্পর্কে যথাযথ নিয়ম ও শর্তাবলীর উল্লেখ থাকিবে।

১.৪। প্রত্যেক প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন লাইসেন্সী প্রাকৃতিক গ্যাস পরিবহনকারী সকল পক্ষের সহিত সঞ্চালন চুক্তি সম্পাদন করিবে এবং পরিবহনকারী পক্ষগণ নিজেদের মধ্যেও অনুরূপ চুক্তি সম্পাদন করিবে। কারিগরী ক্ষতি (technical loss) বাদ দিয়া যে পরিমাণ গ্যাস সরবরাহ করা হইবে চুক্তিতে উহার উল্লেখ থাকিবে। কমিশন উহার বিবেচনায় যে পরিমাণ যথাযথ মনে করিবে সেই পরিমাণ কারিগরী ক্ষতি (technical loss) অনুমোদন করিবে।

১.৫। সঞ্চালন লাইসেন্সীর প্রত্যেক গ্রাহক প্রতি মাসে একটি বিস্তারিত বিল পাইবে।

২। **প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন সেবার রেট**

২.১। **সার-সংক্ষেপ**

২.১.১। এই পদ্ধতিতে নির্ধারিত রেট গ্রহককে স্বল্পতম ব্যয়ে সেবা প্রদান করিবে, লাইসেন্সীর জন্য তাহার সকল পরিচালন ব্যয় সঙ্কুলানের উদ্দেশ্যে পর্যাপ্ত রাজস্ব আয়ের সুযোগ সৃষ্টি করিবে, লাইসেন্সীর পরিচালন ব্যবস্থার ক্রমাগত উন্নয়ন সাধন করিবে, এবং বিনিয়োগের জন্য মূলধন আকর্ষণ করিবে। কস্ট অব সার্ভিস (cost of service) নামে অভিহিত একটি প্রক্রিয়ার মাধ্যমে

Dhaka University Institutional Repository

এই রেট নির্ণয় করা হয়। মূলতঃ সঞ্চালন কোম্পানীর জন্য প্রয়োজনীয় রাজস্বের পরিমাণ হিসাব করিয়া বিদ্যমান রাজস্বের সহিত উহার তুলনা করা হয়। অতঃপর প্রযোজ্য করের সহিত সমন্বয়পূর্বক রাজস্ব-বৃদ্ধি নির্ধারণ করা হয়। বিদ্যমান রাজস্বের সহিত উক্ত রাজস্ব-বৃদ্ধি যোগ করিয়া যোগফলকে যাচাই বর্ষে (Test Year) সঞ্চালিত গ্যাসের মোট ইউনিট সংখ্যা দ্বারা ভাগ করিয়া সঞ্চালন রেট নির্ধারণ করা হয়। এই প্রক্রিয়ায় সকল সঞ্চালন বা পরিবহন সেবার জন্য অভিন্ন রেট নির্ধারিত হয়।

২.২ **যাচাই বর্ষ (Test year)**

২.২.১। যাচাই বর্ষ (Test Year) একটি প্রমিত (standardized) মেয়াদ যাহা রেট নির্ধারণের জন্য অভিন্ন উপাত্ত প্রদান করে। আবেদনকারী এই মেয়াদের ভিত্তিতে কোম্পানীর উপাত্ত সংকলন করে। যাচাই বর্ষের উপাত্তের ভিত্তিতেই কমিশনের বিশ্লেষণ ও সিদ্ধান্ত গ্রহণ সম্পন্ন হয়।

২.২.২। যাচাই বর্ষ বার মাসের একটি মেয়াদকাল যাহার পূর্ণাঙ্গ উপাত্ত বিদ্যমান রহিয়াছে। এই মেয়াদকালের সংকলিত উপাত্তের ভিত্তিতে কমিশন কর্মকর্তাগণ রেট ও ট্যারিফ আবেদনের আর্থিক ও অর্থনৈতিক বিশ্লেষণ পর্যালোচনা করিয়া দেখেন উহা কতখানি যুক্তিসঙ্গত। কমিশন উহার নিকট দাখিলকৃত সঞ্চালন ট্যারিফ রেট আবেদনপত্রের জন্য ৩০ জুন সমাপ্য সাম্প্রতিকতম অর্থ বৎসরকে যাচাই বর্ষ হিসাবে গ্রহণ করে। যেক্ষেত্রে কোন সঞ্চালন আবেদনকারীর পূর্ব পরিচালন অভিজ্ঞতা নাই সেইক্ষেত্রে কমিশন একটি অর্থ বৎসরের সর্বোত্তম প্রাক্কলিত হিসাব বিবেচনা করিবে।

২.৩। **রাজস্ব চাহিদা (Revenue requirement)**

২.৩.১। **সার-সংক্ষেপ**

২.৩.১.১। কোন সঞ্চালন লাইসেন্সী যে পরিমাণ আয় দ্বারা তাহার পরিচালন অব্যাহত রাখিতে, বিনিয়োগের জন্য মূলধন আকৃষ্ট করিতে এবং সর্বোপরি গ্রাহকদের স্বল্পতম ব্যয়ে সেবা প্রদান করিতে সক্ষম তাহাই রাজস্ব চাহিদা।

২.৩.১.২। রিটার্ণ অন রেট বেজ (return on rate base) এবং সঞ্চালন প্রতিষ্ঠানের মোট বার্ষিক পরিচালন ব্যয়ের সমষ্টি মোট বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা।

মোট বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা = রিটার্ন অন রেট বেজ + মোট ব্যয়

২.৩.১.৩। রেট নিরূপণের ক্ষেত্রে, কস্ট অব সার্ভিস (cost of service) নামে অভিহিত একটি প্রক্রিয়ার মাধ্যমে বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা নিরূপণ করা হয়। বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা যাচাই বর্ষের উপাত্তের ভিত্তিতে নির্ধারিত হয়। বর্তমান রাজস্বের সহিত তুলনা করিয়া উহার সহিত একটি রাজস্ব-বৃদ্ধি যোগ করা হয়। রাজস্ব-বৃদ্ধি বলিতে রাজস্ব চাহিদা অর্জনের জন্য সঞ্চালন প্রতিষ্ঠানের যে পরিমাণ অতিরিক্ত রাজস্বের প্রয়োজন তাহা বুঝায়। যেহেতু রাজস্ব-বৃদ্ধিও করযোগ্য, তাই প্রতিষ্ঠানটি যাহাতে রাজস্ব চাহিদা অর্জনকল্পে

Dhaka University Institutional Repository

প্রয়োজনীয় নীট আয় অর্জন করিতে পারে তজ্জন্য করের প্রভাব কাটাইয়া উঠার জন্য রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ বাড়ানো হয় এবং তাহা করা হয় "গ্রস আপ" (gross up) ফ্যাক্টরের মাধ্যমে, যাহা রেভেনিউ কনভার্শন ফ্যাক্টর নামে অভিহিত। রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমান একবার নির্ধারিত হইলে, যাচাই বর্ষের মোট রাজস্ব চাহিদা অর্জনের লক্ষ্যে উহাকে বর্তমান রাজস্বের সহিত যোগ করা হয়। অতঃপর সঞ্চালন রেট নির্ণয়ের জন্য উহাকে যাচাই বর্ষে সঞ্চালিত গ্যাসের মোট ইউনিট সংখ্যা দ্বারা ভাগ করা হয়।

২.৩.২। **রেট বেজ বা কোয়ালিফাইং অ্যাসেটস (Rate base or Qualifying assets)**

২.৩.২.১। **সার-সংক্ষেপ**

২.৩.২.১.১। সঞ্চালন লাইসেন্সীর রেট বেজ বলিতে তাহার ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদের অবচয়িত মূল্য এবং রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটালের সমষ্টিকে বুঝায়।

রেট বেজ = ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদের অবচয়িত মূল্য + রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল

২.৩.২.২। **ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদ (Used and Useful Assets)**

২.৩.২.২.১। একটি গ্যাস সঞ্চালন প্রতিষ্ঠানের বিদ্যমান সম্পদ তিনটি শ্রেণীতে বিভক্ত: ইনট্যানজিবল প্লান্ট (intangible plant), সঞ্চালন প্লান্ট (transmission plant) এবং জেনারেল প্লান্ট (general plant)। প্লান্টের যথাযথ হিসাব কোড ও সংজ্ঞা ইত্যাদি কমিশনের অভিন্ন হিসাব পদ্ধতি (যখন প্রণীত হইবে) অনুযায়ী ব্যবহৃত হইবে।

২.৩.২.২.১.১। ইনট্যানজিবল প্লান্ট, প্রতিষ্ঠান, লাইসেন্স ও অনুমতি এবং বিবিধ অদৃশ্যমান প্লান্ট সমন্বয়ে গঠিত।

২.৩.২.২.১.২। প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন প্লান্টের অন্তর্ভুক্ত সম্পদসমূহ নিম্নরূপ, যথাঃ- ভূমি ও ভূমি অধিকার, পথের অধিকার, অবকাঠামো ও উহার উন্নয়ন, সঞ্চালন পাইপলাইন, ভাল্ভ স্টেশন, কমপ্রেসর স্টেশনের যন্ত্রপাতি, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশনের যন্ত্রপাতি, গ্যাস ম্যানিফোল্ড স্টেশন যন্ত্রপাতি, কন্ট্রোল প্যানেল, ক্যাথোডিক প্রটেকশন যন্ত্রপাতি, পিগ লঞ্চিং ও রিসিভিং (pig launching & receiving) স্টেশন, স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন (SCADA & Telecommunication) যন্ত্রপাতি, এবং অন্যান্য সংশ্লিষ্ট যন্ত্রপাতি।

২.৩.২.২.১.৩। জেনারেল প্লান্টের অন্তর্ভুক্ত সম্পদসমূহ নিম্নরূপ, যথা ঃ-অফিস অবকাঠামোর ভূমি ও ভূমি অধিকার, অবকাঠামো ও উহার উন্নয়ন, অফিস আসবাবপত্র ও যন্ত্রপাতি, পরিবহন যন্ত্রপাতি, ভাণ্ডার যন্ত্রপাতি, যন্ত্র (tool), ল্যাবরেটরী যন্ত্রপাতি, বিদ্যুৎ চালিত যন্ত্রপাতি, বৈদ্যুতিক আউট স্টেশন, জেনারেটর, যোগাযোগ যন্ত্রপাতি, বিবিধ যন্ত্রপাতি, এবং অন্যান্য দৃশ্যমান সম্পদ।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.২.২.২। নূতন সম্পদ যখন ব্যবহৃত বা ব্যবহার্য হইবে তখন উহা রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে সম্পদ মূল্যায়নের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং উহার প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয়/মূল্য উহার মূল্যরূপে নির্ধারিত হইবে।

২.৩.২.২.৩। অবচয় একটি প্রক্রিয়া যদ্দ্বারা অবচয়যোগ্য সম্পদের সংগ্রহ ব্যয়কে নীট স্যালভেজ ভ্যালুর (net salvage value) সহিত সমন্বয় পূর্বক, একটি নিয়মানুগ ও যৌক্তিক উপায়ে উক্ত সম্পদের স্বাভাবিক ব্যবহারোপযোগী আয়ুষ্কালের উপর বন্টন করিয়া দেওয়া হয়।

২.৩.২.২.৩.১। সংযোজন ও উন্নয়নের প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয় সংশ্লিষ্ট সঞ্চালন প্লান্টের (plant) বিপরীতে হিসাবভুক্ত করা হইবে। কোন সঞ্চালন প্লান্ট সম্পদের স্বাভাবিক কার্যক্ষমতা লোপ পাইলে, নীট স্যালভেজ ভ্যালু (net salvage value) ব্যতীত, অপসারণ ব্যয়সহ পুঞ্জীভূত অবচয় রিজার্ভের বিপরীতে উহার প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয় সমন্বয় করিতে হইবে। রক্ষণাবেক্ষণ, মেরামত ও ছোটখাট জিনিসের প্রতিস্থাপন ব্যয় পরিচালন ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

২.৩.২.২.৩.২। ট্যারিফ রেট প্রণয়নের জন্য প্রতিষ্ঠানের হিসাব রক্ষণের উদ্দেশ্যে সকল জন-উপযোগ প্রতিষ্ঠান সম্পদের ক্ষেত্রে একটি সরল স্ট্রেইট লাইন অবচয় পদ্ধতি (straight-line depreciation method) প্রয়োগ করা কমিশন আবশ্যক মনে করে। সম্পদের ব্যবহারোপযোগী বা প্রমিত আয়ুষ্কাল বাংলাদেশ একাউন্টিং স্ট্যান্ডার্ড (Bangladesh Accounting Standard) এবং কমিশন যেরূপ স্থির করিবে সেইরূপ অবচয় তফসিল অনুযায়ী নির্ধারিত হইবে।

২.৩.২.২.৩.৩। চলতি সম্পদের বর্তমান বুক ভ্যালুর (book value) উপর স্থিরকৃত অবচয় খরচ হিসাবে মোট ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং সম্পদ মূল্যায়নের পরবর্তী কোন সংশোধনের ভিত্তিতে উহার পুনর্মূল্যায়ন হইবে না।

২.৩.২.২.৩.৪। ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য আবেদন করিবার সময় প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন লাইসেন্সী নিম্নবর্ণিত তথ্য সম্বলিত একটি তফসিল দাখিল করিবে, যথাঃ- সম্পদের প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয়, পুঞ্জীভূত অবচয়, অবচয় বাবদ হ্রাস করার পর সম্পদের নীট মূল্য, এবং যাচাই বর্ষের জন্য ট্যারিফ রেটের আবেদনপত্রে যে পরিমাণ অবচয় অন্তর্ভুক্ত করা হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.২.৩ রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল (Regulatory Working Capital)

২.৩.২.৩.১। সার-সংক্ষেপ

২.৩.২.৩.১.১। রেট বেজ (rate base) এর সর্বশেষ প্রধান উপাদান রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল (regulatory working capital)। সঞ্চালন লাইসেন্সীর ট্যারিফ রেট পরিকল্পনায় "রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল" কথা সাধারণ হিসাব বিজ্ঞানের "ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল" কথা হইতে ভিন্ন অর্থ বহন করে। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল বলিতে বুঝায়, লাইসেন্সীর দৈনন্দিন পরিচালন ব্যয় নির্বাহের জন্য অর্থ যোগান দেওয়ার প্রয়াস এবং প্লান্ট-বহির্ভূত বিভিন্ন প্রকারের বিনিয়োগ যাহা লাইসেন্সীর চলমান পরিচালন অব্যাহত রাখার জন্য প্রয়োজনীয়। প্রকৃতপক্ষে, ইহা লাইসেন্সীর স্বাভাবিক পরিচালন তহবিল যাহার জের মাস হইতে মাসান্তরে চলিতে থাকে।

২.৩.২.৩.১.২। ইহা নগদ চলতি মূলধন (cash working capital), মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ (materials and supplies inventory) এবং কোন অগ্রিম প্রদত্ত অর্থ থাকিলে উহার সমষ্টি।

সঞ্চালন রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল = নগদ চলতি মূলধন + মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ + অগ্রিম প্রদত্ত অর্থ

২.৩.২.৩.২। নগদ চলতি মূলধন (Cash Working Capital)

২.৩.২.৩.২.১। নগদ চলতি মূলধন বলিতে বুঝায়, সেবা প্রদানের জন্য যখন হইতে অর্থ ব্যয়ের প্রয়োজন তখন হইতে, সেবার বিনিময়ে যখন অর্থ পাওয়া যাইবে তখন পর্যন্ত মেয়াদকালে পরিচালন ব্যয় নির্বাহ, নগদ জেরের ঘাটতি পূরণ এবং অনুরূপ অন্যান্য প্রয়োজনীয়তা পূরণের জন্য লাইসেন্সী প্রদত্ত নগদ অর্থ।

২.৩.২.৩.২.২। সূত্র অনুযায়ী, এক বৎসরের পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়ের ১/৬ অংশ (মোটামুটি ষাট দিনের ব্যয়ের পরিমাণ) লাইসেন্সীর নগদ চলতি মূলধন থাকিবে। সুষ্ঠুভাবে পরিচালিত স্বাভাবিক একচেটিয়া (natural monopoly) ব্যবসার ক্ষেত্রে, এই হিসাবে সেবার বিনিময়ে অর্থ প্রাপ্তির পূর্বেই সেবার জন্য খরচের গড় হিসাব নির্ণয় করা হয় যাহা সেবার বিনিময়ে অর্থ প্রাপ্তির পূর্বে পরিচালনের জন্য লাইসেন্সীকে ব্যয় করিতে হইবে।

$$\text{নগদ চলতি মূলধন} = \frac{১}{৬} \times (\text{বার্ষিক পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়})$$

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.২.৩.৩। **মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ (Matrials and Supplies Inventory)**

২.৩.২.৩.৩.১। মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ বলিতে বুঝায় সেবা প্রদানের জন্য দৈনন্দিন চাহিদা পূরণকল্পে লাইসেন্সীর প্রয়োজনীয় মালামাল ও সরবরহ মূল্য (inventory value)।

২.৩.২.৩.৩.২। এই উদ্দেশ্যে, যাচাই বর্ষের জন্য বার মাসের গড় ব্যবহৃত হয়।

মওজুদ মালামাল ও সরবরাহের মূল্য = (মওজুদ মালামাল ও সরবরাহের বার মাসের মোট মূল্য) ÷১২

২.৩.২.৩.৪। **অগ্রিম প্রদান (Prepaymants)**

২.৩.২.৩.৪.১। যে সময়ের জন্য প্রযোজ্য সেই সময়ের পূর্বে কোন অর্থ প্রদান করা হইলে তাহাকে অগ্রিম প্রদান বলে। অগ্রিম ভাড়া, বীমা ও কর ইত্যাদি ইহার অন্তর্ভুক্ত। মওজুদ মালামাল ও সরবরাহের ক্ষেত্রে উপরে বর্ণিত মানদণ্ড অনুযায়ী সাধারণতঃ ইহার পরিমাণ নির্ণীত হয়।

২.৩.২.৩.৪.২। গড় মাসিক পরিমাণ নির্ণয়ের জন্য একাধিক যাচাই বর্ষের তথ্য পর্যালোচনা করিতে হইবে। কারণ, কোন কোন অগ্রিম ব্যয় (যেমন, অগ্রিম প্রদত্ত বীমার কিস্তি) প্রায়শঃ এক বৎসরের অধিক সময়ের জন্য হইয়া থাকে। কোন একক খাতের অগ্রিম প্রদান যত দীর্ঘ সময়ের জন্য হউক না কেন, অগ্রিম প্রদত্ত অর্থসমূহ যোগ করিয়া যাচাই বর্ষের জন্য উহার গড় করিতে হইবে। উদাহরণস্বরূপ, কোন যাচাই বর্ষে যদি বীমার অর্থ তিন বৎসরের জন্য অগ্রিম প্রদান করা হয়, তাহা হইলে প্রদত্ত মোট অর্থের পরিমাণকে তিন দ্বারা ভাগ করিতে হইবে এবং ট্যারিফ রেটের উদ্দেশ্যে, ভাগফল বার্ষিক অগ্রিম প্রদানের পরিমাণরূপে গণ্য হইবে। অতঃপর চলতি মূলধনের অন্তর্ভুক্ত করার উদ্দেশ্যে অগ্রিম প্রদানসমূহের মাসিক গড় মূল্য বাহির করিবার জন্য উহাকে বার মাস দ্বারা ভাগ করিতে হইবে।

২.৩.২.৩.৪.৩। প্রদত্ত অগ্রিম আয়কর একটি অগ্রিম-প্রদান (Prepayments) যাহা রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এর অন্তর্ভুক্ত। আমদানীকৃত পণ্যের চালান মূল্যের উপর নির্ধারিত হারে অগ্রিম আয়কর প্রদান করা হয়, এবং ত্রৈমাসিক প্রাক্কলনের নিয়মিত সমন্বয়ের ভিত্তিতে প্রতি তিন মাস অন্তর অগ্রিম আয়কর সরকারকে প্রদান করা হয়। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এর উদ্দেশ্যে, লাইসেন্সী অগ্রিম প্রদত্ত আয়করের একটি অংশ ফেরত পাইতে পারে। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এর পরিমাণ নির্ধারণের ক্ষেত্রে লাইসেন্সীর অগ্রিম পরিশোধিত আয়করের একটি অংশ অন্তর্ভুক্ত হইবে। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এ অন্তর্ভুক্ত করিবার জন্য, লাইসেন্সী যাচাইবর্ষে পরিশোধিত অগ্রিম আয়করের ১/১২ অংশ যোগ করিবে।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.৩। রেট অব রিটার্ণ অন অ্যাসেটস (Rate of Return on Assets)

২.৩.৩.১। সার-সংক্ষেপ

২.৩.৩.১.১। কোয়ালিফাইং (qualifying) সম্পদের উপর সঞ্চালন রেট অব রিটার্ণ (transmission rate of return) মূলধনের ভারিত গড় ব্যয় (weighted average cost of capital) হিসাবে নিম্নোক্ত সূত্র অনুযায়ী নির্ণয় করা হইবে ঃ

$$\text{অ্যাভারেজ কস্ট অব ক্যাপিটাল} = \frac{[(\text{ইকুইটি মূলধন} \times \text{ইকুইটির শতকরা হার}) + (\text{ঋণ মূলধন} \times \text{ঋণের শতকরা হার})]}{(\text{ইকুইটি মূলধন} + \text{ঋণ মূলধন})}$$

যেখানে ঃ

"ইকুইটির শতকরা হার" হইতেছে কোম্পানীর ইকুইটি মূলধনের উপর রেট অব রিটার্ণ (rate of return) যাহা পরবর্তী অনুচ্ছেদে বর্ণিত পদ্ধতি অনুসারে নির্ণয় করা হয়।

"ঋণের শতকরা হার" হইতেছে ঋণ মূলধনের সুদের হারের হিসাবকৃত ভারিত মূল্য (weighted value) যাহা ইকুইটির উপর রেট অব রিটার্ণ সম্পর্কিত অনুচ্ছেদের পরবর্তী অনুচ্ছেদ অনুযায়ী নির্ণয় করা হয়।

২.৩.৩.২। রিটার্ণ অন ইকুইটি (Return on Equity)

২.৩.৩.২.১। ইকুইটি মূলধনের উপর রেট অব রিটার্ণ (rate of return) ইকুইটির ভারিত গড় (weighted average of equity) হিসাবে নিম্নের সূত্র অনুযায়ী নির্ণীত হইবে ঃ

$$\text{ইকুইটির শতকরা হার} = \frac{[(\text{কমন স্টক পরিমাণ} \times \text{লভ্যাংশের হার}) + (\text{অবশিষ্ট ইকুইটির পরিমাণ} \times \text{নন-স্টক রেট})]}{(\text{কমন স্টক পরিমাণ} + \text{অবশিষ্ট ইকুইটি পরিমাণ})}$$

২.৩.৩.২.২। কমন স্টকের (common stock) ক্ষেত্রে, যাচাই বর্ষে অপরিশোধিত কমন স্টকের পরিমাণকে যাচাই বর্ষে প্রদত্ত সর্বশেষ লভ্যাংশের হার দ্বারা গুণ করা হয়।

২.৩.৩.২.৩। সঞ্চালন লাইসেন্সীর নিকট বিদ্যমান অবশিষ্ট ইকুইটির ক্ষেত্রে, যদি উহা সরকারের মালিকানাধীন হয়, তাহা হইলে সরকারের ঋণের হার ব্যবহৃত হইবে।

২.৩.৩.২.৪। সরকারের সম্পূর্ণ বা আংশিক মালিকানাধীন লাইসেন্সীর ক্ষেত্রে, অবশিষ্ট ইকুইটির কস্ট অব ক্যাপিটাল (cost of capital) সরকারের কস্ট অব ক্যাপিটালের সমান হইবে। রেট প্রণয়নের উদ্দেশ্যে, কেন্দ্রীয় ব্যাংকের নিলাম অনুসারে, দুই বৎসর মেয়াদী বাংলাদেশ ট্রেজারী বিলের জন্য সাম্প্রতিকতম ট্রেজারী বিলের নিলাম রেট ব্যবহৃত হইবে।

২.৩.৩.২.৫। যদি লাইসেন্সী বেসরকারী মালিকানাধীন সঞ্চালন কোম্পানী হয় যাহার ক্ষেত্রে কমিশনের প্রবিধান প্রযোজ্য, তাহা হইলে অবশিষ্ট ইকুইটি রেট নিম্নবর্ণিত আলোচনা অনুযায়ী নির্ণীত হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.৩.২.৬। রিটার্ন অন ইকুইটি (return on equity) নির্ণয়ে কমিশন ক্যাপিটাল অ্যাসেট প্রাইসিং মডেল (Capital Asset Pricing Model, CAPM) পদ্ধতিকে অগ্রাধিকার প্রদান করে। ইহাতে ধরিয়া রওয়া হয় যে, কস্ট অব ইকুইটি হইল ঝুঁকিমুক্ত রেট অব রিটার্ণ এবং বিনিয়োগকারীদেরকে বাজার ঝুঁকির (market risk) ক্ষতিপূরণ স্বরূপ প্রদত্ত রিটার্ণের সমষ্টি। ইহা সাধারণভাবে "বেটা" (Beta) নামে অভিহিত। সামগ্রিক মার্কেট রিটার্ণের (market return) সহিত স্টক রিটার্ণ (stock retrurn) যে পরিমাণ উঠানামা করে 'বেটা' তাহা নির্দেশ করে। একজন লাইসেন্সীর স্টকের অতীত রিটার্ণ (stock's historical returns) মার্কেট রিটার্ণের সহিত তুলনা করা হয় এবং ঝুঁকির পরিমাণ নির্ধারিত হয়।

২.৩.৩.২.৭। ট্যারিফ রেট পরিবর্তনের জন্য আবেদনকারী লাইসেন্সীর দায়িত্ব হইবে ইকুইটির উপর একটি রেট অব রিটার্ণ প্রস্তাব করা এবং উক্ত ইকুইটি রেটের যথার্থতা প্রমাণের লক্ষ্যে পর্যাপ্ত তথ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করা। কমিশন উহার কর্মকর্তাদের বিশ্লেষণের ভিত্তিতে এবং গণশুনানীতে উপস্থাপিত সকল সাক্ষ্য-প্রমাণ পর্যালোচনাক্রমে উক্ত ইকুইটি রেট নির্ধারণ করিবে।

২.৩.৩.২.৮। ইকুইটির উপর রিটার্ণ নির্ধারণের অন্যান্য পদ্ধতি হইল ডিসকাউন্টেড ক্যাশ ফ্লো (discounted cash flow), রিস্ক প্রিমিয়াম অ্যাপ্রোচ (risk primium approach) এবং কমপেয়ারেবল আর্নিংস অ্যাপ্রোচ (comparable earnings approach)।

২.৩.৩.২.৮.১। ডিসকাউন্টেড ক্যাশ ফ্লো (discounted cash flow) হইল ভবিষ্যতে কোন স্টকের যে মূল্য পাওয়া যাইবে উহার বর্তমান মূল্যমান। এই পদ্ধতি প্রয়োগের জটিলতা এই যে, ইহাতে বিনিয়োগকারীর প্রত্যাশা অনুযায়ী একটি মূল্য নির্ধারণ করিতে হয়। যদি লাইসেন্সীর স্টক প্রকাশ্যে কেনা-বেচা না হয় অথবা নূতন কেনা-বেচা হয়, তাহা হইলে ইহা একটি ধারণা-নির্ভর (subjective) সিদ্ধান্ত হইয়া পড়ে।

২.৩.৩.২.৮.২। রিস্ক প্রিমিয়াম (risk primium) পদ্ধতিও একটি সচরাচর ব্যবহৃত পদ্ধতি। ইহাতে ধরিয়া লওয়া হয় যে, ইকুইটির রেট অব রিটার্ণ ঋণের রেট অব রিটার্ণ অপেক্ষা বেশী হইবে। কস্ট অব ইকুইটি (cost of equity) হইল দীর্ঘমেয়াদী ডেট কস্ট এবং রিস্ক প্রিমিয়ামের সমষ্টি। রিস্ক প্রিমিয়াম নির্ধারণও অতীত স্টক রেকর্ডের ভিত্তিতে হইয়া থাকে।

২.৩.৩.২.৮.৩। কমপেয়ারেবল আর্নিংস অ্যাপ্রোচ (comparable earnings approach) পদ্ধতিতে অন্যান্য লাইসেন্সীর একটি গ্রুপ নমুনা সংগৃহীত এবং ইকুইটি রিটার্ণের উপর একটি যৌগিক রেট (composite rate) নির্ধারণ করিয়া লাইসেন্সী কর্তৃক প্রস্তাব পেশ করা। এইক্ষেত্রেও, একইরূপ ইকুইটি রেট কার্যধারার রেকর্ড (records of similar equity rate proceedings) এবং ফলাফলের প্রয়োজন হয়।

২.৩.৩.২.৯। কমিশন উল্লিখিত সকল পদ্ধতিতেই ট্যারিফ আবেদন বিবেচনা করিবে তবে ঝুঁকিমুক্ত রেট অব রিটার্ণ এবং বাজার ঝুঁকির (market risk) বিবেচনায়, ক্যাপিটাল অ্যাসেট প্রাইসিং মডেলের (Capital Asset Pricing Model) অনুরূপ পদ্ধতিকে অগ্রাধিকার প্রদান করিবে। রেট অব রিটার্ণ প্রতিষ্ঠা সংক্রান্ত বিষয়াদি প্রমাণ করার দায়িত্ব লাইসেন্সীর উপর বর্তাইবে।

২.৩.৩.২.১০। রেট পরিবর্তনের জন্য আবেদনকারী সঞ্চালন লাইসেন্সীর দায়িত্ব হইবে নন-স্টক ইকুইটির উপর একটি রেট অব রিটার্ণ প্রস্তাব করা এবং উক্ত রেটের যথার্থতা প্রমাণের লক্ষ্যে পর্যাপ্ত তথ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করা। কমিশন উহার কর্মকর্তাদের বিশ্লেষণের ভিত্তিতে এবং গণশুনানীতে উপস্থাপিত সকল সাক্ষ্য-প্রমাণ পর্যালোচনাক্রমে উক্ত ইকুইটি রেট নির্ধারণ করিবে। আংশিক সরকারী মালিকানাধীন লাইসেন্সীর জন্য, সঞ্চালন প্রতিষ্ঠানের উপযুক্ত ও অনুমোদিত সুপারিশের অবর্তমানে, কমিশন কেবলমাত্র যাচাই বর্ষে অনুষ্ঠিত দুই বৎসর মেয়াদী নোটের সাম্প্রতিকতম ট্রেজারী বিলের নিলাম রেট গ্রহণ করিবে। যাচাই বর্ষে কোন নিলাম অনুষ্ঠিত না হইয়া থাকিলে, যাচাই বর্ষের পূর্বে সর্বশেষ অনুষ্ঠিত উক্তরূপ নিলামে যে হার বিদ্যমান ছিল তাহা গৃহীত হইবে।

২.৩.৩.৩। **রিটার্ণ অন ডেট (Return on Debt)**

২.৩.৩.৩.১। ঋণ মূলধনের সুদের হারের ভারিত মূল্য (weighted value) এর উপর রিটার্ণ রেট নিম্নের সূত্র অনুযায়ী নির্ণীত হইবেঃ

$$\text{ঋণের হার \%} = \frac{[(\text{দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ} \times \text{ঋণের হার}) + (\text{প্রেফার্ড স্টক পরিমাণ} \times \text{লভ্যাংশের হার})]}{(\text{দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ} + \text{প্রেফার্ড স্টক পরিমাণ})}$$

২.৩.৩.৩.২। যদি ভিন্ন ভিন্ন সুদের হারের অনেকগুলি দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ থাকে, অথবা ভিন্ন ভিন্ন লভ্যাংশের হারের অনেকগুলি প্রেফার্ড স্টকের (prefered stock) ইস্যু থাকে, তাহা হইলে প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য একইরূপ ভারিত ব্যয় (weighted cost) হিসাব করিতে হইবে।

২.৩.৩.৩.৩। দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের হারের ক্ষেত্রে, সম্পূর্ণ সরকারী মালিকানাধীন প্রতিষ্ঠানসমূহ বাংলাদেশ সরকার কর্তৃক প্রয়োগকৃত ঋণের হার ব্যবহার করিবে, এমনকি ঋণ তহবিল যদি দাতা সংস্থার নিম্নতর হারের ঋণ হইতেও সংগৃহীত হইয়া থাকে।

২.৩.৩.৩.৪। উক্ত হিসাবে ঋণের বকেয়া পরিমাণ (বা অপরিশোধিত পরিমাণ) ব্যবহৃত হইবে, ঋণের আসল পরিমাণ নহে।

২.৩.৩.৩.৫। আবেদনকারী প্রতিষ্ঠান দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের একটি সার-সংক্ষেপ প্রদান করিবে, যাহাতে নিম্নবর্ণিত বিষয়সমূহের উল্লেখ থাকিবে, যথা ঃ- উক্ত দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের উৎস ও তারিখসহ মূল ঋণের পরিমাণ, পুঞ্জিভূত মূল ঋণ পরিশোধের পরিমাণ, যাচাই বর্ষের যে মেয়াদে ঋণ প্রযোজ্য ছিল সেই মেয়াদ, সুদের হার, যাচাই বর্ষে পরিশোধিত সুদের পরিমাণ, যাচাই বর্ষে পরিশোধিত মূল ঋণের পরিমাণ এবং যাচাই বর্ষের পূর্ববর্তী অর্থবৎসরে পরিশোধিত সুদের পরিমাণ।

২.৩.৩.৪ । ওভারঅল রেট অব রিটার্ন (Overall Rate of Return)

২.৩.৩.৪.১ । এই অনুচ্ছেদের প্রথম অংশে বর্ণিত রেট অব রিটার্ন হিসাব করার মৌলিক সূত্র সরকারী বা বেসরকারী মালিকানাধীন সঞ্চালন কোম্পানীর ক্ষেত্রে প্রযোজ্য হইবে। সূত্রটি পুনরুল্লিখিত হইল ঃ

$$\text{অ্যাভারেজ কস্ট অব ক্যাপিটাল} = \frac{[(\text{ইকুইটি মূলধন} \times \text{ইকুইটির শতকরা হার}) + (\text{ঋণ মূলধন} \times \text{ঋণের শতকরা হার})]}{(\text{ইকুইটি মূলধন} + \text{ঋণ মূলধন})}$$

২.৩.৩.৪.২ । এই রেট অব রিটার্ন সঞ্চালন প্রতিষ্ঠানকে উহার বিনিয়োগের উপর মুনাফা অর্জনের সুযোগ প্রদান করিবে, যাহা উহার দীর্ঘমেয়াদী ঋণের দায় পরিশোধ এবং মূলধন সৃষ্টির সামর্থ্যের জন্য যুক্তিসঙ্গত বলিয়া বিবেচিত হইবে।

২.৩.৪ । মোট ব্যয় (Total Costs)

২.৩.৪.১ । সাধারণ আলোচনা

২.৩.৪.১.১ । মোট ব্যয় হইল নিম্নবর্ণিত ব্যয়সমূহের সমষ্টি, যথা ঃ- লাইসেন্সীর সঞ্চালন ব্যবস্থার পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়, সংশ্লিষ্ট ট্যারিফ রেট বৎসরে হিসাবভুক্তির জন্য ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদের স্ট্রেইট লাইন পদ্ধতিতে হিসাবকৃত অবচয় (depreciation) ব্যয়, কর, এবং লাইসেন্সীর সঞ্চালন ব্যবস্থা পরিচালন সংক্রান্ত অন্য যে কোন প্রয়োজনীয় ব্যয়, যাহা নিম্নের সূত্রটিতে প্রদর্শিত হইয়াছে ঃ

মোট ব্যয় = পরিচালন ও রক্ষাণাবেক্ষণ ব্যয় + অবচয় + আয়কর ও অন্যান্য কর

২.৩.৪.১.২ । বাংলাদেশ একাউন্টিং স্ট্যান্ডার্ড (Bangladesh Accounting Standard) এবং অভিন্ন হিসাবরক্ষণ পদ্ধতি (Uniform System of Accounts), যখন প্রণীত হইবে, ভিত্তিতে ব্যয়সমূহের হিসাব নির্ণীত হইবে।

২.৩.৪.১.৩ । প্রতিটি ট্যারিফ আবেদনের জন্য ব্যয়ের হিসাব বার মাসের প্রকৃত তথ্য-উপাত্ত বিশ্লেষণের ভিত্তিতে প্রস্তুত করিতে হইবে।

২.৩.৪.১.৪ । কমিশন কর্তৃক যথাযথ নিয়ন্ত্রণ প্রতিষ্ঠার স্বার্থে, ট্যারিফ নিরূপণের জন্য সকল ব্যয়ের যতদূর সম্ভব বিস্তারিত হিসাব উল্লেখ করিতে হইবে।

২.৩.৪.১.৫ । পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় ব্যবসায়ের সেই সকল ব্যয় যাহা সেবা প্রদানের সহিত সরাসরি জড়িত বা উহা হইতে উদ্ভূত এবং সেবার ব্যবস্থাদি রক্ষণাবেক্ষণ জনিত ব্যয়।

২.৩.৪.১.৬ । সম্পদের বর্তমান বুক ভ্যাল (current book value) অনুযায়ী, ধার্যকৃত চলতি অবচয়ের পরিমাণ একটি ব্যয় হিসাবে মোট ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং পরবর্তীতে সম্পদের পুনর্মূল্যায়ন হইলেও উক্ত ধার্যকৃত অবচয়ের পরিবর্তন হইবে না।

২.৩.৪.১.৭ । সকল প্রযোজ্য কর কস্ট অব সার্ভিসে অন্তর্ভুক্ত হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.৪.২। পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় (Operation and Maintenance Expenses)

২.৩.৪.২.১। পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় ব্যবসায়ের সেই সকল ব্যয় যাহা সেবা প্রদানের সহিত সরাসরি জড়িত বা উহা হইতে উদ্ভূত এবং সিস্টেম রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়।

২.৩.৪.২.২। সঞ্চালন প্রতিষ্ঠানের পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় কয়েকটি প্রধান প্রধান শ্রেণীতে বিভক্ত, যথা ঃ সঞ্চালন, গ্রাহক হিসাব খাত, বিক্রয়, এবং প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়। গ্রাহক হিসাব ও বিক্রয় সংক্রান্ত ব্যয়সমূহ প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন কোম্পানীর ব্যয়ের ক্ষেত্রে সামান্য ভূমিকাই পালন করে।

২.৩.৪.২.২.১। সঞ্চালন ব্যয়

সঞ্চালন ব্যয় দুইটি প্রধান শ্রেণীতে বিভক্ত ঃ পরিচালন ও রক্ষাণাবেক্ষণ। পরিচালন ব্যয় নিম্নবর্ণিত কয়েকটি শ্রেণীতে বিভক্ত, যথাঃ পরিচালন তদারকি ও প্রকৌশল, সিস্টেম কন্ট্রোল (system control) ও লোড ডিসপাচিং (load dispatching), স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন (SCADA & Telecommunication) ব্যয়, কমপ্রেসর স্টেশন (compressor station) এর শ্রমিক ও ব্যয়, কমপ্রেসর স্টেশন (compressor station) এর জ্বালানী ও বিদ্যুৎ ব্যয়, সঞ্চালন পাইপের ব্যয়, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশনের ব্যয়, গ্যাস ম্যানিফোল্ড স্টেশন ব্যয়, ক্যাথডিক প্রটেকশন যন্ত্রপাতি ব্যয়, অন্যান্য ব্যয়, এবং ভাড়া। রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় নিম্নবর্ণিত ব্যয়সমূহে বিভক্ত, যথাঃ রক্ষণাবেক্ষণ তদারকি ও প্রকৌশল, অবকাঠামো রক্ষণাবেক্ষণ ও উন্নয়ন, পাইপের রক্ষণাবেক্ষণ, কমপ্রেসর স্টেশন (compressor station) এর যন্ত্রপাতির রক্ষণাবেক্ষণ, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশনের যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ, গ্যাস ম্যানিফোল্ড স্টেশনের যন্ত্রপাতির রক্ষণাবেক্ষণ, স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন (SCADA & Telecommunication) যন্ত্রপাতির রক্ষণাবেক্ষণ, ক্যাথোডিক প্রটেকশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ এবং অন্যান্য যন্ত্রপাতির রক্ষণাবেক্ষণ।

২.৩.৪.২.২.২। গ্রাহক হিসাব সংক্রান্ত ব্যয়

গ্রাহক হিসাব সংক্রান্ত ব্যয় কেবলমাত্র পরিচালন ব্যয় হিসাবে বিবেচিত হয়। তদারকি, মিটার রিডিং, গ্রাহক রেকর্ড ও বিল আদায়, অনাদায়যোগ্য হিসাব, এবং গ্রাহক হিসাব সম্পর্কিত বিবিধ ব্যয় ইহার অন্তর্ভুক্ত।

২.৩.৪.২.২.৩। বিক্রয় ব্যয়

বিক্রয় ব্যয় কেবলমাত্র পরিচালন ব্যয় হিসাবে বিবেচিত হয়। তদারকি, বিক্রয়, বিজ্ঞাপন, এবং বিক্রয় সম্পর্কিত বিবিধ ব্যয় ইহার অন্তর্ভুক্ত।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.৪.২.২.৪ । **প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়**

প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয় দুইটি শ্রেণীতে বিভক্ত, যথা ঃ পরিচালন ব্যয় এবং রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়; তবে এই ব্যয়ের বৃহদাংশই পরিচালন সংশ্লিষ্ট। পরিচালন ব্যয়ের মধ্যে রহিয়াছেঃ প্রশাসনিক ও বেতন-ভাতাদি, অফিস সরবরাহ, হায়ার্ড সার্ভিসেস (hired services), সঞ্চালন পাইপলাইন ও স্থাপনা বীমা, সম্পত্তি বীমা, আহত ও ক্ষতিগ্রস্ত কর্মচারীদের জন্য ব্যয়, কর্মচারীদের পেনশন ও অন্যান্য সুবিধা, ফ্রান্সাইজিং (Franchising), লাইসেন্স ফী, বিবিধ ব্যয়, এবং ভাড়া ইত্যাদি। রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত কেবলমাত্র সাধারণ প্লান্ট (plant)-এর রক্ষণাবেক্ষণ জনিত ব্যয়।

২.৩.৪.২.২.৫ । **বৈদিশিক মুদ্রা বিনিময়ে হ্রাস-বৃদ্ধি (Foreign Currency Exchange Fluctuation)**

২.৩.৪.২.২.৫.১ । আন্তর্জাতিক আর্থিক প্রতিষ্ঠান হইতে গৃহীত বৈদেশিক ঋণ পরিশোধের ক্ষেত্রে আন্তর্জাতিক মুদ্রার বিপরীতে বাংলাদেশ টাকার বিনিময় হারের হ্রাস-বৃদ্ধির কারণে ঋণগ্রহণকারী প্রতিষ্ঠান রাজস্ব ক্ষতির সম্মুখীন হইতে পারে, কেননা ঋণ পরিশোধে সমপরিমাণ বৈদেশিক মূদ্রা স্থানীয় মুদ্রায় হিসাবভুক্ত করা হয়। যদিও ঋণ সম্পর্কিত, তবুও এই ক্ষতি ব্যয় হিসাবে গণ্য হইবে। ইহা নিম্নরূপে নির্ণীত হইবে, যথাঃ অর্থ বৎসরের শেষে প্রচলিত বিনিময় হার হইতে অর্থ বৎসরের শুরুতে প্রচলিত বিনিময় হার বিয়োগ করিতে হইবে, এবং বিয়োগফলকে উক্ত অর্থ বৎসরে পরিশোধিত ঋণের বৈদেশিক মুদ্রার পরিমাণ দ্বারা গুণ করিতে হইবে। ইহা প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

২.৩.৪.২.২.৫.২ । যে সকল মালামাল ও যন্ত্রপাতি ইতোমধ্যে লাইসেন্সী হিসাবভুক্ত করিয়াছে উহাদের বিপরীতে ঋণ পরিশোধ জনিত বিনিময় হারের পার্থক্যের কারণে সেইসকল মালামাল ও যন্ত্রপাতির পুনরায় মূল্যায়ন করা যাইবে না, এবং বর্ণিত বিনিময় হারের পার্থক্য রেট নির্ণয়ের জন্য বিবেচিত হইবে না।

২.৩.৪.৩ । **অবচয় (Depreciation)**

যাচাই বর্ষে ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সকল সম্পদের বার্ষিক মোট অবচয়ের পরিমাণ অবচয় ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

২.৩.৪.৪ । **আয়কর ও অন্যান্য কর**

২.৩.৪.৪.১ । লাইসেন্সী কর্তৃক প্রদত্ত কর একটি ব্যয় যাহা নিয়ন্ত্রিত সেবা (regulated services) প্রদানের ক্ষেত্রে ব্যবসায়িক ব্যয় হিসাবে আদায়যোগ্য হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩.৪.৪.২। বাংলাদেশে সঞ্চালন লাইসেন্সীর পরিচালন দুই প্রকারের কর দ্বারা সরাসরি প্রভাবিত যথা ঃ ভূমিকর ও আয়কর।

২.৩.৪.৪.২.১। কর্মচারীর বেতন বা ঠিকাদারের বিল হইতে যে অর্থ লাইসেন্সী সরকারকে প্রদানের জন্য কাটিয়া রাখে তাহা ট্যারিফ রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে লাইসেন্সীর কস্ট অব সার্ভিসের অন্তর্ভুক্ত হইবে না। তবে উক্তরূপে কর্তিত অর্থের অতিরিক্ত কোন অর্থ লাইসেন্সী সরকারকে প্রদান করিলে তাহা সেবার ব্যয়ের একটি অংশ হিসাবে গণ্য হইবে। যদি লাইসেন্সী অন্য কোন কর পরিশোধ করে যাহা এই পদ্ধতিতে (methodology) আলোচিত হয় নাই কিন্তু যাহার প্রত্যক্ষ প্রভাব প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালনের উপর রহিয়াছে, তাহা হইলে উহা কস্ট অব সার্ভিসের একটি অংশ হিসাবে গণ্য হইবে।

২.৩.৪.৪.২.২। ভূমিকর সঞ্চালিত গ্যাসের পরিমাণ দ্বারা সরাসরি প্রভাবিত হয় না, এবং সাধারণতঃ ইহা বিবিধ ব্যয় হিসাবে প্রদর্শিত হয়।

২.৩.৪.৪.২.৩। সাধারণ্যে অনুন্মুক্ত ব্যবসায়ের (not publicly traded) কোম্পানীর ক্ষেত্রে এবং সাধারণ্যে উন্মুক্ত ব্যবসায়ের (publicly traded) কোম্পানীর ক্ষেত্রে আয়কর ভিন্ন ভিন্ন নির্ধারিত হারে আদায়যোগ্য হয়। সঞ্চালন লাইসেন্সীর ক্ষেত্রে উল্লিখিত যে কোন একটি কোম্পানীর (not publicly traded/publicly traded) হার প্রযোজ্য হইবে, এবং যে হারটি প্রযোজ্য হইবে তাহার সমর্থনে ট্যারিফ রেট আবেদনপত্রে তথ্য-প্রমাণ থাকিতে হইবে।

২.৩.৪.৪.৩। বাংলাদেশে পণ্য আমদানীর সময় একজন লাইসেন্সী মূল্য সংযোজন কর (VAT), আমদানী শুল্ক ও অগ্রিম আয়কর প্রদান করে। আমদানীকৃত পণ্যের চালান মূল্যের উপর নির্ধারিত হারে অগ্রিম আয়কর আরোপ করা হয়।

২.৩.৪.৪.৩.১। আমদানীকৃত পণ্যের উপর পরিশোধিত মূল্য সংযোজন কর (VAT) ও আমদানী শুল্ক সম্পদ বা পণ্যের সংগ্রহ ব্যয়ের একটি অংশ, তাই উহা উক্ত সম্পদ বা পণ্যের সংগ্রহ মূল্যের অন্তর্ভুক্ত হয়। এই মূল্যই অবচয় এবং রিটার্ণ অন অ্যাসেটস (Return on Assets) নির্ধারণে ব্যবহৃত হইবে।

২.৩.৪.৪.৩.২। যদি লাইসেন্সী কোন ক্রয়কৃত পণ্যের উপর মূল্য সংযোজন কর (VAT) প্রদান করে, তাহা হইলে উহা, ট্যারিফ রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে, উক্ত পণ্যের সংগ্রহ ব্যয়ের অংশরূপে সম্পদ বা পণ্যের প্রদর্শিত ব্যয় (book cost) এর অন্তর্ভুক্ত হইবে।

২.৩.৪.৪.৪। আমদানীকৃত পণ্যের উপর অগ্রিম আয়কর প্রদান ছাড়াও, লাইসেন্সী কর্তৃক সরকারকে ত্রৈমাসিক ভিত্তিতে প্রাক্কলিত অগ্রিম আয়কর প্রদান করিতে হয়। লাইসেন্সী সংশ্লিষ্ট অর্থ বৎসরের জন্য করের একটি প্রাক্কলন প্রস্তুত করে। লাইসেন্সীর দায়িত্ব করের একটি নির্ধারিত অংশ অগ্রিম প্রদান করা। প্রত্যেক তিন মাস পর পর, লাইসেন্সী বিগত তিন মাসের প্রকৃত আয় ও করের

দায়ের ভিত্তিতে পরবর্তী তিন মাসের প্রাক্কলন সমন্বয় করে। অর্থ বৎসর শেষে, প্রদেয় আয়করের সহিত ত্রৈমাসিক ভিত্তিতে প্রদত্ত অগ্রিম আয়কর এবং পণ্য আমদানীর সময় প্রদত্ত অগ্রিম আয়কর সমন্বয় করিয়া নীট প্রদেয় আয়কর সরকারকে প্রদান করিতে হয়। যদি অগ্রিম প্রদত্ত আয়করের মোট পরিমাণ একই অর্থ বৎসরে সরকারের প্রাপ্য আয়করের পরিমাণের অধিক হয়, তাহা হইলে অতিরিক্ত আয়কর প্রদান করিতে হয় না, এবং অগ্রিম প্রদত্ত আয়করের উদ্বৃত্ত অংশ পরবর্তী অর্থ বৎসরের হিসাবে স্থানান্তরিত হয়। অগ্রিম আয়কর একটি অগ্রিম-প্রদান (prepayment) এবং উহার একটি অংশ রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল (regulatory working capital) অন্তর্ভুক্ত হইবে, যেরূপ উপরে চলতি মূলধন অংশে বর্ণিত হইয়াছে।

২.৩.৪.৪.৫। কোন যাচাই বর্ষে ট্যারিফ রেট নির্ধারণের জন্য ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত আয়করের পরিমাণ হইবে ঐ যাচাই বর্ষের জন্য প্রযোজ্য এবং বাংলাদেশ সরকারকে প্রদত্ত আয়করের প্রকৃত পরিমাণ।

সুতরাং, কোন যাচাই বর্ষে ট্যারিফ রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে অন্তর্ভুক্ত করসমূহ নিম্নরূপঃ

করসমূহ = ভূমিকর + প্রদত্ত আয়কর

২.৩.৫। সুপারিশকৃত বার্ষিক পরিচালন রাজস্ব চাহিদা (Recommended Annual Operating Revenues Requirement)

২.৩.৫.১। সুপারিশকৃত বার্ষিক পরিচালন রাজস্ব চাহিদার পরিমাণ হইবে প্রস্তাবিত রিটার্ণ অন রেট বেজ (return on rate base) এবং চলতি বৎসরের অবচয় ও করসহ মোট পরিচালন ব্যয়ের সমষ্টি, যাহা নিম্নবর্ণিত সূত্রে প্রদর্শিত হইয়াছেঃ

সুপারিশকৃত বার্ষিক পরিচালন রাজস্ব চাহিদা = প্রস্তাবিত রিটার্ণ অন রেট বেজ + পরিচালন ব্যয়

২.৩.৫.২। লাইসেন্সী যাহাতে রাজস্ব চাহিদা অর্জন করিতে পারে তজ্জন্য রাজস্ব বৃদ্ধির পরিমাণ নির্ধারণের উদ্দেশ্যে উপরে বর্ণিত সুপারিশকৃত বার্ষিক পরিচালন রাজস্বের পরিমাণকে চলতি পরিচালন রাজস্বের সহিত তুলনা করা হয়।

২.৩.৬। মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব (Total Current Operating Revenue)

২.৩.৬.১। মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব নিম্নবর্ণিত আয়সমূহের সমষ্টি, যথাঃ সঞ্চালন সেবা বাবদ রাজস্ব, প্রদত্ত অন্যান্য সেবা হইতে আয়, সুদ বাবদ আয়, এবং বিবিধ আয়, যাহা নিম্নবর্ণিত সূত্রে প্রদর্শিত হইয়াছেঃ

মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব = সঞ্চালন + অন্যান্য সেবা + সুদ + বিবিধ

২.৩.৭। প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি (Proposed Revenue Increase)

২.৩.৭.১। চলতি পরিচালন রাজস্ব ও সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্বের মধ্যে যে পরিমাণ রাজস্বের পার্থক্য তাহাই প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি। এই রাজস্ব-বৃদ্ধি ট্যারিফ রেট বৃদ্ধি করিয়া অর্জিত হয় যাহা লাইসেন্সীকে সুপারিশকৃত রেট অব

Dhaka University Institutional Repository

রিটার্ণ (rate of return) অর্জন এবং পরিচালন ব্যয় নির্বাহের জন্য পর্যাপ্ত তহবিল লাভের সুযোগ প্রদান করে। নিম্নের সূত্রে ইহা প্রদর্শিত হইয়াছেঃ

প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি = সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব - চলতি রাজস্ব

২.৩.৭.২। উল্লিখিত প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধির উপর আয়কর প্রযোজ্য। সেই কারণে উক্ত প্রস্তাবিত রাজস্ব বৃদ্ধি চলতি রাজস্বের সহিত সরাসরি যোগ করিয়া বাস্তবায়ন করা হইলে লাইসেন্সী সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব লাভে ব্যর্থ হইবে। ভবিষ্যতে প্রাপ্য রাজস্ব বর্ধিত করের সমপরিমাণ কম হইবে। সুতরাং, লাইসেন্সী যাহাতে সুপারিশকৃত রাজস্বের সম্পূর্ণটাই অর্জন করিতে পারে তজ্জন্য রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ কিছুটা বাড়াইয়া (grossed up) হিসাব করিতে হইবে। বর্ধিত কর হিসাবে ধরিয়া উক্ত রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ আরও বৃদ্ধি করিতে হইবে। এইজন্য একটি রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর (revenue conversion factor) তৈরী করা হইয়াছে, যাহা দ্বারা প্রস্তাবিত রাজস্ব বৃদ্ধি নির্ণয় করা সম্ভব হইবে।

২.৩.৭.২.১। উল্লিখিত রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর একটি সূত্র দ্বারা নির্ণয় করা হয়। উক্ত সূত্র অনুযায়ী "১" সংখ্যাকে, অপর একটি "১" সংখ্যা হইতে প্রযোজ্য আয়কর হার বিয়োগ করিয়া যে বিয়োগফল পাওয়া যায়, তাহা দ্বারা ভাগ করা হয়, যেরূপ নিম্নে প্রদত্ত হইলঃ

রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর = ১ ÷ (১ - আয়কর হার)

২.৩.৭.২.২। এইভাবে কনভারশন ফ্যাক্টর নির্ণয়ের পর উহা দ্বারা প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণকে গুণ করিয়া সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি পাওয়া যাইবে, যাহা নিম্নরূপে প্রদত্ত হইল ঃ

সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি = প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি X রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর

২.৩.৮। **মোট সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা (Total Recommended Revenue Requirement)**

মোট সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা হইতেছে চলতি রাজস্ব এবং সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধির সমষ্টি, যেরূপ নিম্নের সূত্রে প্রদর্শিত হইয়াছে ঃ

সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা = মোট চলতি রাজস্ব + সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি

২.৪। **অভিন্ন সঞ্চালন রেট**

২.৪.১। ঘনমিটারকে এক ইউনিট ধরিয়া বার্ষিক সঞ্চালিত গ্যাসের মোট ইউনিট সংখ্যা দ্বারা সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদাকে ভাগ করিলে যে ভাগফল পাওয়া যাইবে তাহাই হইবে অভিন্ন সঞ্চালন রেট। নিম্নের সূত্রে ইহা প্রদর্শিত হইল ঃ

সঞ্চালন রেট = সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা ÷ বার্ষিক সঞ্চালিত গ্যাসের পরিমাণ।

৩। **হিসাবের উদাহরণ ও সূত্রসমূহের সার-সংক্ষেপ**

৩.১। এই পদ্ধতি (methodology) অনুযায়ী অভিন্ন সঞ্চালন রেটের একটি সামগ্রিক হিসাবের উদাহরণ ব্যাখ্যাসহ **পরিশিষ্ট 'ক'** তে প্রদান করা হইয়াছে।

৩.২। এই পদ্ধতিতে (methodology) বর্ণিত সঞ্চালন ট্যারিফ পদ্ধতির (methodology) সূত্রসমূহের সার-সংক্ষেপ **পরিশিষ্ট 'খ'** তে প্রদান করা হইয়াছে।

পরিশিষ্ট 'ক'

অভিন্ন সঞ্চালন রেট

(Uniform Transmission Rate)

[তফসিলের অনুচ্ছেদ ৩.১ দ্রষ্টব্য]

নিম্নে সেবা সংক্রান্ত ব্যয়ের (Cost of Service) একটি নমুনা হিসাব সার-সংক্ষেপ প্রদত্ত হইল, ইহাতে সেবার ব্যয় (Cost of Service) কিভাবে চূড়ান্ত সুপারিশ প্রণয়নে ভূমিকা রাখে উহার একটি নির্বাহী সার-সংক্ষেপ পাওয়া যাইবে। পরে আরও বিস্তারিত তথ্য প্রদান করা হইয়াছে, যাহা হইতে এই নমুনা হিসাবে ব্যবহৃত অংকসমূহ সম্পর্কে জানা যাইবে।

সেবার ব্যয়ের নমুনা হিসাব সার-সংক্ষেপ		
১। রেট বেজ (Rate Base)		
সেবায় ব্যবহৃত সঞ্চালন সম্পদ (Transmission Assets in Service)	টাঃ	২৪,২৫০,০০০,০০০
রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল	টাঃ	১৭২,০০০,০০০
পুঞ্জীভূত অবচয়	টাঃ	-৭,৭৬০,০০০,০০০
নেট রেট বেজ	টাঃ	১৬,৬৬২,০০০,০০০
২। প্রস্তাবিত রেট অব রিটার্ণ (Rate of Return) (দশমিক)		০.১
৩। প্রস্তাবিত রিটার্ণ অন রেট বেজ (Proposed Return on Rate Base)	টাঃ	১,৬৬৬,২০০,০০০
৪। পরিচালন ব্যয়		
মোট পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ	টাঃ	৪৬০,০৫০,০০০
অবচয় (যাচাই বর্ষ)	টাঃ	৮৫৩,০০০,০০০
আয়কর ব্যতীত অন্যান্য কর	টাঃ	৫০,০০০,০০০
আয়কর প্রদানের পুর্বে মোট পরিচালন ব্যয়	টাঃ	১,৩৬৩,০৫০,০০০
আয়কর (৩৭.৫%)	টাঃ	৩২,০০০,০০০
মোট পরিচালন ব্যয়	টাঃ	১,৩৯৫,০৫০,০০০
৫। সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব (Recommended Operating Revenue)	টাঃ	৩,০৬১,২৫০,০০০
৬। চলতি পরিচালন রাজস্ব (Current Operating Revenue)		
সঞ্চালন সেবা বিক্রয় (Transmission Service Sales)	টা ঃ	২,৬০০,০০০,০০০
প্রদত্ত সেবা হইতে আয়	টা ঃ	৬,০০০,০০০
সুদ বাবদ আয়	টা ঃ	৭৫,০০০,০০০
বিবিধ রাজস্ব আয়	টা ঃ	০
মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব	টা ঃ	২,৬৮১,০০০,০০০
৭। প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি	টা ঃ	৩৮০,২৫০,০০০
৮। রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর (Revenue Conversion Factor)		১.৬
৯। সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি	টা ঃ	৬০৮,৪০০,০০০
১০। মোট সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা	টা ঃ	৩,২৮৯,৪০০,০০০
১১। সঞ্চালিত গ্যাসের পরিমান (ঘন মিটার)		৮,৮৬৪,০০০,০০০
প্রস্তাবিত সঞ্চালন রেট (টাঃ প্রতি ঘন মিটার) ঃ		০.৩৭১

হিসাবের সাধারণ ব্যাখ্যা

হিসাব ১

এই উদাহরণ অনুযায়ী, কোম্পানীর অবকাঠামোগত সম্পদের প্রকৃত ব্যয় এবং রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল এর সমষ্টি কোম্পানীর সম্পদ। অতঃপর উহা হইতে অবকাঠামোগত সম্পদের পুঞ্জীভূত অবচয় বিয়োগ করা হইয়াছে। এইভাবে প্রাপ্ত সম্পদের অবশিষ্ট মূল্যই হইল অবকাঠামোগত সম্পদের নীট প্রদর্শিত মূল্য (book value)। রিটার্ণ অন অ্যাসেটস (Return on Assets) নিরূপণের জন্য ইহাকেই হিসাবের ভিত্তি ধরা হয়। সম্পদে (Assets) আর কি কি অন্তর্ভুক্ত হইতে পারে সেই সম্পর্কে বিস্তারিত আলোচনা এই পদ্ধতিতে (methodology) অন্যত্র করা হইয়াছে।

হিসাব ২

এই উদাহরণের জন্য একটি আনুমানিক রেট অব রিটার্ণ (rate of return) ধরা হইয়াছে। রেট নিরূপণের উদ্দেশ্যে কোন রেগুলেটরী ব্যবস্থাপনায়, রেট বেজ (rate base) এর উপর রেট অব রিটার্ণ একটি সামগ্রিক আর্থিক ও অর্থনৈতিক বিশ্লেষণের ফল। এই রিটার্ণ প্রয়োগ দ্বারা প্রাপ্ত চূড়ান্ত রেট গ্রাহক এবং ভোক্তার জন্য যতদূর সম্ভব সহায়ক হইবে; কারণ এই রেট নির্ধারণ প্রক্রিয়ায়, ব্যবহৃত হিসাব-রক্ষণ ও আর্থিক নীতিমালা অনুযায়ী ইহাই হইবে সম্ভাব্য সর্বনিম্ন ব্যয়। সঞ্চালন কোম্পানীর নিকটও ইহা যতদূর সম্ভব সহায়ক বলিয়া বিবেচিত হইবে উহার নির্ভরযোগ্য প্রাকৃতিক গ্যাস সেবা প্রদানে সক্ষমতার জন্য এবং ইহার ফলে উহার ব্যয় পুনরুদ্ধার, সঞ্চালন ব্যবস্থা রক্ষণাবেক্ষণ ও উন্নয়নের জন্য অর্থনৈতিক সক্ষমতা অর্জিত হইবে। আয় যুক্তিসঙ্গতভাবে পর্যাপ্ত হইবে, ফলে কোম্পানীর আর্থিক স্বচ্ছলতায় আস্থা অর্জিত হইবে এবং জনগণের প্রতি উহার দায়িত্ব যথাযথভাবে পালনের জন্য প্রয়োজনীয় অর্থ লাভে সক্ষম হইবে। রেট অব রিটার্ণ নির্ধারণে এই পদ্ধতির (methodoloty) অন্যত্র আরও বিস্তারিত আলোচনা করা হইয়াছে।

হিসাব ৩

সম্পদের সমষ্টি হইতে পুঞ্জীভূত অবচয় বিয়োগের পর অবশিষ্ট সম্পদকে হিসাব ২ এ বর্ণিত রেট অব রিটার্ণ দ্বারা গুণ করা হয়। ইহাতে কোয়ালিফাইং রেট বেজের উপর প্রস্তাবিত রিটার্ণ পাওয়া যায়। সম্পদে বিনিয়োগের ভিত্তিতে কোন প্রতিষ্ঠানকে এই পরিমাণ আয় অর্জন করিতে দেওয়া যায়।

হিসাব ৪

এখানে সকল ব্যয় যোগ করা হইয়াছে। সাধারণ পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় ছাড়াও করকেও একটি ব্যয়ের হিসাবে ধরা হইয়াছে। অন্যান্য পরিচালন ব্যয়ের ন্যায় আয়করও ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত যেহেতু ইহাও কোম্পানীর একটি ব্যয়। সেবার এইরূপ ব্যয় বিশ্লেষণের অন্যতম উদ্দেশ্য এমন একটি রেট নির্ধারণ করা যাহা সকল ব্যয় সঙ্কুলান করিবে এবং তদতিরিক্ত পরিচালন তহবিলেরও যোগান দিবে যাহা সঞ্চালন ব্যবস্থার সম্প্রসারণে ব্যবহার করা যাইবে এবং পরিচালনে বিনিয়োগ অব্যাহত রাখার জন্য বিনিয়োগকারীদের মূলধন যোগান দিবে।

হিসাব ৫

হিসাব ৩ এ হিসাবকৃত রিটার্ণ অন রেট বেজে এবং হিসাব ৪ এ হিসাবকৃত পরিচালন ব্যয়ের সমষ্টি যোগ করিয়া সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব হিসাব করা হয়। এই পরিমাণ রাজস্বই কোম্পানীর এই মূহূর্তে প্রাপ্য।

হিসাব ৬

এই হিসাবে সকল চলতি রাজস্ব যোগ করা হইয়াছে।

হিসাব ৭

এখানে হিসাব ৬ এ হিসাবকৃত চলতি রাজস্ব হিসাব ৫ এ হিসাবকৃত সুপারিশকৃত রাজস্ব হইতে বিয়োগ করা হইয়াছে এবং এই বিয়োগফলই হইতেছে সুপারিশকৃত রাজস্ব অর্জনের জন্য চলতি রাজস্ব যে পরিমাণ বৃদ্ধি করা প্রয়োজন সেই পরিমাণ।

হিসাব ৮

এখানে একটি রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর (revenue conversion factor) নির্ণয় করা হইয়াছে। ইহার সূত্রটি হইতেছে "১" সংখ্যাকে অপর একটি "১" সংখ্যা হইতে প্রযোজ্য আয়কর হার বিয়োগের পর বিয়োগফল দ্বারা ভাগ করা। প্রদত্ত উদাহরণে হিসাবটি এইরূপে করা হইয়াছেঃ ১÷(১ - ০.৩৭৫), যাহা ১.৬ এর সমান, আয়কর হার ধরা হইয়াছে ৩৭.৫%। এইরূপ হিসাব করার কারণ এই যে, হিসাব ৭ এ হিসাবকৃত রাজস্ব বৃদ্ধি যদি আয়ের অংশরূপে প্রাপ্ত হয় তাহা হইলে উহার উপরও আয়কর প্রযোজ্য হইবে ফলে কোম্পানী কর পরিশোধের পর সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি লাভ করিতে পারিবে না। সুতরাং, রাজস্ব-বৃদ্ধিকে করের সহিত সমন্বয় সাধন প্রয়োজন (grossed up), যাহাতে কর পরিশোধের পর প্রাপ্ত নীট রাজস্ব সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধির সমান হয়।

হিসাব ৯

এখানে হিসাব ৭ এর প্রস্তাবিত রাজস্ব বৃদ্ধিকে হিসাব ৮ এ নির্ণীত রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর দ্বারা গুণ করা হইয়াছে।

হিসাব ১০

এখানে হিসাব ৬ এর চলতি রাজস্বকে হিসাব ৯ এর প্রস্তাবিত রাজস্ব বৃদ্ধির সহিত যোগ করা হইয়াছে এবং ইহা হইতে মোট রাজস্ব চাহিদার পরিমাণ পাওয়া গিয়াছে। ইহাই মোট রাজস্ব পরিমাণ যাহা সঞ্চালন কোম্পানীর সকল ব্যয় সঙ্কুলান ও সম্পদের উপর আয় অর্জনের জন্য আরোপিত রেট হইতে অর্জিত হওয়া প্রয়োজন।

হিসাব ১১

এখানে সঞ্চালন ব্যবস্থায় পরিবাহিত গ্যাসের বার্ষিক মোট পরিমাণ ঘনমিটারে হিসাব করা হইয়াছে।

হিসাব ১২

এখানে হিসাব ১০ এ হিসাবকৃত রাজস্ব চাহিদা হিসাব ১১ এ প্রদর্শিত সঞ্চালিত গ্যাসের পরিমাণ দ্বারা ভাগ করা হইয়াছে এবং ইহা হইতে প্রতি ঘনমিটারের রেট পাওয়া গিয়াছে এবং তাহাই হইবে সঞ্চালন কোম্পানী কর্তৃক উহার গ্রাহকদের উপর আরোপযোগ্য রেট।

এই উদাহরণটি একটি মোটামুটি হিসাব, তবে ইহাতে সঞ্চালন রেট নিরূপণের প্রধান স্তরসমূহ প্রদর্শিত হইয়াছে। ধারণা করা হয় যে, গ্রাহকদের সকলে একইরূপ সঞ্চালন রেট লাভ করিবে এবং উক্ত রেট সঞ্চালনের দূরত্ব নির্বিশেষে সকল ক্ষেত্রে একইরূপ হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

পরিশিষ্ট 'খ'

সঞ্চালন ট্যারিফ পদ্ধতির (methodology) সূত্রসমূহের সার-সংক্ষেপ

[তফসিলের অনুচ্ছেদ ৩.২ দ্রষ্টব্য]

নিম্নে বর্ণিত সূত্রসমূহ ব্যবহার করিয়া একটি ন্যায্য ও যুক্তিসঙ্গত প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন ট্যারিফ নির্ধারিণ করা যায়। এই ফর্মুলাসমূহের প্রয়োগ সংক্রান্ত বিস্তারিত তথ্য এই পদ্ধতিতে (methodology) ইতোমধ্যে আলোচিত হইয়াছে।

<u>ফর্মুলাসমূহ ঃ</u>

মোট বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা = রিটার্ণ অন রেট বেজ + মোট ব্যয়

রেট বেজ = ব্যবহৃত ও ব্যবহারযোগ্য সম্পদের অবচয়িত মূল্য + রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল

ট্রান্সমিশন রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল = নগদ চলতি মূলধন + মওজুত মালামাল ও সরবরাহ + অগ্রিম প্রদান

নগদ চলতি মূলধন = ১/৬ X (বার্ষিক পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়)

মওজুত মালামাল ও সরবরাহ = (মওজুত মালামাল ও সরবরাহ বার মাসের মোট মূল্য)/১২

$$\text{অ্যাভারেজ কস্ট অব ক্যাপিটাল} = \frac{[(\text{ইকুইটি মূলধন} \times \text{ইকুইটির শতকরা হার}) + (\text{ঋণ মূলধন} \times \text{ঋণের শতকরা হার})]}{(\text{ইকুইটি মূলধন} + \text{ঋণ মূলধন})}$$

$$\text{ইকুইটির শতকরা হার} = \frac{[(\text{কমন স্টক পরিমাণ} \times \text{লভ্যাংশের হার}) + (\text{অবশিষ্ট ইকুইটির পরিমাণ} \times \text{নন-স্টক রেট})]}{(\text{কমন স্টক পরিমাণ} + \text{অবশিষ্ট ইকুইটি পরিমাণ})}$$

$$\text{ঋণের হার \%} = \frac{[(\text{দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ} \times \text{ঋণের হার}) + (\text{প্রেফার্ড স্টক পরিমাণ} \times \text{লভ্যাংশের হার})]}{(\text{দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ} + \text{প্রেফার্ড স্টক পরিমাণ})}$$

মোট ব্যয় = পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় + অবচয় + আয়কর ও অন্যান্য কর

সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব = প্রস্তাবিত রিটার্ণ অন রেট বেজ + পরিচালন ব্যয়

মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব = সঞ্চালন + অন্যান্য সেবা + সুদ+ বিবিধ

প্রস্তাবিত রাজস্ব বৃদ্ধি = সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব - চলতি রাজস্ব

রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর = ১ / (১ - আয়কর হার)

সুপারিশকৃত রাজস্ব বৃদ্ধি = প্রস্তাবিত রাজস্ব বৃদ্ধি X রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর

সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা = মোট চলতি রাজস্ব + সুপারিশকৃত রাজস্ব বৃদ্ধি

সঞ্চালন রেট = সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা / বার্ষিক সঞ্চালিত গ্যাস ইউনিটের পরিমাণ*

*** অভিন্ন রেট ও সেবার মান বিবেচনায়।**

কমিশনের আদেশক্রমে,

সৈয়দ ইউসুফ হোসেন
চেয়ারম্যান।

Dhaka University Institutional Repository

Annexure-J

Dhaka University Institutional Repository

গণপ্রজাতন্ত্রী বাংলাদেশ সরকার
বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন

প্রজ্ঞাপন

তারিখ ..../...............

বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সনের ১৩ নং আইন) এর ধারা ৩৪ এর উদ্দেশ্য পূরণকল্পে, বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন উক্ত আইনের ধারা ৫৯ এ প্রদত্ত ক্ষমতাবলে নিম্নরূপ প্রবিধানমালা প্রণয়ন করিল, যথা ঃ-

১। **সংক্ষিপ্ত শিরোনাম ও প্রবর্তন**।- (১) এই প্রবিধানমালা বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন (প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ ট্যারিফ) প্রবিধানমালা, ২০১০ নামে অভিহিত হইবে।

(২) ইহা অবিলম্বে কার্যকর হইবে।

২। **সংজ্ঞা**।- বিষয় বা প্রসঙ্গের পরিপন্থী কোন কিছু না থাকিলে, এই প্রবিধানমালায়-

(ক) "আইন" অর্থ বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন আইন, ২০০৩ (২০০৩ সনের ১৩ নং আইন);

(খ) "আবেদনপত্র" অর্থ এই প্রবিধানমালার অধীন প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ ট্যারিফ নির্ধারণ বা বিদ্যমান ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ফরমে আবেদনকারী কর্তৃক কমিশনে দাখিলকৃত কোন আবেদনপত্র;

(গ) "কম্প্রেসর স্টেশন" অর্থ গ্যাস সঞ্চালন পাইপলাইন, বিতরণ পাইপলাইন বা গ্যাসাধারের গ্যাসের চাপ বৃদ্ধির জন্য প্রয়োজনীয় যন্ত্রাদি ও অন্যান্য সরঞ্জামসহ স্থপনা;

(ঘ) "কমিশন" অর্থ আইনের অধীন প্রতিষ্ঠিত বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন;

(ঙ) "কারিগরী মূল্যায়ন টিম" অর্থ এই প্রবিধানমালার অধীন প্রাপ্ত আবেদনপত্র মূল্যায়নের জন্য কমিশন কর্তৃক গঠিত কারিগরী মূল্যায়ন টিম;

(চ) "গ্রাহক (Customer)" অর্থ কোন প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সী যে প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন লাইসেন্সীর নিকট হইতে প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন সেবা গ্রহণ করে;

(ছ) "চলতি মূলধন" অর্থ কোন সেবা প্রদান শুরু হইবার এবং উক্ত সেবার মূল্য প্রাপ্তির মধ্যবর্তী সময়ে লাইসেন্সীর কার্যক্রম পরিচালনার জন্য প্রয়োজনীয় নগদ অর্থ;

(জ) "ট্যারিফ" অর্থ প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ সেবার মূল্য হার;

(ঝ) "ট্যারিফ শিডিউল" অর্থ প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ সেবার মূল্য হার ও উহা প্রয়োগের শর্তাবলী সম্বলিত বিবরণী;

(ঞ) "তফসিল" অর্থ এই প্রবিধানমালার সহিত সংযোজিত তফসিল;

Dhaka University Institutional Repository

(ট) "পদ্ধতি (Methodology)" অর্থ আইনের ধারা ৩৪ এ উল্লিখিত এবং এই প্রবিধানমালার তফসিলে বর্ণিত প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণের ট্যারিফ নির্ধারণ পদ্ধতি;

(ঠ) "ভোক্তা (Consumer)" অর্থ যে ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান তাহার আঙ্গিনা বা স্থাপনায় কোন প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর নিকট হইতে গ্যাস সরবরাহ পাইয়াছে;

(ড) "লাইসেন্সী" অর্থ আইনের অধীন প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণের জন্য লাইসেন্সপ্রাপ্ত কোন ব্যক্তি বা প্রতিষ্ঠান।

(ঢ) "সিটি গেইট স্টেশন (City Gate Station or CGS)" অর্থ এমন একটি স্থান যেখানে গ্যাসের নিয়ন্ত্রণ প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন পাইপ লাইন হইতে স্থানীয় প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর নিকট অর্পিত হয়;

৩। **ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তনের জন্য আবেদন ও ফিস**।- (১) আইনের ধারা ৩৪ এর বিধান অনুযায়ী, প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তনের জন্য লাইসেন্সী কমিশনের নিকট তৎকর্তৃক নির্ধারিত ফরমে, উপ-প্রবিধান (২) ও (৩) এর বিধানাবলী অনুসরণক্রমে, আবেদন করিতে পারিবে।

(২) উপ-প্রবিধান (১) এ বর্ণিত আবেদনপত্রের সহিত কমিশন কর্তৃক, সময় সময়, এতদুদ্দেশ্যে নির্ধারিত ফিস বাংলাদেশের যে কোন তফসিলী ব্যাংক হইতে কমিশনের নামে প্রদত্ত ডিমাণ্ড ড্রাফট বা পে-অর্ডার আকারে প্রদান করিতে হইবে।

(৩) আবেদনপত্রের ছয়টি মুদ্রিত প্রতিলিপি এবং দুইটি মাইক্রোসফট ওয়ার্ড (Microsoft Word), এক্সেল (Excel) অথবা অ্যাকসেস (Access) রীতির ইলেক্ট্রনিক ফরম্যাটে সিডি/ডিভিডি রম (CD/DVD ROM) এ ধারণকৃত প্রতিলিপি দাখিল করিতে হইবে।

৪। **ট্যারিফ নির্ধারণের জন্য আবেদনপত্রের সহিত সংযোজনীয় কাগজপত্র ও তথ্যাদি**।- প্রবিধান ৩ এর অধীন ট্যারিফ নির্ধারণের জন্য আবেদনপত্রের সহিত নিম্নবর্ণিত কাগজপত্র ও তথ্যাদি প্রদান করিতে হইবে, যথাঃ-

(ক) আবেদনপত্রের সহিত সংযোজিত কাগজপত্রের একটি তালিকা;

(খ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ শিডিউল অনুযায়ী সেবা কার্যক্রম শুরু করিবার প্রত্যাশিত তারিখ;

(গ) যাহাদের নিকট ট্যারিফ শিডিউল প্রেরণ করা হইবে তাহাদের নাম ও ঠিকানা;

(ঘ) যে ধরণের সেবাসমূহ প্রদান করা হইবে তাহার সংক্ষিপ্ত বিবরণ এবং প্রত্যেকটি সেবার জন্য প্রস্তাবিত ট্যারিফ;

(ঙ) ট্যারিফ ও ট্যারিফ পরিবর্তন সম্বলিত শর্তাবলী, লাইসেন্সী ও ভোক্তার মধ্যে সম্পাদিত চুক্তিতে যথাযথভাবে অর্ন্তভুক্ত হইয়াছে মর্মে একটি সার-সংক্ষেপ;

Dhaka University Institutional Repository

(চ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ শিডিউল অনুযায়ী লেনদেন ও রাজস্ব আয়ের একটি প্রাক্কলিত হিসাব, উহাতে যে মাসে সেবা প্রদান শুরু হইবে তাহার অব্যবহিত পরবর্তী বার মাসে প্রদেয় সেবা ও প্রাপ্য রাজস্ব আয়ের এক বৎসরের মাসওয়ারী প্রাক্কলিত হিসাবের উল্লেখ থাকিবে;

(ছ) ট্যারিফ শিডিউলে প্রস্তাবিত রেটের ভিত্তি এবং কিভাবে উহা নির্ধারিত হইয়াছে তাহার ব্যাখ্যা;

(জ) প্রস্তাবিত রেট নির্ধারণের লক্ষ্যে যে সকল ব্যয়ের (সম্পূর্ণ ব্যয়িত, বৃদ্ধিজনিত বা অন্যবিধ) হিসাব করা হইয়াছে, উক্ত রেটের যৌক্তিকতা বিবেচনার জন্য, উহাদের বিস্তারিত বিবরণসহ একটি সংক্ষিপ্ত বিবরণী;

(ঝ) আবেদনকারীর বা অন্য কোন নিয়ন্ত্রিত প্রতিষ্ঠানের একই প্রকার বিতরণ সেবা, আন্তঃসংযোগ বা অন্য কোন সহায়ক সেবার ক্ষেত্রে প্রযোজ্য রেটের সহিত প্রস্তাবিত রেটের একটি তুলনামূলক বিবরণী;

(ঞ) সেবার বিস্তারিত শর্তাবলীসহ, সংশ্লিষ্ট বিতরণ, আন্তঃসংযোগ ও সহায়ক সেবার চুক্তিসমূহের অনুলিপি।

৫। **ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য আবেদনপত্রের সহিত সংযোজনীয় কাগজপত্র ও তথ্যাদি**।- প্রবিধান ৩ এর অধীন ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য আবেদনপত্রের সহিত নিম্নবর্ণিত কাগজপত্র সংযোজন ও তথ্যাদি প্রদান করিতে হইবে, যথাঃ-

(ক) কালানুক্রমিক বর্ণনাসহ (historical trend) প্রস্তাবিত ট্যারিফের সার-সংক্ষেপ;

(খ) ট্যারিফ পরিবর্তনের প্রস্তাবের যৌক্তিকতা;

(গ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ নির্ধারণে গৃহীত পদ্ধতির বিস্তারিত বিবরণ;

(ঘ) নিম্নবর্ণিত বিষয়সমূহের উল্লেখসহ, ট্যারিফ পরিবর্তনের ফলে প্রভাবিত হইতে পারে এইরূপ ব্যক্তি ও প্রতিষ্ঠানের বর্ণনাঃ

(অ) অনুরূপ ব্যক্তি ও প্রতিষ্ঠানের সহিত আবেদনকারীর বর্তমান সম্পর্ক; এবং

(আ) প্রস্তাবিত পরিবর্তনের পর কিরূপ সম্পর্কের উদ্ভব হইতে পারে;

(ঙ) বিগত সর্বশেষ ধারাবাহিক তিন বৎসরের নিরীক্ষিত বাৎসরিক হিসাব বিবরণী;

(চ) প্রস্তাব পেশকালীন চলতি বৎসরের সাময়িক হিসাব বিবরণী;

(ছ) বর্তমান আর্থিক অবস্থা এবং প্রস্তাবিত ট্যারিফ পরিবর্তনের ফলে ভবিষ্যৎ সম্ভাব্য আর্থিক অবস্থার তুলনামূলক বিবরণী;

(জ) প্রস্তাব অনুমোদিত না হইলে সম্ভাব্য আর্থিক প্রভাবের বিস্তারিত বিবরণ;

(ঝ) ট্যারিফ প্রস্তাব পেশ করার পরবর্তী বৎসরের আর্থিক পূর্বাভাস;

(ঞ) বিগত তিন বৎসরের লাভ-ক্ষতির প্রতিবেদন;

(ট) সেবার বিস্তারিত শর্তাবলীসহ, আবেদনকারীর মতে প্রস্তাব মূল্যায়নে সহায়ক হইতে পারে এইরূপ অন্য যে কোন তথ্য।

৬। **আবেদনপত্র গ্রহণ ও পরীক্ষা**।- (১) প্রবিধান ৩ এর অধীন কোন আবেদনপত্র প্রাপ্তির অনধিক ত্রিশ কর্মদিবসের মধ্যে কমিশন নিজে বা উহার নিকট হইতে ক্ষমতাপ্রাপ্ত কোন কর্মকর্তা বা তৎকর্তৃক গঠিত কারিগরী মূল্যায়ন টিম উক্ত আবেদনপত্র পরীক্ষা করিবে।

(২) কমিশন, কারিগরী মূল্যায়ন টিমের পরামর্শ অনুযায়ী, প্রয়োজন মনে করিলে, আবেদনপত্র প্রাপ্তির অনধিক পনের কর্মদিবসের মধ্যে, আবেদনপত্র মূল্যায়নের জন্য অতিরিক্ত তথ্য বা কাগজপত্র আদেশ প্রাপ্তির অনধিক সাত কর্মদিবসের মধ্যে সরবরাহ বা দাখিল করিবার জন্য আবেদনকারীকে আদেশ দান করিতে পারিবে।

(৩) উপ-প্রবিধান (২) অনুযায়ী অতিরিক্ত তথ্য বা কাগজপত্র প্রাপ্তির পর, কমিশন আবেদনপত্রের প্রাপ্তি লিপিবদ্ধ করিবে এবং কমিশনের নিয়মিত প্রশাসনিক সভায় কারিগরী মূল্যায়ন টিমকর্তৃক প্রস্তুতকৃত একটি সার-সংক্ষেপ উপস্থাপন করিবে। উক্ত সভায় আবেদনপত্রটি বিবেচনার জন্য গৃহীত হইলে সভার তারিখ আবেদনপত্রটি আনুষ্ঠানিকভাবে গৃহীত হইবার তারিখ হিসাবে গণ্য হইবে।

(৪) প্রস্তাবিত ট্যারিফ শিডিউল বা উহার অংশবিশেষ কমিশনের বিবেচনাধীন থাকাকালে সংশ্লিষ্ট লাইসেন্সী উক্ত ট্যারিফ শিডিউল বা উহার অংশবিশেষ পরিবর্তন করিতে পারিবে না।

৭। **মূল্যায়নের পূর্বে আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান**।- (১) প্রবিধান ৬ এর উপ-প্রবিধান (২) অনুযায়ী অতিরিক্ত তথ্য বা কাগজপত্র সরবরাহ করা না হইলে কমিশন কোন আবেদনপত্র বিবেচনার জন্য গ্রহণ করিবে না।

(২) উপ-প্রবিধান (১) এ বর্ণিত অবস্থায় কমিশন আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিতে পারিবে, তবে অনুরূপ প্রত্যাখ্যানের পূর্বে আবেদনকারীকে আত্মপক্ষ সমর্থনের সুযোগ প্রদান করিতে হইবে।

৮। **গণবিজ্ঞপ্তি ও নোটিশ প্রদান**।- (১) প্রবিধান ৩ এর অধীন প্রাপ্ত আবেদনপত্র যুক্তিসঙ্গত বিবেচিত হইলে কমিশন দুইটি বহুল প্রচারিত জাতীয় দৈনিক পত্রিকায় এতদ্সম্পর্কে একটি গণবিজ্ঞপ্তি প্রকাশ করিবে।

(২) আবেদনপত্র দ্বারা প্রভাবিত হইতে পারে অথবা উহাতে স্বার্থ রহিয়াছে এইরূপ পক্ষ বা পক্ষগণকে এবং যাহাদের বিশেষ জ্ঞান ও দক্ষতা কমিশনের সিদ্ধান্ত গ্রহণে সহায়ক হইতে পারে তাহাদিগকে কমিশন এতদ্সম্পর্কে যথাযথ নোটিশ প্রদান করিবে।

(৩) কমিশন নিম্নবর্ণিত যে কোন এক বা একাধিক পন্থায় উপ-প্রবিধান (২) এ উল্লিখিত নোটিশ প্রদান করিতে পারিবে, যথাঃ-

(ক) বাহকের মাধ্যমে হাতে হাতে প্রদান;

(খ) প্রাপ্তি স্বীকারপত্রসহ রেজিস্টার্ড ডাক বা কুরিয়ারযোগে প্রেরণ; এবং

(গ) প্রয়োজনবোধে, অন্য যে কোন পন্থায় প্রদান বা প্রেরণ।

(৪) কোন ব্যক্তিকে নোটিশ প্রদান করিতে হইলে, তাহা উক্ত ব্যক্তির নিকট তাহার প্রদত্ত ঠিকানায় অথবা তিনি বা তাহার প্রতিনিধি যে স্থানে সাধারণতঃ বসবাস করেন অথবা ব্যবসায় পরিচালনা করেন অথবা অর্থ উপার্জনের জন্য কাজ করেন সেই স্থানে প্রেরণ করা যাইবে।

(৫) এই প্রবিধানের অধীন গণবিজ্ঞপ্তি প্রকাশ ও নোটিশ প্রদানের ব্যয় সংশ্লিষ্ট আবেদনকারী বহন করিবেন।

৯। **আবেদনকারীর সহিত যোগাযোগ**।- (১) ট্যারিফ নির্ধারণ বা বিদ্যমান ট্যারিফের পরিবর্তন বিবেচনার জন্য কমিশন কর্তৃক কোন আবেদনপত্র আনুষ্ঠানিকভাবে গৃহীত হইবার পর হইতে কমিশন কর্তৃক উহার সিদ্ধান্ত আবেদনকারীকে লিখিতভাবে না জানানো পর্যন্ত আবেদনকারীর সহিত সকল যোগাযোগ কমিশন বা উহার প্রতিনিধি কর্তৃক লিখিতভাবে হইবে।

(২) আবেদনকারীর সহিত সকল যোগাযোগ কেবলমাত্র ব্যাখ্যা ও অতিরিক্ত তথ্য সম্পর্কে হইবে, যাহা আবেদনকারী কমিশনকে লিখিতভাবে সরবরাহ করিবে।

১০। **পদ্ধতি (methodology) অনুযায়ী আবেদনপত্রের মূল্যায়ন**।- (১) কোন আবেদনপত্র আনুষ্ঠানিকভাবে গৃহীত হইবার পর কমিশন উহার কারিগরী মূল্যায়ন টিম দ্বারা উহা মূল্যায়নের ব্যবস্থা করিবে; তফসিলে বর্ণিত পদ্ধতি (methodology) অনুযায়ী আবেদনপত্র মূল্যায়ন করা হইবে।

(২) আবেদনপত্র মূল্যায়নের উদ্দেশ্যে প্রয়োজনীয় তথ্যাদি সংগ্রহের জন্য কারিগরী মূল্যায়ন টিম তদন্ত অনুষ্ঠান করিতে পারিবে এবং সাধারণভাবে উহার বিবেচনায় প্রয়োজনীয় যে কোন ব্যবস্থা গ্রহণ করিতে পারিবে; আবেদনপত্রের মূল্যায়ন প্রক্রিয়ায় কারিগরী মূল্যায়ন টিম কমিশনে কর্মরত সংশ্লিষ্ট উপদেষ্টার সহায়তা গ্রহণ করিতে পারিবে।

১১। **মূল্যায়ন প্রতিবেদন অনুমোদন**।- কারিগরী মূল্যায়ন টিম কর্তৃক আবেদনপত্র মূল্যায়নের পর উহার মূল্যায়ন প্রতিবেদন কমিশন শুনানীতে উপস্থাপনের জন্য অনুমোদন করিতে পারিবে।

১২। **শুনানী**।- (১) প্রবিধান ১১ এর অধীন মূল্যায়ন প্রতিবেদন অনুমোদনের অনধিক ষাট কর্মদিবসের মধ্যে কমিশন একটি শুনানীর ব্যবস্থা করিবে, যেখানে বিষয়ের সহিত সংশ্লিষ্ট সকল পক্ষ ট্যারিফ আবেদনপত্র সম্পর্কে সাক্ষ্য-প্রমান উপস্থাপন করিতে পারিবে এবং তাহাদিগকে সেই সম্পর্কে জেরা করা যাইবে। উক্ত শুনানী কমিশনের শুনানী প্রবিধানমালা অনুযায়ী অনুষ্ঠিত হইবে।

(২) কমিশন কর্মকর্তাগণ শুনানী গ্রহণ কালে আবেদনপত্র সম্পর্কে তাহাদের বিশ্লেষণ এবং কমিশন কর্তৃক গ্রহণীয় ব্যবস্থা সম্পর্কে তাহাদের সুপারিশ ব্যাখ্যাসহ উহার অনুকূলে লিখিত সাক্ষ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করিবেন এবং সম্ভাব্য জেরার জন্য প্রস্তুত থাকিবেন। উক্ত সাক্ষ্য-প্রমাণের অনুলিপি সংশ্লিষ্ট বিষয়ে নিবন্ধিত পক্ষগণের নিকট শুনানীর তারিখের অন্ততঃ সাত কর্মদিবস পূর্বে পৌঁছাইতে হইবে। অনুরূপভাবে, কমিশন কর্মকর্তাগণ ব্যতীত অন্যান্য পক্ষ সংশ্লিষ্ট বিষয়ে কোন সাক্ষ্য-প্রমাণ পেশ করিতে ইচ্ছুক হইলে তাহারা উহার অনুলিপি কমিশন ও নিবন্ধিত অন্যান্য পক্ষের নিকট শুনানীর তারিখের অন্ততঃ সাত কর্মদিবস পূর্বে পৌঁছাইবে।

(৩) কোন ব্যক্তি শুনানীতে অংশগ্রহণ বা আপত্তি উত্থাপনে ইচ্ছুক হইলে অথবা আবেদনপত্র সম্পর্কে ভিন্নমত প্রকাশ করিতে চাহিলে তিনি, প্রবিধান ৮ এর অধীন গণবিজ্ঞপ্তি প্রকাশ বা নোটিশ প্রদানের অনধিক পনের

Dhaka University Institutional Repository

কর্মদিবসের মধ্যে, নিজ বক্তব্য বা মতামত স্বীয় স্বাক্ষরযুক্ত একটি মূল ও চারটি অনুলিপি আকারে, তাঁহার নাম, পূর্ণ ঠিকানা ও বক্তব্য বা মতামতের অনুকূলে যৌক্তিক কারণ উল্লেখসহ, কমিশনের নিকট দাখিল করিবেন।

(৪) উপ-প্রবিধান (৩) এ উল্লিখিত বক্তব্য বা মতামত কমিশন কর্তৃক, সময় সময়, এতদুদ্দেশ্যে নির্ধারিত ফিসসহ দাখিল করিতে হইবে।

(৫) উপ-প্রবিধান (৩) এর অধীন কোন বক্তব্য বা মতামত দাখিল করা হইলে কমিশন উহা পর্যালোচনা করিয়া দেখিবে এবং অনুরূপ বক্তব্য বা মতামত দাখিলকারী কোন ব্যক্তিকে উপযুক্ত মনে করিলে তাহাকে সংশ্লিষ্ট বিষয়ে একটি পক্ষ হিসাবে গ্রহণ করিতে পারিবে; উক্ত ব্যক্তির শুনানীতে অংশগ্রহণ কমিশনের শুনানী প্রবিধানমালার বিধানাবলী অনুযায়ী অনুষ্ঠিত হইবে।

(৬) কমিশন কোন ব্যক্তির বক্তব্য বা মতামত শুনানী গ্রহণ ব্যতীত প্রত্যাখ্যান করিলে উক্ত ব্যক্তি তাহার বক্তব্য বা মতামতের অনুকূলে অতিরিক্ত তথ্য প্রমাণ প্রদান সাপেক্ষে শুনানীতে অংশগ্রহণ করিতে পারিবে।

১৩। **শুনানী গ্রহণের পর আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান**।- (১) কোন আবেদনপত্রের উপর শুনানী গ্রহণের পর কমিশন নিম্নবর্ণিত যে কোন এক বা একাধিক কারণে উক্ত আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিতে পারিবে, যথাঃ-

(ক) আবেদনপত্রের সহিত সংযোজিত কাগজপত্র এই প্রবিধানমালার আবশ্যকতা পূরণে ব্যর্থ হইলে;

(খ) দাখিলকৃত কাগজপত্র মূলতঃ মিথ্যা তথ্য প্রদান করিলে;

(গ) আবেদনকারী বাংলাদেশের অন্যান্য প্রচলিত আইন ভঙ্গ করিলে;

(ঘ) আইন, এই প্রবিধানমালা অথবা কমিশনকর্তৃক প্রণীত অন্য যে কোন প্রবিধানমালার অধীন আবেদনকারীর ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তনের জন্য আবেদন করার অধিকার না থাকিলে।

(২) উপ-প্রবিধান (১) এর অধীন কমিশন কোন আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিলে উহার কারণ লিপিবদ্ধ করিবে এবং প্রত্যাখ্যান করার তারিখ হইতে অনধিক ত্রিশ কর্মদিবসের মধ্যে তৎসম্পর্কে আবেদনকারীকে অবহিত করিবে।

(৩) কমিশন সংশ্লিষ্ট আবেদনকারীর শুনানী গ্রহণ বা তাহাকে লিখিত বক্তব্য উপস্থাপনের সুযোগ প্রদান ব্যতীত কোন আবেদনপত্র প্রত্যাখ্যান করিবে না।

১৪। **কমিশনের সিদ্ধান্ত**।- (১) কমিশন কোন আবেদনপত্র সম্পর্কে, আগ্রহী পক্ষগণের শুনানী গ্রহণ এবং ট্যারিফ প্রস্তাবসহ সকল তথ্যাদি প্রাপ্তির পর, অনধিক নব্বই কর্মদিবসের মধ্যে, উহার সিদ্ধান্ত প্রদান করিবে এবং তাহা বিজ্ঞপ্তি আকারে জারী করিবে।

(২) কমিশনের সকল সিদ্ধান্ত ও আদেশ চূড়ান্ত বলিয়া গণ্য হইবে।

(৩) কমিশনকর্তৃক চূড়ান্ত আদেশ প্রদান সত্ত্বেও, কোন পক্ষ কমিশনের কোন সিদ্ধান্ত বা আদেশ সম্পর্কে অবহিত হইবার অনধিক ত্রিশ কর্মদিবসের মধ্যে কমিশনের নিকট উক্ত সিদ্ধান্ত বা আদেশ পুনর্বিবেচনার জন্য আবেদন

Dhaka University Institutional Repository

করিতে পারিবে; এইরূপ আবেদনপত্র ও তৎসম্পর্কে কমিশনের কার্যাবলী কমিশনের শুনানী প্রবিধানমালার বিধানাবলী অনুযায়ী নিষ্পন্ন হইবে।

(৪) কমিশনের সকল আদেশ ও সিদ্ধান্তের অনুলিপি কমিশনের নিকট হইতে এতদুদ্দেশ্যে ক্ষমতাপ্রাপ্ত কর্মকর্তার স্বাক্ষর ও কমিশনের সীলমোহর দ্বারা সত্যায়িত করা যাইবে।

(৫) এই প্রবিধানের অধীন যে কোন দলিল বা আদেশের অনুলিপি, কমিশনকর্তৃক, সময় সময়, এতদুদ্দেশ্যে নির্ধারিত ফিসের বিনিময়ে, যে কোন ব্যক্তি সংগ্রহ করিতে পারিবে।

১৫। **ট্যারিফ কার্যকর থাকিবার মেয়াদ**।- (১) কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ট্যারিফ তৎকর্তৃক প্রদত্ত আদেশে যে তারিখ নির্ধারিত হইবে সেই তারিখে কার্যকর হইবে।

(২) যতদিন পর্যন্ত সংশ্লিষ্ট লাইসেন্সী বা কোন প্রকৃত ক্ষতিগ্রস্ত পক্ষ ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য কমিশনের নিকট আবেদন না করিবে অথবা কমিশন স্বেচ্ছায় ট্যারিফ পরিবর্তনের উদ্যোগ গ্রহণ না করিবে ততদিন পর্যন্ত কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ট্যারিফ কার্যকর থাকিবে।

(৩) কমিশন কর্তৃক নির্ধারিত ট্যারিফ কার্যকর হইবার তারিখ হইতে পরবর্তী বার মাসের মধ্যে উহা পরিবর্তনের জন্য কোন অবেদনপত্র বিবেচিত হইবে না, তবে যদি জ্বালানী মূল্যের পরিবর্তনসহ অন্য কোন পরিবর্তন আবেদনকারী প্রমাণ করিতে সক্ষম হন তাহা হইলে এই বিধান শিথিলযোগ্য হইবে।

১৬। **ট্যারিফ নির্ধারণ বা পরিবর্তন সম্পর্কে বিজ্ঞপ্তি**।- (১) লাইসেন্সী ট্যারিফ আবেদনপত্র সম্পর্কে কমিশন কর্তৃক প্রবিধান ১৪(১) এর অধীন প্রদত্ত সিদ্ধান্তের ব্যাপক প্রচারের ব্যবস্থা করিবে।

(২) লাইসেন্সী প্রত্যেক ভোক্তার নিকট কমিশন কর্তৃক অনুমোদিত নূতন ট্যারিফ বা বিদ্যমান ট্যারিফের পরিবর্তন সম্পর্কে বিজ্ঞপ্তি প্রেরণ করিবে।

(৩) ট্যারিফ পরিবর্তনের ক্ষেত্রে, লাইসেন্সী উক্ত বিজ্ঞপ্তির সহিত বিদ্যমান ট্যারিফ শিডিউলও সংযুক্ত করিবে।

Dhaka University Institutional Repository

তফসিল

[প্রবিধান ১০(১) দ্রষ্টব্য]

বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন
প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ ট্যারিফ নির্ধারণ পদ্ধতি (Methodology)

১। **সূচনা**

১.১। প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ ট্যারিফের এই পদ্ধতির (methodology) উদ্দেশ্য এমন একটি মানদণ্ড প্রতিষ্ঠা করা যাহা বিতরণ ট্যারিফ নির্ধারণে লাইসেন্সী কর্তৃক ব্যবহৃত হইবে। একটি নির্দিষ্ট পদ্ধতি বিদ্যমান থাকার কারণে লাইসেন্সী তাহার ট্যারিফ পরিবর্তনের আবেদনের সম্ভাব্য ফলাফল সম্পর্কে পূর্বেই ধারণা লাভ করিতে সক্ষম হইবে। একইভাবে ভোক্তা ও অন্যান্য স্বার্থ সংশ্লিষ্ট পক্ষও কমিশন কর্তৃক ট্যারিফ প্রস্তাব পরীক্ষার প্রতি এই ভাবিয়া আস্থাশীল থাকিবে যে, কমিশন কর্তৃক অনুসৃত পদ্ধতির মান পেশাদারিত্বের ভিত্তিতে নির্ণীত হইয়াছে। এইরূপ মান নির্ধারণ কমিশন কর্মকর্তাগণকে ট্যারিফ আবেদন পরীক্ষার জন্য একটি নির্ভরযোগ্য ভিত্তি প্রদান করে।

১.২। বিতরণ লাইসেন্সীর প্রয়োজন অনুযায়ী অবস্থাভেদে তাহার সেবার ধরণ বাছাই এর সুযোগ থাকিবে।

১.৩। প্রত্যেক বিতরণ লাইসেন্সী তাহার ট্যারিফ সংক্রান্ত নির্দেশাবলী প্রকাশ করিবে, যাহা সকল পক্ষের নিকট সহজলভ্য হইবে এবং যাহাতে সেবার রেট, স্থায়ী প্রকৃতির কোন চার্জ, এবং সেবা প্রদান, সেবার অবসান, বিলম্ব মাশুল, বিরোধ নিষ্পত্তির প্রক্রিয়া প্রভৃতি সম্পর্কে যথাযথ নিয়ম ও শর্তাবলীর উল্লেখ থাকিবে।

১.৪। প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সী প্রাকৃতিক গ্যাস সঞ্চালন লাইসেন্সীর সহিত গ্যাস পরিবহন এবং উক্ত সঞ্চালন লাইসেন্সীর মালিকানাধীন সিটি গেইট স্টেশন/রেগুলেটিং এন্ড মিটারিং স্টেশন/ম্যানিফোল্ড স্টেশন-এর বহির্গামী ব্যবস্থা হইতে গ্যাস গ্রহণের চুক্তি সম্পাদন করিবে। প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সী তাহার সকল ভোক্তার সহিত সেবা চুক্তি সম্পাদন করিবে। চুক্তি সম্পাদন সম্পূর্ণ হইবার সময় ভোক্তাগণকে সেবা প্রাপ্তির নিয়ম ও শর্তাবলী এবং বিদ্যমান রেট সম্পর্কে অবহিত করিতে হইবে।

১.৫। বিতরণ লাইসেন্সীর প্রত্যেক ভোক্তা প্রতি মাসে একটি বিস্তারিত বিল পাইবেন। উক্ত বিলে, অন্যান্য বিষয়ের মধ্যে, গ্যাস পণ্যের রেট এবং ভোক্তাদের নিকট সেবা পৌঁছাইবার জন্য বিতরণ রেট এই দুই এর সমষ্টি, এবং অন্য কোন প্রযোজ্য ভোক্তা চার্জ থাকিলে তাহার উল্লেখ থাকিবে।

২। **প্রাকৃতিক গ্যাস পণ্য রেট**

২.১। ঘন মিটারের ভিত্তিতে সকল পাইকারী প্রাকৃতিক গ্যাস ক্রয়ের ভারিত গড় (weighted average) হইতেছে প্রাকৃতিক গ্যাস পণ্য রেট।

২.২। বিতরণ লাইসেন্সী ভোক্তার বিলের জ্বালানী অংশের উপর কোন মুনাফা অর্জন করিবে না।

Dhaka University Institutional Repository

২.৩। বিতরণ লাইসেন্সীর নিকট গ্যাস পরিবহন বাবদ ব্যয় এবং পরিবহন ক্ষতি (transmission loss) প্রাকৃতিক গ্যাস পণ্য রেটের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

২.৪। খুচরা ভোক্তাদের জন্য জ্বালানী বিলের রেট নির্ণয়ের উদ্দেশ্যে, উল্লিখিত মোট ব্যয় প্রাপ্ত প্রাকৃতিক গ্যাসের পরিমাণ দ্বারা ভাগ করা হইবে। বিলের মেয়াদের গ্যাস পণ্য ব্যয় নিরূপণের জন্য বিলের ভোক্তার গ্যাস পণ্যের অংশ উক্ত রেট দ্বারা গুণ করা হইবে।

২.৫। একক পাইকারী সরবরাহকারীর ক্ষেত্রে, জ্বালানী অংশের হিসাব নিম্নরূপ করা হইবে, যথাঃ-

গ্যাস পণ্য রেট = (পাইকারী প্রাকৃতিক গ্যাস ব্যয় + পরিবহন ব্যয় +পরিবহন ক্ষতি) ÷ প্রাপ্ত ঘনমিটার

যেখানে ঃ

পরিবহন ক্ষতি = (% ক্ষতি X প্রাপ্ত ঘনমিটার পরিমাণ X পাইকারী প্রাকৃতিক গ্যাস ব্যয়) ÷ প্রাপ্ত ঘনমিটার

২.৬। বিতরণ লাইসেন্সীর ভোক্তা বিলের গ্যাস পণ্য রেট নির্ণয়ের হিসাব কমিশন কর্তৃক নিরীক্ষিত হইবে।

২.৭। ভোক্তা বিলের গ্যাস পণ্যের অংশটি বিতরণ সেবা রেট, ভোক্তা চার্জ ও বিবিধ চার্জ নির্ধারণের জন্য ব্যবহৃত রেট বেজ হইতে সম্পূর্ণ স্বতন্ত্র। সেবা রেট ও অন্যান্য চার্জের পরিবর্তন হইতে সম্পূর্ণ স্বতন্ত্ররূপে গ্যাস পণ্য রেট প্রতি তিন মাস অন্তর সংশোধিত হইবে।

৩। **প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ সেবা রেট**

৩.১। **সার-সংক্ষেপ**

৩.১.১। উক্ত পদ্ধতিতে নির্ধারিত রেট ভোক্তাগণকে স্বল্পতম ব্যয়ে সেবা প্রদানে, লাইসেন্সীর জন্য তাহার সকল পরিচালন ব্যয় সঙ্কুলানের উদ্দেশ্যে পর্যাপ্ত রাজস্ব আয়ের সুযোগ সৃষ্টিতে, লাইসেন্সীর পরিচালন ব্যবস্থার ক্রমাগত উন্নয়ন সাধনে এবং বিনিয়োগের জন্য মূলধন আকর্ষণে সহায়ক হইবে।

৩.১.২। উক্ত পদ্ধতিতে নির্ধারিত রেট সেবার একেকটি শ্রেণীর ব্যয়ের (class cost of service) ভিত্তিতে নির্ধারিত। প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর (consumer class) রেট শিডিউল সেবা গ্রহণকারী ভোক্তাদের নিকট ন্যায্য ও যুক্তিসঙ্গত হইতে হইবে। একইরূপ সেবা গ্রহণকারী ভোক্তাদের অভিন্ন চার্জ প্রদান করিতে হইবে। চার্জের বিভিন্নতা ব্যয়ের বিভিন্নতার সহিত সাযুজ্যপূর্ণ হইবে। ব্যয় ও রাজস্বের মধ্যে সম্পূর্ণ সমতা স্বল্প সময়ের মধ্যে অর্জন করা দুঃসাধ্য হইতে পারে। বিদ্যমান রেট এবং এই পদ্ধতি (methodology) অনুযায়ী নির্ণীত রেটের মধ্যে উল্লেখযোগ্য ব্যবধান থাকিলে, প্রত্যেক ভোক্তা শেষোক্ত রেটকে অযৌক্তিক মনে করিতে পারে। রেট নির্ধারণের ক্ষেত্রে ধারাবাহিকতা বজায় রাখা গুরুত্বপূর্ণ এবং এই পদ্ধতির (methodology) মানদণ্ড অনুসরণের জন্য বেশ কিছু সময়ের প্রয়োজন হইবে। প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর রেট-বৃদ্ধি নির্ধারণে করের প্রভাব সমন্বয় করা হয়। রাজস্ব চাহিদা হইতে ভোক্তা চার্জ বাবদ আহরিত রাজস্ব বিয়োগ করা হইবে, যদি সংশ্লিষ্ট শ্রেণীর রেট-বৃদ্ধি প্রতিষ্ঠাকল্পে অন্তর্নিহিত ব্যয় রাজস্ব চাহিদায় অন্তর্ভুক্ত করা হইয়া থাকে। কোন শ্রেণীর বিতরণ রেট নির্ধারণের জন্য উক্ত শ্রেণীর বিদ্যমান রাজস্বের সহিত প্রস্তাবিত রেট-বৃদ্ধি যোগ

Dhaka University Institutional Repository

করা হইবে এবং প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য বিতরণকৃত গ্যাস ইউনিটের যাচাই বর্ষ (Test Year) এর পরিমাণ দ্বারা উহাকে ভাগ করা হইবে।

৩.১.৩। এই পদ্ধতিতে আলোচিত শ্রেণীসমূহের মধ্যে আবাসিক রেট–নির্দিষ্ট রেট (fixed rate) এবং মিটারযুক্ত রেটের (metered rate) মধ্যে বিভক্ত হইবে। সমগ্র আবাসিক শ্রেণীর রাজস্ব চাহিদা সম্পূর্ণরূপে আবাসিক নির্দিষ্ট ও মিটারযুক্ত রেট দ্বারা পূরণ হইবে। কোনরূপ পরোক্ষ ভর্তুকি প্রদান করা যাইবে না, যেখানে বাণিজ্যিক, শিল্প প্রভৃতি শ্রেণীর রাজস্ব আবাসিক শ্রেণীর রাজস্বের সমর্থনে ব্যবহৃত হইবে।

৩.২ **যাচাই বর্ষ (Test Year)**

৩.২.১। যাচাই বর্ষ (Test Year) একটি প্রমিত (standardized) মেয়াদ যাহা রেট নির্ধারণের জন্য অভিন্ন উপাত্ত প্রদান করে। আবেদনকারী এই মেয়াদের ভিত্তিতে কোম্পানীর সকল উপাত্ত সংকলন করে। যাচাই বর্ষের উপাত্তের ভিত্তিতেই কমিশনের বিশ্লেষণ ও সিদ্ধান্ত গ্রহণ সম্পন্ন হয়।

৩.২.২। যাচাই বর্ষ বার মাসের একটি মেয়াদকাল যাহার পূর্ণাঙ্গ উপাত্ত বিদ্যমান রহিয়াছে। এই মেয়াদকালের সংকলিত উপাত্তের ভিত্তিতে কমিশন কর্মকর্তাগণ রেট ও ট্যারিফ আবেদনের আর্থিক ও অর্থনৈতিক বিশ্লেষণ করিয়া দেখিবেন আবেদন কতখানি যুক্তিসঙ্গত। কমিশন উহার নিকট দাখিলকৃত বিতরণ ট্যারিফ রেট আবেদনপত্রের জন্য ৩০ জুন সমাপ্য সাম্প্রতিকতম অর্থ বৎসরকে যাচাই বর্ষ হিসাবে গ্রহণ করে। যেক্ষেত্রে কোন বিতরণ আবেদনকারীর পূর্ব পরিচালন অভিজ্ঞতা নাই সেইক্ষেত্রে কমিশন একটি অর্থবৎসরের সর্বোত্তম প্রাক্কলিত হিসাব বিবেচনা করিবে।

৩.২.৩। প্রতি দুই বৎসর অন্তর, প্রত্যেক বিতরণ লাইসেন্সী আবাসিক নির্দিষ্ট ট্যারিফ শ্রেণীর ভোক্তাদের ভোগকৃত গ্যাসের উপর সমীক্ষা চালাইবে। ভোক্তাদের মধ্য হইতে দৈবচয়ন ভিত্তিতে নির্বাচিত নমুনা অথবা যেখানে একই ট্যারিফের আওতাধীন ভোক্তাগণ একত্রিত হইতে পারেন সেখানে, নমুনা হিসাবে প্রতি তিন মাসে তাহাদের ভোগকৃত গ্যাসের পরিমাপ করা হইবে। প্রতিটি নির্দিষ্ট আবাসিক রেটের ক্ষেত্রে ৯৭% পরিসংখ্যান মানের আস্থা অর্জনের জন্য পরিসংখ্যানগত বিশ্লেষণের মাধ্যমে সময় ও নমুনা নির্ধারিত হইবে।

৩.৩। **কস্ট অব সার্ভিস (Cost of Service)**

৩.৩.১। কস্ট অব সার্ভিস প্রত্যেক শ্রেণীর সেবার রেট (আবাসিক, আবাসিক হারের বাণিজ্যিক, বাণিজ্যিক, শিল্প, সংকুচিত প্রাকৃতিক গ্যাস (CNG) জ্বালানী স্টেশন, মৌসুমী, ক্যাপটিভ (captive) বিদ্যুৎ, ক্ষুদ্র বিদ্যুৎ, আইপিপি (IPP), সরকারী বিদ্যুৎ উৎপাদন, নিশ্চিত ও বিঘ্নিত সরবরাহ ইত্যাদি) ব্যয়ের সহিত সামঞ্জস্যপূর্ণভাবে নির্ধারণ করে।

৩.৩.২। এই পদ্ধতিতে (methodology) আলোচিত শ্রেণী বৈশিষ্ট্যসমূহ বিতরণ লাইসেন্সীদের জন্য বাধ্যতামূলক নহে। বিতরণ লাইসেন্সীগণ তাহাদের বিতরণ চাহিদা যেন অত্যন্ত যথাযথভাবে

Dhaka University Institutional Repository

প্রতিফলিত হয় সেইরূপ ভোক্তা শ্রেণীর গঠন ও বৈশিষ্ট্য তাহাদের রেট আবেদনপত্রের অংশ হিসাবে উল্লেখ করিবে। শ্রেণীর সংখ্যা ও ধরণ নির্বিশেষে বরাদ্দ নীতি একইরূপ থাকিবে।

৩.৩.৩। শ্রেণী ভিত্তিক রাজস্ব চাহিদার সমষ্টি গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর সামগ্রিক রাজস্ব চাহিদার সমান হইবে।

৩.৩.৪। প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে, ব্যয় রিটার্ণ (cost return) ও রাজস্ব সরাসরি সংশ্লিষ্ট বিতরণ ভোক্তা শ্রেণীর প্রতি অর্পিত বা বরাদ্দকৃত হইবে।

৩.৩.৫। সংশ্লিষ্ট যাচাই বর্ষের জন্য নিরূপিত ব্যয়ের ভিত্তিতে সকল ব্যয়, আয় ও রেট নির্ণীত হইবে।

৩.৩.৬। সকল ব্যয় ও অন্যান্য আর্থিক উপাদান প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর, যেমন- আবাসিক বা শিল্প, উপর সরাসরি ন্যস্ত করা যায় না। সেই কারণে, কিছু ব্যয় বিষয় ভিত্তিতে সংশ্লিষ্ট শ্রেণীর জন্য হিসাবভুক্ত রাখিতে হইবে। উক্ত ব্যয় চাহিদা, পণ্য, ভোক্তা ও রাজস্ব বরাদ্দের ভিত্তিতে হইতে পারে। এই তফসিলের শেষাংশে হিসাবের ক্ষেত্রে ব্যবহৃত নির্দিষ্ট উপাদানসমূহ সম্পর্কে আলোচনা করা হইয়াছে।

৩.৪। রাজস্ব চাহিদা (Revenue Requirement)

৩.৪.১। সার-সংক্ষেপ

৩.৪.১.১। কোন বিতরণ লাইসেন্সী যে পরিমাণ আয় দ্বারা তাহার পরিচালন অব্যাহত রাখিতে, বিনিয়োগের জন্য মূলধন আকৃষ্ট করিতে এবং সর্বোপরি ভোক্তাদের স্বল্পতম ব্যয়ে সেবা প্রদান করিতে সক্ষম তাহাই রাজস্ব চাহিদা।

৩.৪.১.২। রিটার্ণ অন রেট বেজ (return on rate base) এবং বিতরণ প্রতিষ্ঠানের মোট বার্ষিক পরিচালন ব্যয়ের সমষ্টি মোট বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা (Revenue Requirement) হইবে।

মোট বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা = রিটার্ণ অন রেট বেজ + মোট ব্যয়

৩.৪.১.৩। প্রত্যেক শ্রেণীর সেবার জন্য রাজস্ব চাহিদা নিরূপিত হয়। সকল শ্রেণীর রাজস্ব চাহিদার সমষ্টি লাইসেন্সীর সামগ্রিক রাজস্ব চাহিদার সমান হইবে। যাচাই বর্ষের উপাত্তের ভিত্তিতে প্রত্যেক শ্রেণীর বার্ষিক রাজস্ব চাহিদা নির্ধারিত হয়। প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর বর্তমান রাজস্বের সহিত তুলনা করিয়া প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য রাজস্ব-বৃদ্ধি নির্ণয় করা হয়। রাজস্ব-বৃদ্ধি বলিতে ভোক্তা শ্রেণীর রাজস্ব চাহিদা অর্জনের জন্য বিতরণ প্রতিষ্ঠানের যে পরিমাণ অতিরিক্ত রাজস্বের প্রয়োজন তাহা বুঝায়। যেহেতু রাজস্ব-বৃদ্ধিও করযোগ্য, তাই প্রতিষ্ঠানটির রাজস্ব চাহিদা নিশ্চিতকল্পে যাহাতে প্রয়োজনীয় নীট আয় অর্জন করিতে পারে তজ্জন্য করের প্রভাব কাটাইয়া উঠিতে রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ বৃদ্ধি করা হয় এবং

Dhaka University Institutional Repository

তাহা করা হয় "গ্রস আপ" (gross up) ফ্যাক্টরের মাধ্যমে, যাহা রেভেনিউ কনভার্শন ফ্যাক্টর নামে অভিহিত। রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ একবার নির্ধারিত হইলে, যাচাই বর্ষের মোট রাজস্ব চাহিদা অর্জনের লক্ষ্যে উহা প্রত্যেক শ্রেণীর বর্তমান রাজস্বের সহিত যোগ করা হয়। অতঃপর শ্রেণীর বিতরণ রেট নির্ণয়ের জন্য উহাকে যাচাই বর্ষে বিতরণকৃত শ্রেণীর গ্যাসের মোট ইউনিট সংখ্যা দ্বারা ভাগ করা হয়।

৩.৪.২। **রেট বেজ বা কোয়ালিফাইং অ্যাসেটস** (Rate Base or Qualifying Assets)

৩.৪.২.১। **সার-সংক্ষেপ**

৩.৪.২.১.১। বিতরণ লাইসেন্সীর রেট বেজ বলিতে তাহার ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদের অবচয়িত মূল্য এবং রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটালের সমষ্টিকে বুঝায়।

রেট বেজ = ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদের অবচয়িত মূল্য + রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল

৩.৪.২.১.২। মোট রেট বেজ হইল প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর বিপরীতে সরাসরি অর্পিত ও বরাদ্দকৃত রেট বেজের সমষ্টি।

৩.৪.২.২। **ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদ (Used and Useful Assets)**

৩.৪.২.২.১। একটি গ্যাস বিতরণ প্রতিষ্ঠানের বিদ্যমান সম্পদ তিনটি শ্রেণীতে বিভক্ত: ইনট্যানজিবল প্লান্ট (intangible plant), বিতরণ প্লান্ট (distribution plant) এবং জেনারেল প্লান্ট (general plant)। প্লান্টের যথাযথ হিসাব কোড ও সংজ্ঞা ইত্যাদি কমিশনের অভিন্ন হিসাব পদ্ধতি (যখন প্রণীত হইবে) অনুযায়ী ব্যবহৃত হইবে।

৩.৪.২.২.১.১। ইনট্যানজিবল প্লান্ট, প্রতিষ্ঠান, লাইসেন্স ও অনুমতি এবং বিবিধ অদৃশ্যমান সম্পদ সমন্বয়ে গঠিত হইবে। চাহিদা বরাদ্দের ভিত্তিতে ইনট্যানজিবল প্লান্টের ব্যয় বরাদ্দ হইবে।

৩.৪.২.২.১.২। প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ প্লান্টের অন্তর্ভুক্ত সম্পদসমূহ নিম্নরূপ, যথাঃ- ভূমি ও ভূমি অধিকার, অবকাঠামো ও উহার উন্নয়ন, পাইপলাইন নেটওয়ার্ক, কন্ট্রোল প্যানেল, ক্যাথোডিক প্রটেকশন যন্ত্রপাতি, পিগ লঞ্চিং ও রিসিভিং (pig launching & receiving) স্টেশন, স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন (SCADA & Telecommunication) যন্ত্রপাতি, কম্প্রেসর স্টেশন যন্ত্রপাতি, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি- সাধারণ, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি- সিটি গেইট চেক স্টেশন, সেবা, মিটার ও মিটার স্থাপনা, আবাসিক গ্যাস-প্রেসার রেগুলেটর ও স্থাপনা, শিল্প ও বানিজ্য মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি, ভোক্তার আঙ্গিনায় অবস্থিত অন্যান্য সম্পদ এবং অন্যান্য যন্ত্রপাতি।

বিতরণ প্লান্টের অন্তর্ভুক্ত সম্পদসমূহের চাহিদা ও ভোক্তা সংক্রান্ত অ্যালোকেশন নিম্ন সারণীতে প্রদর্শিত হইলঃ

বিবরণ	অ্যালোকেশন	
	চাহিদা সংক্রান্ত	ভোক্তা সংক্রান্ত
ভূমি ও ভূমি অধিকার	X	
অবকাঠামো ও উহার উন্নয়ন	X	
পাইপলাইন নেটওয়ার্ক	X	
কন্ট্রোল প্যানেল	X	
ক্যাথোডিক প্রটেশন যন্ত্রপাতি	X	
পিগ লঞ্চিং ও রিসিভিং (pig launching & receiving) যন্ত্রপাতি	X	
স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন (SCADA & Telecommunication) যন্ত্রপাতি	X	
কমপ্রেসর স্টেশন যন্ত্রপাতি	X	
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি-সাধারণ	X	
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি-সিটি গেইট চেক স্টেশন	X	
সেবা		X
মিটার ও মিটার স্থাপনা		X
আবাসিক গ্যাস-প্রেসার রেগুলেটর ও স্থাপনা		X
বাল্ক, শিল্প ও বানিজ্য মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি		X
ভোক্তার আঙিনায় অবস্থিত অন্যান্য সম্পদ		X
অন্যান্য যন্ত্রপাতি	X	

৩.৪.২.২.১.৩। যেরূপ উপরের সারণীতে বর্ণিত হইয়াছে, ভোক্তা শ্রেণীকে তাহাদের চাহিদার ভিত্তিতে বিভিন্ন সম্পদ বরাদ্দ করা হয়। চাহিদা নির্দেশক (demand allocator) সম্পর্কে এই পদ্ধতিতে (methodology) বর্ণিত পরবর্তী আলোচনা অনুসারে উল্লেখযোগ্য যে, এই সকল প্লান্টের মোট প্রদর্শিত মূল্য (book value) প্রত্যেক শ্রেণীর চাহিদা নির্দেশক দ্বারা গুণ করিয়া সার-সংক্ষেপ ছকে অন্তর্ভুক্ত করা হইবে।

৩.৪.২.২.১.৪। সেবা, মিটার, ভোক্তার আঙ্গিনায় স্থাপিত কাঠামো, আবাসিক গ্যাস-প্রেসার রেগুলেটর ও স্থাপনা, শিল্প ও বানিজ্য মিটারিং ও রেগুলেটিং, অন্যান্য সম্পদ এবং অন্যান্য যন্ত্রপাতি ভোক্তা শ্রেণীকে সরাসরি অর্পণের ভিত্তিতে সংশ্লিষ্ট রেট শ্রেণীকে বরাদ্দ করা হয়। উদাহরণ স্বরূপ যেমন, আবাসিক মিটার, প্রেসার রেগুলেটর ও স্থাপনা ব্যয় সার-সংক্ষেপ সারণীতে আবাসিক ভোক্তাদের

Dhaka University Institutional Repository

অধীনে উল্লেখ করা হইয়াছে। অন্য যে কোন ব্যয়, যাহা সরাসরি ন্যস্ত করা যায় না এই পদ্ধতিতে (methodology) পরবর্তীতে উল্লিখিত ভোক্তা অ্যালোকেশন ফ্যাক্টর (allocation factor) দ্বারা গুণ করিয়া সার-সংক্ষেপ সারণীতে অন্তর্ভুক্ত করা হইবে।

৩.৪.২.২.১.৫। নূতন সম্পদ যখন ব্যবহৃত বা ব্যবহার্য হইবে তখন উহা রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে সম্পদ মূল্যায়নের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং উহার প্রকৃত ব্যয় উহার মূল্যরূপে নির্ধারিত হইবে।

৩.৪.২.২.১.৬। জেনারেল প্লান্ট (general plant) এর অন্তর্ভুক্ত সম্পদসমূহ নিম্নরূপ,যথাঃ- ভূমি ও ভূমি অধিকার, অবকাঠামো ও উহার উন্নয়ন, অফিস আসবাবপত্র ও যন্ত্রপাতি, পরিবহন যন্ত্রপাতি, ভাণ্ডার যন্ত্রপাতি, যন্ত্র (tools), ল্যাবরেটরী যন্ত্রপাতি, বিদ্যুৎ চালিত যন্ত্রপাতি, যোগাযোগ যন্ত্রপাতি এবং অন্যান্য দৃশ্যমান সম্পদ। চাহিদা ও জ্বালানী-সংশ্লিষ্ট ব্যয়ের ভিত্তিতে জেনারেল প্লান্টকে বরাদ্দ করা হইবে।

৩.৪.২.২.২। নূতন সম্পদ যখন ব্যবহৃত বা ব্যবহার্য হইবে তখন উহা রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে সম্পদ মূল্যায়নের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং উহার প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয়/মূল্য উহার মূল্যরূপে নির্ধারিত হইবে।

৩.৪.২.২.৩। অবচয় একটি প্রক্রিয়া যদ্দ্বারা অবচয়যোগ্য সম্পদের সংগ্রহ ব্যয়কে নীট স্যালভেজ ভ্যাল্যুর (net salvage value) সহিত সমন্বয় পূর্বক, একটি নিয়মানুগ ও যৌক্তিক উপায়ে উক্ত সম্পদের স্বাভাবিক ব্যবহারোপযোগী আয়ুষ্কালের উপর বণ্টন করিয়া দেওয়া হয়।

৩.৪.২.২.৩.১। সংযোজন ও উন্নয়নের প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয় সংশ্লিষ্ট বিতরণ প্লান্টের (plant) বিপরীতে হিসাবভুক্ত করা হইবে। কোন বিতরণ প্লান্ট সম্পদের স্বাভাবিক কার্যক্ষমতা লোপ পাইলে, নীট স্যালভেজ ভ্যাল্যু (net salvage value) ব্যতীত, অপসারণ ব্যয়সহ পুঞ্জীভূত অবচয় রিজার্ভের বিপরীতে উহার প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয় সমন্বয় করিতে হইবে। রক্ষণাবেক্ষণ, মেরামত ও ছোটখাট জিনিসের প্রতিস্থাপন ব্যয় পরিচালন ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

৩.৪.২.২.৩.২। ট্যারিফ রেট প্রণয়নের জন্য প্রতিষ্ঠানের হিসাব রক্ষণের উদ্দেশ্যে সকল জন-উপযোগ প্রতিষ্ঠান সম্পদের ক্ষেত্রে স্ট্রেইট লাইন অবচয় পদ্ধতি (straight-line depreciation method) প্রয়োগ করা কমিশন আবশ্যক মনে করে। সম্পদের ব্যবহারোপযোগী বা প্রমিত আয়ুষ্কাল বাংলাদেশ

Dhaka University Institutional Repository

একাউন্টিং স্ট্যান্ডার্ড (Bangladesh Accounting Standard) এবং কমিশন যেরূপ স্থির করিবে সেইরূপ অবচয় তফসিল অনুযায়ী নির্ধারিত হইবে।

৩.৪.২.২.৩.৩। চলতি সম্পদের বর্তমান বুক ভ্যালুর (book value) উপর স্থিরকৃত অবচয় খরচ হিসাবে মোট ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং সম্পদ মূল্যায়নের পরবর্তী কোন সংশোধনের ভিত্তিতে উহার পুনর্মূল্যায়ন হইবে না।

৩.৪.২.২.৩.৪। ট্যারিফ পরিবর্তনের জন্য আবেদন করিবার সময় প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সী নিম্নবর্ণিত তথ্য সম্বলিত একটি তফসিল দাখিল করিবে, যথাঃ- সম্পদের প্রকৃত সংগ্রহ ব্যয়, পুঞ্জীভূত অবচয়, অবচয় বাবদ হ্রাস করার পর সম্পদের নীট মূল্য, এবং যাচাই বর্ষের জন্য ট্যারিফ রেটের আবেদনপত্রে যে পরিমাণ অবচয় অন্তর্ভুক্ত করা হইবে।

৩.৪.২.২.৩.৫। ভোক্তা শ্রেণীকে যেরূপে প্লান্ট (plant) ব্যয় বরাদ্দ করা হয় সেই একইরূপে অবচয় ব্যয় বরাদ্দ করা হইবে।

৩.৪.২.৩। **রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল (Regulatory Working Capital)**

৩.৪.২.৩.১। **সার-সংক্ষেপ**

৩.৪.২.৩.১.১। রেট বেজ (rate base) এর সর্বশেষ প্রধান উপাদান রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল (regulatory working capital)। বিতরণ লাইসেন্সীর ট্যারিফ রেট পরিকল্পনায় "রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল" কথা সাধারণ হিসাব বিজ্ঞানের "ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল" কথা হইতে ভিন্ন অর্থ বহন করে। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল বলিতে বুঝায়, লাইসেন্সীর দৈনন্দিন পরিচালন ব্যয় নির্বাহের জন্য অর্থ যোগান দেওয়ার প্রয়াস এবং প্লান্ট-বহির্ভূত বিভিন্ন প্রকারের বিনিয়োগ যাহা লাইসেন্সীর চলমান পরিচালন অব্যাহত রাখার জন্য প্রয়োজনীয়। প্রকৃতপক্ষে, ইহা লাইসেন্সীর স্বাভাবিক পরিচালন তহবিল যাহার জের মাস হইতে মাসান্তরে চলিতে থাকে।

৩.৪.২.৩.১.২। ইহা নগদ চলতি মূলধন (cash working capital), মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ (materials and supplies inventory) এবং কোন অগ্রিম প্রদত্ত অর্থ থাকিলে উহার সমষ্টি।

বিতরণ রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল = নগদ চলতি মূলধন + মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ + অগ্রিম প্রদত্ত অর্থ

৩.৪.২.৩.২। **নগদ চলতি মুলধন (Cash Working Capital)**

৩.৪.২.৩.২.১। নগদ চলতি মূলধন বলিতে বুঝায়, সেবা প্রদানের জন্য যখন হইতে অর্থ ব্যয়ের প্রয়োজন তখন হইতে, সেবার বিনিময়ে যখন অর্থ পাওয়া যাইবে তখন পর্যন্ত

Dhaka University Institutional Repository

মেয়াদকালে পরিচালন ব্যয় নির্বাহ, নগদ জেরের ঘাটতি পূরণ এবং অনুরূপ অন্যান্য প্রয়োজনীয়তা পূরণের জন্য লাইসেন্সী প্রদত্ত নগদ অর্থ।

৩.৪.২.৩.২.২। সূত্র অনুযায়ী, এক বৎসরের পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়ের ১/৬ অংশ (মোটামুটি ষাট দিনের ব্যয়ের পরিমাণ) লাইসেন্সীর নগদ চলতি মূলধন থাকিবে। সুষ্ঠুভাবে পরিচালিত স্বাভাবিক একচেটিয়া (natural monopoly) ব্যবসার ক্ষেত্রে, এই হিসাবে সেবার বিনিময়ে অর্থ প্রাপ্তির পূর্বেই সেবার জন্য খরচের গড় হিসাব নির্ণয় করা হয় যাহা পরিচালনের জন্য লাইসেন্সীকে ব্যয় করিতে হইবে।

নগদ চলতি মূলধন = $\frac{১}{৬}$ X (বার্ষিক পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়)

৩.৪.২.৩.৩। **মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ (Materials and Supplies Inventory)**

৩.৪.২.৩.৩.১। মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ বলিতে বুঝায় সেবা প্রদানের জন্য দৈনন্দিন চাহিদা পূরণকল্পে লাইসেন্সীর প্রয়োজনীয় মালামাল ও সরবরাহ মূল্য (inventory value)।

৩.৪.২.৩.৩.২। এই উদ্দেশ্যে, যাচাই বর্ষের জন্য বার মাসের গড় ব্যবহৃত হয়।

মওজুদ মালামাল ও সরবরাহ মূল্য = (মওজুদ মালামাল ও সরবরাহের বার মাসের মোট মূল্য) ÷ ১২

৩.৪.২.৩.৪। **অগ্রিম-প্রদান (Prepayments)**

৩.৪.২.৩.৪.১। যে সময়ের জন্য প্রযোজ্য সেই সময়ের পূর্বে কোন অর্থ প্রদান করা হইলে তাহাকে অগ্রিম-প্রদান বলে। অগ্রিম ভাড়া, বীমা ও কর ইত্যাদি ইহার অন্তর্ভুক্ত। মওজুদ মালামাল ও সরবরাহের ক্ষেত্রে উপরে বর্ণিত মানদণ্ড অনুযায়ী সাধারণতঃ ইহার পরিমাণ নির্ণীত হয়।

৩.৪.২.৩.৪.২। গড় মাসিক পরিমাণ নির্ণয়ের জন্য একাধিক যাচাইবর্ষের তথ্য পর্যালোচনা করিতে হইবে। কারণ, কোন কোন অগ্রিম ব্যয় (যেমন, অগ্রিম প্রদত্ত বীমার কিস্তি) প্রায়শঃ এক বৎসরের অধিক সময়ের জন্য হইয়া থাকে। কোন একক খাতের অগ্রিম প্রদান যত দীর্ঘ সময়ের জন্য হউক না কেন, অগ্রিম প্রদত্ত অর্থসমূহ যোগ করিয়া যাচাই বর্ষের জন্য উহার গড় করিতে হইবে। উদাহরণস্বরূপ, কোন যাচাই বর্ষে যদি বীমার অর্থ তিন বৎসরের জন্য অগ্রিম প্রদান করা হয়, তাহা হইলে প্রদত্ত মোট অর্থের পরিমাণকে তিন দ্বারা ভাগ করিতে হইবে এবং, ট্যারিফ রেটের উদ্দেশ্যে, ভাগফল বার্ষিক অগ্রিম প্রদানের পরিমাণরূপে গণ্য হইবে। অতঃপর চলতি মূলধনের অন্তর্ভুক্ত করার উদ্দেশ্যে অগ্রিম প্রদানসমূহের মাসিক গড় মূল্য বাহির করিবার জন্য উহাকে বার মাস দ্বারা ভাগ করিতে হইবে।

৩.৪.২.৩.৪.৩। প্রদত্ত অগ্রিম আয়কর একটি অগ্রিম-প্রদান (Prepayments) যাহা রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এর অন্তর্ভুক্ত। আমদানীকৃত পণ্যের চালান মূল্যের উপর নির্ধারিত হারে অগ্রিম আয়কর প্রদান করা হয়, এবং ত্রৈমাসিক প্রাক্কলনের নিয়মিত সমন্বয়ের ভিত্তিতে প্রতি তিন মাস অন্তর অগ্রিম আয়কর সরকারকে প্রদান করা হয়। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এর উদ্দেশ্যে, লাইসেন্সী অগ্রিম প্রদত্ত আয়করের একটি অংশ ফেরত পাইতে পারে। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এর পরিমাণ নির্ধারণের ক্ষেত্রে লাইসেন্সীর অগ্রিম পরিশোধিত আয়করের একটি অংশ অন্তর্ভুক্ত হইবে। রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল-এ অন্তর্ভুক্ত করিবার জন্য, লাইসেন্সী যাচাই বর্ষে পরিশোধিত অগ্রিম আয়করের ১/১২ অংশ যোগ করিবে।

৩.৪.২.৩.৪.৪। বিতরণ লাইসেন্সী সেবা প্রদানের জন্য সাধারণতঃ ভোক্তাদের নিকট হইতে অগ্রিম গ্রহণ করিয়া থাকে। ভোক্তার দায় পরিশোধে ব্যর্থতার ক্ষেত্রে ইহা লাইসেন্সীর জন্য অর্থ প্রাপ্তির নিশ্চয়তা বিধান করে। বিতরণ লাইসেন্সীগণ এই অগ্রিম তাহাদের চলতি মূলধনের দৈনন্দিন প্রয়োজনীয়তা পূরণের জন্য ব্যবহার করিতে পারে। এই অর্থ লাইসেন্সীর নিজের অর্থ নহে বিধায় চলতি মূলধনের উপর রিটার্ণ নির্ণয়ের উদ্দেশ্যে, উক্ত অগ্রিম হইতে ব্যবহৃত অর্থ চলতি মূলধনের মোট পরিমাণ হইতে বিয়োগ করিতে হইবে। যদি বিতরণ লাইসেন্সী ভোক্তাদের জমাকৃত অগ্রিম অর্থের উপর সুদ প্রদান করে তাহা হইলে সেই সুদ ব্যয় হিসাবে গণ্য হইবে।

৩.৪.২.৩.৪.৫। প্রত্যেক বিতরণ শ্রেণীর বিপরীতে মোট সম্পদের শ্রেণীভিত্তিক বিভাজনের হারের সমান হারে চলতি মূলধনেরও বিভাজন করা হয়। উদাহরণ স্বরূপ, যদি মোট সম্পদের শতকরা ৮০ ভাগ আবাসিক শ্রেণীর বিপরীতে বিভাজন হইয়া থাকে তাহা হইলে চলতি মূলধন চাহিদার শতকরা ৮০ ভাগ আবাসিক শ্রেণীর বিপরীতে হিসাব করিতে হইবে।

৩.৪.৩। রেট অব রিটার্ণ অন অ্যাসেটস (Rate of Return on Assets)

৩.৪.৩.১। সার-সংক্ষেপ

৩.৪.৩.১.১। কোয়ালিফাইং (qualifying) সম্পদের উপর ডিস্ট্রিবিউশন রেট অব রিটার্ণ (distribution rate of return) মূলধনের ভারিত গড় ব্যয় (weighted average cost of capital) হিসাবে নিম্নের সূত্র অনুযায়ী নির্ণয় করা হইবে ঃ

$$\text{অ্যাভারেজ কস্ট অব ক্যাপিটাল} = \frac{[(\text{ইকুইটি মূলধন} \times \text{ইকুইটির শতকরা হার}) + (\text{ঋণ মূলধন} \times \text{ঋণের শতকরা হার})]}{(\text{ইকুইটি মূলধন} + \text{ঋণ মূলধন})}$$

Dhaka University Institutional Repository

যেখানে ঃ

"ইকুইটির শতকরা হার" হইতেছে কোম্পানীর ইকুইটি মূলধনের উপর রেট অব রিটার্ণ (rate of return) যাহা পরবর্তী অনুচ্ছেদে বর্ণিত পদ্ধতি অনুসারে নির্ণয় করা হয়।

"ঋণের শতকরা হার" হইতেছে ঋণ মূলধনের সুদের হারের হিসাবকৃত ভারিত মূল্য (weighted value) যাহা ইকুইটির উপর রেট অব রিটার্ণ সম্পর্কিত অনুচ্ছেদের পরবর্তী অনুচ্ছেদ অনুযায়ী নির্ণয় করা হয়।

৩.৪.৩.১.২। লাইসেন্সীর জন্য নির্ণীত সামগ্রিক রেট অব রিটার্ণ সকল বিতরণ শ্রেণীর প্রতি অভিন্নরূপে প্রযোজ্য হইবে।

৩.৪.৩.২। **রিটার্ণ অন ইকুইটি (Return on Equity)**

৩.৪.৩.২.১। ইকুইটি মূলধনের উপর রেট অব রিটার্ণ (rate of return) ইকুইটির ভারিত গড় (weighted average of equity) হিসাবে নিম্নের সূত্র অনুযায়ী নির্ণীত হইবে ঃ

$$\text{ইকুইটির শতকরা হার} = \frac{[(\text{কমন স্টক পরিমাণ} \times \text{লভ্যাংশের হার}) + (\text{অবশিষ্ট ইকুইটির পরিমাণ} \times \text{নন-স্টক রেট})]}{(\text{কমন স্টক পরিমাণ} + \text{অবশিষ্ট ইকুইটির পরিমাণ})}$$

৩.৪.৩.২.২। কমন স্টকের (common stock) ক্ষেত্রে, যাচাই বর্ষে অপরিশোধিত কমন স্টকের পরিমাণকে যাচাই বর্ষে প্রদত্ত সর্বশেষ লভ্যাংশের হার দ্বারা গুণ করা হয়।

৩.৪.৩.২.৩। বিতরণ লাইসেন্সীর নিকট বিদ্যমান অবশিষ্ট ইকুইটির ক্ষেত্রে, যদি উহা সরকারের মালিকানাধীন হয়, তাহা হইলে সরকারের ঋণের হার ব্যবহৃত হইবে।

৩.৪.৩.২.৪। সরকারের সম্পূর্ণ বা আংশিক মালিকানাধীন লাইসেন্সীর ক্ষেত্রে, অবশিষ্ট ইকুইটির কস্ট অব ক্যাপিটাল (cost of capital) সরকারের কস্ট অব ক্যাপিটালের সমান হইবে। রেট প্রণয়নের উদ্দেশ্যে, কেন্দ্রীয় ব্যাংকের নিলাম অনুসারে, দুই বৎসর মেয়াদী বাংলাদেশ ট্রেজারী বিলের জন্য সাম্প্রতিকতম ট্রেজারী বিলের নিলাম রেট ব্যবহৃত হইবে।

৩.৪.৩.২.৫। যদি লাইসেন্সী বেসরকারী মালিকানাধীন বিতরণ কোম্পানী হয় যাহার ক্ষেত্রে কমিশনের প্রবিধান প্রযোজ্য, তাহা হইলে অবশিষ্ট ইকুইটি রেট নিম্নবর্ণিত আলোচনা অনুযায়ী নির্ণীত হইবে।

৩.৪.৩.২.৬। রিটার্ণ অন ইকুইটি (return on equity) নির্ণয়ে কমিশন ক্যাপিটাল অ্যাসেট প্রাইসিং মডেল (Capital Asset Pricing Model, CAPM) পদ্ধতিকে অগ্রাধিকার প্রদান করে। ইহাতে ধরিয়া রওয়া হয় যে, কস্ট অব ইকুইটি হইল ঝুঁকিমুক্ত রেট অব রিটার্ণ এবং বিনিয়োগকারীদেরকে বাজার ঝুঁকির (market risk) ক্ষতিপূরণ স্বরূপ প্রদত্ত রিটার্ণের সমষ্টি। ইহা সাধারণভাবে "বেটা" (Beta) নামে অভিহিত। সামগ্রিক মার্কেট রিটার্ণের (market return)

Dhaka University Institutional Repository

সহিত স্টক রিটার্ণ (stock return) যে পরিমাণ উঠানামা করে 'বেটা' তাহা নির্দেশ করে। একজন লাইসেন্সীর স্টকের অতীত রিটার্ণ (stock's historical returns) মার্কেট রিটার্ণের সহিত তুলনা করা হয় এবং ঝুঁকির পরিমাণ নির্ধারিত হয়।

৩.৪.৩.২.৭। ট্যারিফ রেট পরিবর্তনের জন্য আবেদনকারী লাইসেন্সীর দায়িত্ব হইবে ইকুইটির উপর একটি রেট অব রিটার্ণ প্রস্তাব করা এবং উক্ত ইকুইটি রেটের যথার্থতা প্রমাণের লক্ষ্যে পর্যাপ্ত তথ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করা। কমিশন উহার কর্মকর্তাদের বিশ্লেষণের ভিত্তিতে এবং গণশুনানীতে উপস্থাপিত সকল সাক্ষ্য-প্রমাণ পর্যালোচনাক্রমে উক্ত ইকুইটি রেট নির্ধারণ করিবে।

৩.৪.৩.২.৮। ইকুইটির উপর রিটার্ণ নির্ধারণের অন্যান্য পদ্ধতি হইল ডিসকাউন্টেড ক্যাশ ফ্লো (discounted cash flow), রিস্ক প্রিমিয়াম অ্যাপ্রোচ (risk primium approach) এবং কমপেয়ারেবল আর্নিংস অ্যাপ্রোচ (comparable earnings approach)।

৩.৪.৩.২.৮.১। ডিসকাউন্টেড ক্যাশ ফ্লো (discounted cash flow) হইল ভবিষ্যতে কোন স্টকের যে মূল্য পাওয়া যাইবে উহার বর্তমান মূল্যমান। এই পদ্ধতি প্রয়োগের জটিলতা এই যে, ইহাতে বিনিয়োগকারীর প্রত্যাশা অনুযায়ী একটি মূল্য নির্ধারণ করিতে হয়। যদি লাইসেন্সীর স্টক প্রকাশ্যে কেনা-বেচা না হয় অথবা নূতন কেনা-বেচা হয়, তাহা হইলে ইহা একটি ধারণা-নির্ভর (subjective) সিদ্ধান্ত হইয়া পড়ে।

৩.৪.৩.২.৮.২। রিস্ক প্রিমিয়াম (risk primium) পদ্ধতিও একটি সচরাচর ব্যবহৃত পদ্ধতি। ইহাতে ধরিয়া লওয়া হয় যে, ইকুইটির রেট অব রিটার্ণ ঋণের রেট অব রিটার্ণ অপেক্ষা বেশী হইবে। কস্ট অব ইকুইটি (cost of equity) হইল দীর্ঘমেয়াদী ডেট কস্ট এবং রিস্ক প্রিমিয়ামের সমষ্টি। রিস্ক প্রিমিয়াম নির্ধারণও অতীত স্টক রেকর্ডের ভিত্তিতে হইয়া থাকে।

৩.৪.৩.২.৮.৩। কমপেয়ারেবল আর্নিংস অ্যাপ্রোচ (comparable earnings approach) পদ্ধতিতে অন্যান্য লাইসেন্সীর একটি গ্রুপ নমুনা সংগৃহীত এবং ইকুইটি রিটার্ণের উপর একটি যৌগিক রেট (composite rate) নির্ধারণ করিয়া লাইসেন্সী কর্তৃক প্রস্তাব পেশ করা হয়। এইক্ষেত্রেও, একইরূপ ইকুইটি রেট কার্যধারার রেকর্ড (records of similar equity rate proceedings) এবং ফলাফলের প্রয়োজন হয়।

৩.৪.৩.২.৯। কমিশন উল্লিখিত সকল পদ্ধতিতেই ট্যারিফ আবেদন বিবেচনা করিবে, তবে ঝুঁকিমুক্ত রেট অব রিটার্ণ এবং বাজার ঝুঁকির (market risk) বিবেচনায়, ক্যাপিটাল অ্যাসেট প্রাইসিং মডেলের (Capital Asset Pricing Model) অনুরূপ পদ্ধতিকে অগ্রাধিকার প্রদান করিবে। রেট অব রিটার্ণ প্রতিষ্ঠা সংক্রান্ত বিষয়াদি প্রমাণ করার দায়িত্ব লাইসেন্সীর উপর বর্তাইবে।

Dhaka University Institutional Repository

৩.৪.৩.২.১০। রেট পরিবর্তনের জন্য আবেদনকারী বিতরণ লাইসেন্সীর দায়িত্ব হইবে নন-স্টক ইকুইটির উপর একটি রেট অব রিটার্ণ প্রস্তাব করা এবং উক্ত রেটের যথার্থতা প্রমাণের লক্ষ্যে পর্যাপ্ত তথ্য-প্রমাণ উপস্থাপন করা। কমিশন উহার কর্মকর্তাদের বিশ্লেষণের ভিত্তিতে এবং গণশুনানীতে উপস্থাপিত সকল সাক্ষ্য-প্রমাণ পর্যালোচনাক্রমে উক্ত ইকুইটি রেট নির্ধারণ করিবে। আংশিক সরকারী মালিকানাধীন লাইসেন্সীর জন্য, বিতরণ প্রতিষ্ঠানের উপযুক্ত ও অনুমোদিত সুপারিশের অবর্তমানে, কমিশন কেবলমাত্র যাচাই বর্ষে অনুষ্ঠিত দুই বৎসর মেয়াদী নোটের সাম্প্রতিকতম ট্রেজারী বিলের নিলাম রেট গ্রহণ করিবে। যাচাই বর্ষে কোন নিলাম অনুষ্ঠিত না হইয়া থাকিলে, যাচাই বর্ষের পূর্বে সর্বশেষ অনুষ্ঠিত উক্তরূপ নিলামে যে হার বিদ্যমান ছিল তাহা গৃহীত হইবে।

৩.৪.৩.৩। **রিটার্ণ অন ডেট (Return on Debt)**

৩.৪.৩.৩.১। ঋণ মূলধনের সুদের হারের ভারিত মূল্য (weighted value) এর উপর রিটার্ণ রেট নিম্নের সূত্র অনুযায়ী নির্ণীত হইবেঃ

$$\text{ঋণের হার \%} = \frac{[(\text{দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ} \times \text{ঋণের হার}) + (\text{প্রেফার্ড স্টক পরিমাণ} \times \text{লভ্যাংশের হার})]}{(\text{দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ} + \text{প্রেফার্ড স্টক পরিমাণ})}$$

৩.৪.৩.৩.২। যদি ভিন্ন ভিন্ন সুদের হারের অনেকগুলি দীর্ঘ মেয়াদী ঋণ থাকে, অথবা ভিন্ন ভিন্ন লভ্যাংশের হারের অনেকগুলি প্রেফার্ড স্টকের (preferred stock) ইস্যু থাকে, তাহা হইলে প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য একইরূপ ভারিত ব্যয় (weighted cost) হিসাব করিতে হইবে।

৩.৪.৩.৩.৩। দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের হারের ক্ষেত্রে, সম্পূর্ণ সরকারী মালিকানাধীন প্রতিষ্ঠানসমূহ বাংলাদেশ সরকার কর্তৃক প্রয়োগকৃত ঋণের হার ব্যবহার করিবে, এমনকি ঋণ তহবিল যদি দাতা সংস্থার নিম্নতর হারের ঋণ হইতেও সংগৃহীত হইয়া থাকে।

৩.৪.৩.৩.৪। উক্ত হিসাবে ঋণের বকেয়ার পরিমাণ (বা অপরিশোধিত পরিমাণ) বিবেচিত হইবে, মূল ঋণের পরিমাণ নহে।

৩.৪.৩.৩.৫। আবেদনকারী প্রতিষ্ঠান দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের একটি সার-সংক্ষেপ প্রদান করিবে, যাহাতে নিম্নবর্ণিত বিষয়সমূহের উল্লেখ থাকিবে, যথা ঃ- উক্ত দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের উৎস ও তারিখসহ মূল ঋণের পরিমাণ, পুঞ্জিভূত মূল পরিশোধের পরিমাণ, যাচাই বর্ষের যে মেয়াদে ঋণ প্রযোজ্য ছিল সেই মেয়াদ, সুদের হার, যাচাই বর্ষে পরিশোধিত সুদের পরিমাণ, যাচাই বর্ষে পরিশোধিত মূল ঋণের পরিমাণ, এবং যাচাই বর্ষের পূর্ববর্তী অর্থবৎসরে পরিশোধিত সুদের পরিমাণ।

৩.৪.৩.৪। **ওভারঅল রেট অব রিটার্ণ (Overall Rate of Return)**

৩.৪.৩.৪.১। এই অনুচ্ছেদের প্রথম অংশে প্রদর্শিত রেট অব রিটার্ণ নির্ণয়ের মৌলিক সূত্র সরকারী বা বেসরকারী মালিকানাধীন বিতরণ কোম্পানীর ক্ষেত্রে প্রযোজ্য হইবে। সূত্রটি নিম্নে পুনরুল্লিখিত হইলঃ

$$\text{অ্যাভারেজ কস্ট অব ক্যাপিটাল} = \frac{[(\text{ইকুইটি মূলধন} \times \text{ইকুইটির শতকরা হার}) + (\text{ঋণ মূলধন} \times \text{ঋণের শতকরা হার})]}{(\text{ইকুইটি মূলধন} + \text{ঋণ মূলধন})}$$

৩.৪.৩.৪.২। এই রেট অব রিটার্ণ বিতরণ প্রতিষ্ঠানকে উহার বিনিয়োগের উপর মুনাফা অর্জনের সুযোগ প্রদান করিবে, যাহা উহার দীর্ঘ মেয়াদী ঋণের দায় পরিশোধ এবং মূলধন সৃষ্টির সামর্থ্যের জন্য যুক্তিসঙ্গত বলিয়া বিবেচিত হইবে।

৩.৪.৪। মোট ব্যয় (Total Costs)

৩.৪.৪.১। সাধারণ আলোচনা

৩.৪.৪.১.১। মোট ব্যয় হইল নিম্নবর্ণিত ব্যয়সমূহের সমষ্টি, যথাঃ লাইসেন্সীর বিতরণ ব্যবস্থার পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়, সংশ্লিষ্ট ট্যারিফ রেট বৎসরে হিসাবভুক্তির জন্য ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সম্পদের স্ট্রেইট লাইন পদ্ধতিতে হিসাবকৃত অবচয় (depreciation) ব্যয়, কর, এবং লাইসেন্সীর বিতরণ ব্যবস্থা পরিচালন সংক্রান্ত অন্য যে কোন প্রয়োজনীয় ব্যয়, যাহা নিম্নের সূত্রটিতে প্রদর্শিত হইয়াছেঃ

মোট ব্যয় = পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় + অবচয় + আয়কর ও অন্যান্য কর

৩.৪.৪.১.২। বাংলাদেশ একাউন্টিং স্ট্যান্ডার্ড (Bangladesh Accounting Standard) এবং কমিশন কর্তৃক অভিন্ন হিসাবরক্ষণ পদ্ধতির (Uniform System of Accounts), যখন প্রণীত হইবে, ভিত্তিতে ব্যয়সমূহের হিসাব নির্ণীত হইবে।

৩.৪.৪.১.৩। প্রতিটি ট্যারিফ আবেদনের জন্য ব্যয়ের হিসাব বার মাসের প্রকৃত তথ্য-উপাত্ত বিশ্লেষণের ভিত্তিতে প্রস্তুত করিতে হইবে। যেখানে সম্ভব, ব্যয় সরাসরি সংশ্লিষ্ট বিতরণ শ্রেণীর জন্য নির্দিষ্ট করা হইবে, অন্যথায় ব্যয় বন্টিত হইবে।

৩.৪.৪.১.৪। কমিশন কর্তৃক যথাযথ নিয়ন্ত্রণ প্রতিষ্ঠার স্বার্থে, ট্যারিফ নিরূপণের জন্য সকল ব্যয়ের যতদূর সম্ভব বিস্তারিত হিসাব উল্লেখ করিতে হইবে।

৩.৪.৪.১.৫। পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় ব্যবসায়ের সেই সকল ব্যয় যাহা সেবা প্রদানের সহিত সরাসরি জড়িত বা উহা হইতে উদ্ভূত এবং সেবার ব্যবস্থাদি রক্ষণাবেক্ষণ জনিত ব্যয়।

৩.৪.৪.১.৬। সম্পদের বর্তমান বুক ভ্যালু (current book value) অনুযায়ী, ধার্যকৃত চলতি অবচয়ের পরিমাণ একটি ব্যয় হিসাবে মোট ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে, এবং পরবর্তীতে সম্পদের পুনর্মূল্যায়ন হইলেও উক্ত ধার্যকৃত অবচয়ের পরিবর্তন হইবে না।

৩.৪.৪.১.৭। সকল প্রযোজ্য কর কস্ট অব সার্ভিসের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

৩.৪.৪.১.৮। নিম্নের আলোচনা অনুযায়ী, এই ব্যয়সমূহ প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর প্রতি বরাদ্দ করা হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

৩.৪.৪.২। **পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় (Operation and Maintenance Expenses)**

৩.৪.৪.২.১। পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় ব্যবসায়ের সেই সকল ব্যয় যাহা সেবা প্রদানের সহিত সরাসরি জড়িত বা উহা হইতে উদ্ভূত এবং সিস্টেম রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়।

৩.৪.৪.২.২। বিতরণ প্রতিষ্ঠানের পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয় কয়েকটি প্রধান প্রধান শ্রেণীতে বিভক্ত, যথা ঃ বিতরণ, ভোক্তা খাত, বিক্রয়, এবং প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়।

৩.৪.৪.২.২.১। **বিতরণ ব্যয়** (Distribution Expenses)

৩.৪.৪.২.২.১.১। বিতরণ ব্যয় দুইটি প্রধান শ্রেণীতে বিভক্ত, যথাঃ পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ।

৩.৪.৪.২.২.১.২। পরিচালন ব্যয় নিম্নোক্ত শ্রেণীসমূহে বিভক্ত, যথাঃ বিতরণ লোড ডিসপাচিং (load dispatching), কমপ্রেসর স্টেশন (compressor station) এর শ্রমিক ও ব্যয়, কমপ্রেসর স্টেশন (compressor station) এর জ্বালানী ও বিদ্যুৎ ব্যয়, গ্যাস নেটওয়ার্ক ও সার্ভিস মেইনস্ ব্যয়, ক্যাথোডিক প্রটেকশন (cathodic protection) ব্যয়, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন ব্যয়-সাধারণ, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন ব্যয়-বাল্ক, শিল্প ও বানিজ্য, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন ব্যয়-সিটি গেইট চেক স্টেশন, আবাসিক গ্যাস মিটার ও প্রেসার রেগুলেটর ব্যয়, ভোক্তা স্থাপনা ব্যয়, স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন ব্যয়, অন্যান্য ব্যয় এবং ভাড়া।

৩.৪.৪.২.২.১.৩। নিম্নোক্ত ব্যয়সমূহ রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত, যথাঃ রক্ষণাবেক্ষণ তদারকি ও প্রকৌশল, স্থাপনাসমূহের রক্ষণাবেক্ষণ ও উন্নয়ন, কমপ্রেসর স্টেশন (compressor station) এর যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ, গ্যাস নেটওয়ার্ক রক্ষণাবেক্ষণ, ক্যাথোডিক প্রটেকশন (cathodic protection) সিস্টেম রক্ষণাবেক্ষণ, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ-সাধারণ, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ-বাল্ক, শিল্প ও বানিজ্য, মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ-সিটি গেইট চেক স্টেশন, আবাসিক গ্যাস মিটার ও প্রেসার রেগুলেটর রক্ষণাবেক্ষণ, স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ এবং অন্যান্য যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ।

৩.৪.৪.২.২.২। **ভোক্তার হিসাব সংক্রান্ত ব্যয় (Customer Accounts Expenses)**

৩.৪.৪.২.২.২.১। ভোক্তার হিসাব সংক্রান্ত ব্যয় কেবল পরিচালন ব্যয়রূপে বিবেচিত হয়। নিম্নোক্ত ব্যয়সমূহ ইহার অন্তর্ভুক্ত, যথাঃ তদারকি, মিটার রিডিং,

Dhaka University Institutional Repository

ভোক্তার রেকর্ড ও বিল আদায়, অনাদায়যোগ্য হিসাব এবং ভোক্তা সম্পর্কিত বিবিধ ব্যয়।

৩.৪.৪.২.২.২.২। এই ব্যয়সমূহ ভোক্তার প্রতি বরাদ্দের অনুপাতের ভিত্তিতে সংশ্লিষ্ট ভোক্তা শ্রেণীর প্রতি বরাদ্দ করা হয়।

৩.৪.৪.২.২.৩। **বিক্রয় ব্যয় (Sales Expenses)**

৩.৪.৪.২.২.৩.১। বিক্রয় ব্যয় কেবল পরিচালন ব্যয়রূপে বিবেচিত হয়। নিম্নোক্ত ব্যয়সমূহ ইহার অন্তর্ভুক্ত, যথা ঃ তদারকি, প্রদর্শন ও বিক্রয় ব্যয়, বিজ্ঞাপন ব্যয়, এবং বিবিধ বিক্রয় ব্যয়।

৩.৪.৪.২.২.৩.২। এই ব্যয়সমূহ ভোক্তার প্রতি বরাদ্দের অনুপাতের ভিত্তিতে সংশ্লিষ্ট ভোক্তা শ্রেণীর প্রতি বরাদ্দ করা হয়।

৩.৪.৪.২.২.৪। **প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়**

৩.৪.৪.২.২.৪.১। প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয় দুইটি শ্রেণীতে বিভক্ত, যথা ঃ পরিচালন ব্যয় এবং রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়; তবে এই ব্যয়ের বৃহদাংশই পরিচালন সংশ্লিষ্ট। পরিচালন ব্যয়ের মধ্যে রহিয়াছেঃ প্রশাসনিক ও বেতন-ভাতাদি, অফিস সরবরাহ, হায়ার্ড সার্ভিসেস (hired services), পাইপলাইন ও স্থাপনা বীমা, সম্পত্তি বীমা, আহত ও ক্ষতিগ্রস্ত কর্মচারীদের জন্য ব্যয়, কর্মচারীদের পেনশন ও অন্যান্য সুবিধা, ফ্রান্সাইজিং (Franchising), লাইসেন্স ফী, বিজ্ঞাপন ব্যয়, বিবিধ ব্যয়, এবং ভাড়া ইত্যাদি।

৩.৪.৪.২.২.৪.২। রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত কেবলমাত্র সাধারণ প্লান্ট (plant)-এর রক্ষণাবেক্ষণ জনিত ব্যয়।

৩.৪.৪.২.২.৪.৩। উল্লিখিত ব্যয়সমূহ ভোক্তা-বরাদ্দের অনুপাতের ভিত্তিতে সংশ্লিষ্ট ভোক্তা শ্রেণীর বিপরীতে বরাদ্দ করা হয়।

৩.৪.৪.২.২.৫। **বৈদেশিক মুদ্রার বিনিময়ে হ্রাস-বৃদ্ধি (Foreign Currency Exchange Fluctuation)**

৩.৪.৪.২.২.৫.১। আন্তর্জাতিক আর্থিক প্রতিষ্ঠান হইতে গৃহীত বৈদেশিক ঋণ পরিশোধের ক্ষেত্রে আন্তর্জাতিক মুদ্রার বিপরীতে বাংলাদেশ টাকার বিনিময় হারের হ্রাস-বৃদ্ধির কারণে ঋণগ্রহণকারী প্রতিষ্ঠান রাজস্ব ক্ষতির সম্মুখীন হইতে পারে, কেননা ঋণ পরিশোধে সমপরিমাণ বৈদেশিক মুদ্রা স্থানীয় মুদ্রায় হিসাবভুক্ত করা হয়। যদিও ঋণ সম্পর্কিত, তবুও এই ক্ষতি ব্যয় হিসাবে গণ্য হইবে। ইহা নিম্নরূপে নির্ণীত হইবে, যথাঃ অর্থ বৎসরের শেষে প্রচলিত বিনিময় হার হইতে অর্থ বৎসরের শুরুতে প্রচলিত বিনিময় হার বিয়োগ করিতে হইবে, এবং বিয়োগফলকে

Dhaka University Institutional Repository

উক্ত অর্থ বৎসরে পরিশোধিত ঋণের বৈদেশিক মুদ্রার পরিমাণ দ্বারা গুণ করিতে হইবে। ইহা প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

৩.৪.৪.২.২.৫.২। যে সকল মালামাল ও যন্ত্রপাতি ইতোমধ্যে লাইসেন্সী হিসাবভুক্ত করিয়াছে উহাদের বিপরীতে ঋণ পরিশোধ জনিত বিনিময় হারের পার্থক্যের কারণে সেইসকল মালামাল ও যন্ত্রপাতির পুনরায় মূল্যায়ন করা যাইবে না, এবং বর্ণিত বিনিময় হারের পার্থক্য রেট নির্ণয়ের জন্য বিবেচিত হইবে না।

৩.৪.৪.২.২.৫.৩। বৈদেশিক মুদ্রার বিনিময়ে হ্রাস-বৃদ্ধি জনিত ব্যয়ের বরাদ্দ চাহিদা বরাদ্দের ভিত্তিতে হইবে যাহা নিম্নের সারণীতে দেখানো হইলঃ

বিবরণ	ব্যয় বরাদ্দ		
	চাহিদা সম্পর্কিত	পণ্য সম্পর্কিত	ভোক্তা সম্পর্কিত
পরিচালন			
বিতরণ লোড ডিসপাচিং (load dispatching)	X		
কমপ্রেসর স্টেশন শ্রমিক ও ব্যয়	X	X	
কমপ্রেসর স্টেশন জ্বালানী ও বিদ্যুৎ	X	X	
গ্যাস নেটওয়ার্ক ও সার্ভিস মেইনস্ ব্যয়	X		
ক্যাথোডিক প্রটেকশন (cathodic protection) ব্যয়	X		
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন ব্যয় - সাধারণ	X		
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন ব্যয় - বাল্ক, শিল্প ও বানিজ্য			X
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন ব্যয় - সিটি গেইট চেক স্টেশন	X	X	
আবাসিক গ্যাস মিটার ও প্রেসার রেগুলেটর ব্যয়			X
ভোক্তা স্থাপনা ব্যয়			X
স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেসন ব্যয়	X		
অন্যান্য ব্যয়	X		
ভাড়া	X		
রক্ষণাবেক্ষণ			
রক্ষণাবেক্ষণ তদারকি ও প্রকৌশল	X		
স্থাপনার রক্ষণাবেক্ষণ ও উন্নয়ন	X		
কমপ্রেসর স্টেশনের যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ	X	X	
গ্যাস নেটওয়ার্ক রক্ষণাবেক্ষণ	X		

বিবরণ	ব্যয় বরাদ্দ		
	চাহিদা সম্পর্কিত	পণ্য সম্পর্কিত	ভোক্তা সম্পর্কিত
ক্যাথোডিক প্রটেকশন (cathodic protection) সিস্টেম রক্ষণাবেক্ষণ	X		
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ -সাধারণ	X	X	
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ- বাল্ক, শিল্প ও বানিজ্য			X
মিটারিং ও রেগুলেটিং স্টেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ - সিটি গেইট চেক স্টেশন	X	X	
আবাসিক গ্যাস মিটার ও প্রেসার রেগুলেটর রক্ষণাবেক্ষণ			X
স্কাডা ও টেলিকমিউনিকেশন যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ	X		
অন্যান্য যন্ত্রপাতি রক্ষণাবেক্ষণ	X		
ভোক্তার হিসাব			
ভোক্তা সেবা ব্যয়			X
বিক্রয় বৃদ্ধিকরণ			X
প্রশাসনিক ও সাধারণ ব্যয়			X

৩.৪.৪.২.২.৫.৪। যেক্ষেত্রে উপরের সারণীতে বর্ণিত কোন বিষয়ের যৌথ বরাদ্দ রহিয়াছে যেমন- চাহিদা ও পণ্যের ক্ষেত্রে, সেইক্ষেত্রে হিসাব করার পদ্ধতি সম্পর্কে নিম্নের আলোচনা দ্রষ্টব্য।

৩.৪.৪.২.২.৫.৫। মাসিক ভোক্তা চার্জ বা অন্য কোন বিবিধ চার্জ নির্ণয়ে ব্যবহৃত ব্যয়সমূহকে শ্রেণীর মোট পরিচালন ও রক্ষণাবেক্ষণ ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত করা যাইবে না।

৩.৪.৪.৩। **অবচয় (Depreciation)**

৩.৪.৪.৩.১। যাচাই বর্ষে ব্যবহৃত ও ব্যবহার্য সকল সম্পদের বার্ষিক মোট অবচয়ের পরিমাণ অবচয় ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

৩.৪.৪.৩.২। এই ব্যয় প্রত্যেক প্লান্ট (plant) হিসাবের শতকরা হারের ভিত্তিতে সংশ্লিষ্ট ভোক্তা শ্রেণীর প্রতি বরাদ্দ হইবে।

৩.৪.৪.৪। **আয়কর ও অন্যান্য কর (Income and Other Taxes)**

৩.৪.৪.৪.১। লাইসেন্সী কর্তৃক প্রদত্ত কর একটি ব্যয় যাহা নিয়ন্ত্রিত সেবা (regulated services) প্রদানের ক্ষেত্রে ব্যবসায়িক ব্যয় হিসাবে আদায়যোগ্য হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

৩.৪.৪.৪.২। বাংলাদেশে একজন বিতরণ লাইসেন্সীর পরিচালন দুই প্রকার কর দ্বারা সরাসরি প্রভাবিত যথা ঃ ভূমিকর ও আয়কর।

৩.৪.৪.৪.২.১। কর্মচারীর বেতন বা ঠিকাদারের বিল হইতে যে অর্থ লাইসেন্সী সরকারকে প্রদানের জন্য কাটিয়া রাখে তাহা ট্যারিফ রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে লাইসেন্সীর কস্ট অব সার্ভিসের অন্তর্ভুক্ত হইবে না। তবে উক্তরূপে কর্তিত অর্থের অতিরিক্ত কোন অর্থ লাইসেন্সী সরকারকে প্রদান করিলে তাহা সেবার ব্যয়ের একটি অংশ হিসাবে গণ্য হইবে। যদি লাইসেন্সী অন্য কোন কর পরিশোধ করে যাহা এই পদ্ধতিতে (methodology) আলোচিত হয় নাই কিন্তু যাহার প্রত্যক্ষ প্রভাব প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণের উপর রহিয়াছে, তাহা হইলে উহা কস্ট অব সার্ভিসের একটি অংশ হিসাবে গণ্য হইবে।

৩.৪.৪.৪.২.২। মূল্য সংযোজন কর (VAT) বিতরণ পর্যায়ে ভোক্তার নিকট হইতে আদায় করা হয়, বিতরণ লাইসেন্সীর উপর বর্তায় না।

৩.৪.৪.৪.২.৩। ভূমিকর গ্যাস বিতরণ পরিমাণ দ্বারা সরাসরি প্রভাবিত হয় না, এবং সাধারণতঃ ইহা বিবিধ ব্যয় হিসাবে প্রদর্শিত হয়।

৩.৪.৪.৪.২.৪। সাধারণ্যে অনুন্মুক্ত ব্যবসায়ের (not publicly traded) কোম্পানীর ক্ষেত্রে এবং সাধারণ্যে উন্মুক্ত ব্যবসায়ের (publicly traded) কোম্পানীর ক্ষেত্রে আয়কর ভিন্ন ভিন্ন নির্ধারিত হারে আদায়যোগ্য হয়। বিতরণ লাইসেন্সীর ক্ষেত্রে উল্লিখিত যে কোন একটি কোম্পানীর (not publicly traded/publicly traded) হার প্রযোজ্য হইবে, এবং যে হারটি প্রযোজ্য হইবে তাহার সমর্থনে ট্যারিফ রেট আবেদনপত্রে তথ্য-প্রমাণ থাকিতে হইবে।

৩.৪.৪.৪.৩। বাংলাদেশে পণ্য আমদানীর সময় একজন লাইসেন্সী মূল্য সংযোজন কর (VAT), আমদানী শুল্ক ও অগ্রিম আয়কর প্রদান করে। আমদানীকৃত পণ্যের চালান মূল্যের উপর নির্ধারিত হারে অগ্রিম আয়কর আরোপ করা হয়।

৩.৪.৪.৪.৩.১। আমদানীকৃত পণ্যের উপর পরিশোধিত মূল্য সংযোজন কর (VAT) ও আমদানী শুল্ক সম্পদ বা পণ্যের সংগ্রহ ব্যয়ের একটি অংশ, তাই উহা উক্ত সম্পদ বা পণ্যের সংগ্রহ মূল্যের অন্তর্ভুক্ত হয়। এই মূল্যই অবচয় এবং রিটার্ণ অন অ্যাসেটস (Return on Assets) নির্ধারণে ব্যবহৃত হইবে।

৩.৪.৪.৪.৩.২। যদি লাইসেন্সী কোন ক্রয়কৃত পণ্যের উপর মূল্য সংযোজন কর (VAT) প্রদান করে, তাহা হইলে উহা, ট্যারিফ রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে, উক্ত পণ্যের সংগ্রহ ব্যয়ের অংশরূপে সম্পদ বা পণ্যের প্রদর্শিত ব্যয় (book cost) এর অন্তর্ভুক্ত হইবে।

৩.৪.৪.৪.৪। আমদানীকৃত পণ্যের উপর অগ্রিম আয়কর প্রদান ছাড়াও, লাইসেন্সী কর্তৃক সরকারকে ত্রৈমাসিক ভিত্তিতে প্রাক্কলিত অগ্রিম আয়কর প্রদান করিতে হয়। লাইসেন্সী সংশ্লিষ্ট অর্থ বৎসরের জন্য করের একটি প্রাক্কলন প্রস্তুত করে। লাইসেন্সীর দায়িত্ব করের একটি নির্ধারিত অংশ অগ্রিম প্রদান করা। প্রত্যেক তিন মাস পর পর, লাইসেন্সী বিগত তিন মাসের প্রকৃত আয় ও করের দায়ের ভিত্তিতে পরবর্তী তিন মাসের প্রাক্কলন সমন্বয় করে। অর্থ বৎসর শেষে, প্রদেয় আয়করের সহিত ত্রৈমাসিক ভিত্তিতে প্রদত্ত অগ্রিম আয়কর এবং পণ্য আমদানীর সময় প্রদত্ত অগ্রিম আয়কর সমন্বয় করিয়া নীট প্রদেয় আয়কর সরকারকে প্রদান করিতে হয়। যদি অগ্রিম প্রদত্ত আয়করের মোট পরিমাণ একই অর্থ বৎসরে সরকারের প্রাপ্য আয়করের পরিমাণের অধিক হয়, তাহা হইলে অতিরিক্ত আয়কর প্রদান করিতে হয় না, এবং অগ্রিম প্রদত্ত আয়করের উদ্বৃত্ত অংশ পরবর্তী অর্থ বৎসরের হিসাবে স্থানান্তরিত হয়। অগ্রিম আয়কর একটি অগ্রিম-প্রদান (prepayment) এবং উহার একটি অংশ রেগুলেটরী ওয়ার্কিং ক্যাপিটাল (regulatory working capital)-এর অন্তর্ভুক্ত হইবে, যেরূপ উপরে চলতি মূলধন অংশে বর্ণিত হইয়াছে।

৩.৪.৪.৪.৫। কোন যাচাই বর্ষে ট্যারিফ রেট নির্ধারণের জন্য ব্যয়ের অন্তর্ভুক্ত আয়করের পরিমাণ হইবে ঐ যাচাই বর্ষের জন্য প্রযোজ্য এবং বাংলাদেশ সরকারকে প্রদত্ত আয়করের প্রকৃত পরিমাণ। সুতরাং, কোন যাচাই বর্ষে ট্যারিফ রেট নির্ধারণের উদ্দেশ্যে অন্তর্ভুক্ত করসমূহ নিম্নরূপ ঃ

করসমূহ = তূমিকর + প্রদত্ত আয়কর

৩.৪.৪.৪.৬। রাজস্বের ভিত্তিতে বিভিন্ন ভোক্তা শ্রেণীর বিপরীতে কর হিসাবভুক্ত করা হয়। যদি আবাসিক শ্রেণী শতকরা ৭০ ভাগ রাজস্বের নিয়ামক হয়, তাহা হইলে শতকরা ৭০ ভাগ কর উক্ত শ্রেণীকে বরাদ্দ করা হইবে।

৩.৪.৫। **বরাদ্দ ফ্যাক্টর (Allocation Factors)**

৩.৪.৫.১। বরাদ্দের উদ্দেশ্যে লাইসেন্সী নিম্নবর্ণিত তথ্য সংকলন করিবেঃ সংশ্লিষ্ট শ্রেণীসমূহের জন্য বিতরণ থ্রুপুট (distribution throughput), শ্রেণীসমূহের ভোক্তাসংখ্যা, দিনের সর্বাধিক চাহিদা (peak day demand), শ্রেণীসমূহের মধ্যে প্রত্যেক শ্রেণীর সর্বোচ্চ চাহিদা, গ্রস প্লান্ট (gross plant), এবং শ্রমের জন্য প্রদত্ত টাকার পরিমাণ।

৩.৪.৫.২। **কমোডিটি এবং ক্যাপাসিটি অ্যালোকেটর (Commodity and Capacity Allocator)**

কোন কোন ব্যয় ও সম্পদমূল্য কমোডিটি এবং ক্যাপাসিটি অনুসারে বরাদ্দ করা হয়। কমোডিটি বলিতে বুঝায় বিতরণ ব্যবস্থার গড় ব্যবহার এবং ক্যাপাসিটি বলিতে বুঝায় বিতরণ ব্যবস্থা হইতে দৈনিক সর্বোচ্চ চাহিদা (peak day requirements)।

৩.৪.৫.২.১। হাজার ঘনমিটারে (MCM) হিসাবকৃত বার্ষিক থ্রুপুট-কে ৩৬৫ দ্বারা ভাগ করিয়া গড় দৈনিক চাহিদা নির্ণীত হয়। ইহাই বিতরণ ব্যবস্থার পণ্য চাহিদা (commodity needs)।

Dhaka University Institutional Repository

৩.৪.৫.২.২। বিতরণ ব্যবস্থার সর্বোচ্চ চাহিদার দিনের (peak day) পরিমাপকৃত সঞ্চালন পরিমাণের ভিত্তিতে, দৈনিক গড় সঞ্চালন পরিমাণের অতিরিক্ত পরিমাণ নির্ণীত হয়। এই পরিমাণই বিতরণ ব্যবস্থার ক্ষমতার চাহিদা (capacity needs)।

৩.৪.৫.২.৩। অতঃপর পণ্য চাহিদাকে (commodity needs) দিনের সর্বোচ্চ চাহিদার পরিমাণ (peak day throughput) দ্বারা ভাগ করা হয় এবং ইহাই পণ্য অ্যালোকেটর (commodity allocator)। একইরূপে ক্ষমতা চাহিদাকে (capacity needs) দিনের সর্বোচ্চ চাহিদার পরিমাণ (peak day throughput) দ্বারা ভাগ করা হয় এবং ইহাই ক্ষমতা অ্যালোকেটর (capacity allocator)।

৩.৪.৫.৩। **থ্রুপুট এ্যালোকেটর (Throughput Allocator)**

যাচাই বর্ষের হিসাবকৃত তথ্যানুযায়ী, বিভিন্ন শ্রেণীর সেবা গ্রহণকারী ভোক্তাদের জন্য পরিবাহিত প্রাকৃতিক গ্যাসের পরিমাণ হইল থ্রুপুট অ্যালোকেটর (throughput allocator)। প্রতিটি শ্রেণীর গ্যাস সরবরাহের পরিমাণ মোট থ্রুপুট (throughput) এর ভগ্নাংশরূপে প্রকাশ করা হয়।

৩.৪.৫.৪। **ভোক্তাসংখ্যা অ্যালোকেটর (Number of Consumers Allocator)**

হিসাবকৃত তথ্যানুযায়ী, সেবার প্রত্যেকটি ভোক্তা শ্রেণীর ক্ষেত্রে যাচাই বর্ষে বিতরণ সেবা গ্রহণকারী ভোক্তার সংখ্যা হইল ভোক্তা সংখ্যা অ্যালোকেটর (number of consumers allocator)। এই সংখ্যাকে ভোক্তার মোট সংখ্যা দ্বারা ভাগ করিলে শতকরা হার পাওয়া যাইবে।

৩.৪.৫.৫। **পিক ডে রিকোয়ারমেন্টস্ অ্যালোকেটর (Peak Day Requirements Allocator)**

যাচাই বর্ষে বিতরণ ব্যবস্থার সর্বোচ্চ চাহিদার দিনে (system peak day) প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণী কর্তৃক ব্যবহৃত প্রাকৃতিক গ্যাসের পরিমাণ হইল পিক ডে অ্যালোকেটর (peak day allocator)। মোট পিক ডে থ্রুপুট (peak day trhoughput) এর শতকরা হাররূপে শ্রেণীর ব্যবহার প্রকাশ করা হয়।

৩.৪.৫.৬। **রাজস্ব অ্যালোকেটর (Revenue Allocator)**

যাচাই বর্ষে লাইসেন্সী কর্তৃক প্রাপ্ত শ্রেণীওয়ারী মোট রাজস্বের শতকরা হার হইল রাজস্ব অ্যালোকেটর (revenue allocator)।

৩.৪.৫.৭। **শ্রম অ্যালোকেটর (Labour Allocator)**

যাচাই বর্ষের টাইম শীটের (time sheet) তথ্যানুযায়ী, প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য লাইসেন্সীর মোট শ্রম ব্যয়ের শতকরা হার হইল শ্রম অ্যালোকেটর (labour allocator)।

৩.৪.৫.৮। **গড় ও অতিরিক্ত চাহিদা অ্যালোকেটর** (Average and Excess Demand Allocator)

গড় ও অতিরিক্ত চাহিদা অ্যালোকেটর (average and excess demand allocator) হইল প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণী কর্তৃক গ্যাস বিতরণ ক্ষমতার গড় ব্যবহার এবং সর্বোচ্চ সিস্টেম লোড (system load) পূরণের জন্য তাদের দায়বদ্ধতা। কখনও কখনও ইহাকে "ব্যবহৃত ও অব্যবহৃত ক্ষমতা" (used and

unused capacity) অ্যালোকেটররূপে উল্লেখ করা হয় যা ব্যবহৃত ক্ষমতা ব্যয় এবং অব্যবহৃত ক্ষমতা ব্যয় হিসাবে আলাদা আলাদাভাবে নির্ণীত হয়। বিতরণ ব্যবস্থার মোট ব্যয়কে সংশ্লিষ্ট শ্রেণীর লোড ফ্যাক্টর (load factor) দ্বারা গুণ করিয়া ব্যবহৃত ক্ষমতার ব্যয় নির্ণয় করা হয়। বিতরণ ব্যবস্থার অবশিষ্ট ক্ষমতার ব্যয় অব্যবহৃত ক্ষমতা হিসাবে বিবেচিত। এই অ্যালোকেটর (allocator) নির্ণয়ের জন্য, লাইসেন্সীকে যাচাই বর্ষের যেসকল তথ্য সংকলন করিতে হইবে, তাহা হইল প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর বার্ষিক মোট গ্যাস ব্যবহারের পরিমাণ (throughput), সর্বোচ্চ চাহিদার দিনের পরিমাপকৃত মোট ব্যবহারের পরিমাণ (total maximum throughput) এবং প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর সর্বোচ্চ ব্যবহারের পরিমাণ (maximum throughput)। ভোক্তা শ্রেণীর সর্বোচ্চ চাহিদা (class peak) সর্বোচ্চ চাহিদার দিন (peak day) ব্যতীত অন্য যে কোন সময় ঘটিতে পারে–উদাহরণ স্বরূপ যেমন, মৌসুমী ভোক্তা। নিম্নের সারণীতে অ্যালোকেটর (allocator) নির্ণয় পন্থা প্রদর্শন করা হইলঃ

	১	২	৩	৪	৫	৬	৭	৮
ভোক্তা শ্রেণী	বার্ষিক ব্যবহার (মিলিয়ন ঘন মিটার MMCM)	সিস্টেমের সর্বোচ্চ চাহিদা (system peak) (MMCM/দিন)	শ্রেণীর সর্বোচ্চ চাহিদা (MMCM/দিন)	গড় চাহিদা (MMCM/দিন)	প্রসেস ডিমান্ড (MMCM/দিন)	অতিরিক্ত চাহিদা (MMCM/দিন)	গড় ও অতিরিক্ত চাহিদা (MMCM/দিন)	শতকরা হার
বিদ্যুৎ	৪১০০		৩৩.৭০	১১.২৩	২২.৪৭	১৫.৩৩	২৬.৫৬	৫৭%
সার	১৪০০		৯.৫৯	৩.৮৪	৫.৭৫	৩.৯৩	৭.৭৬	১৭%
শিল্প	১০০০		৭.৫৩	২.৭৪	৪.৭৯	৩.২৭	৬.০১	১৩%
আবাসিক	১০০০		৭.৫৩	২.৭৪	৪.৭৯	৩.২৭	৬.০১	১৩%
বাণিজ্যিক	৮০		০.৫৫	০.২২	০.৩৩	০.২৩	০.৪৪	১%
মৌসুমী	৫		০.০৩	০.০১	০.০২	০.০১	০.০২	০%
মোট	৭৫৮৫	৪৬.৮১	৫৮.৯৩	২০.৭৮	৩৮.১৫	২৬.০৩	৪৬.৮১	১০০%

বিল রেকর্ডের ভিত্তিতে, প্রত্যেক শ্রেণীর যাচাই বর্ষে বার্ষিক গ্যাস ব্যবহারের পরিমাণ (volume) এবং মোট বার্ষিক গ্যাস ব্যবহারের পরিমাণ (throughput) কলাম ১ এ দেখানো হইয়াছে। সিস্টেমের সর্বোচ্চ চাহিদার দিনের পরিমাণ (system peak-day throughput) শুধু মোট হিসাবে কলাম ২ এ দেখানো হইয়াছে। যাচাইবর্ষের বিল রেকর্ডের ভিত্তিতে, প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য সর্বোচ্চ গ্যাস ব্যবহারের পরিমাণ (maximum throughput) এবং মোট যোগফল কলাম ৩ এ দেখানো হইয়াছে। শ্রেণীর সর্বোচ্চ ব্যবহারের পরিমাণ (class maximum throughput) যাচাই বর্ষের যে কোন সময় ঘটিতে পারে। ইহা সামগ্রিকভাবে সিস্টেমের সর্বোচ্চ চাহিদার দিন (system peak day) ব্যতীত অন্য কোন দিনও ঘটিতে পারে – যাহা ভোক্তা শ্রেণীর বৈশিষ্ট্যের উপর নির্ভরশীল।

কলাম ১ এ প্রদত্ত ভোক্তা শ্রেণীভিত্তিক গ্যাস ব্যবহারের পরিমাণকে ৩৬৫ দ্বারা ভাগ করিয়া গড় দৈনিক পরিমাণ বা সিস্টেমের গড় চাহিদা পাওয়া গিয়াছে। বস্তুত, ইহা সঞ্চালন পদ্ধতির "ব্যবহৃত" অংশ অথবা মোট পরিবাহিত গ্যাস সরবরাহের জন্য প্রয়োজনীয় সর্বনিম্ন ক্ষমতা (capacity)। মোট গড় এবং মোট সিস্টেম পিক (system peak) এর মধ্যকার ব্যবধান হইল বিতরণ ব্যবস্থার গ্যাস সরবরাহ ক্ষমতার

"অব্যবহৃত" অংশ, যাহা কেবল সর্বোচ্চ চাহিদা মিটানোর জন্যই থাকে। উপরের উদাহরণে, বিদ্যুৎ শ্রেণীর ৪১০০ এমএমসিএম থ্রুপুটকে (throughput) ৩৬৫ দ্বারা ভাগ করিয়া ১১.২৩ এমএমসিএম গড় দৈনিক থ্রুপুট (throughput) পাওয়া গিয়াছে।

প্রসেস ডিমান্ড (process demand) বা থ্রুপুট (throughput) শ্রেণীর সর্বোচ্চ চাহিদা (কলাম ৩) হইতে গড় চাহিদা (কলাম ৪) বিয়োগ করিয়া নির্ণয় করা হইয়াছে। উপরের উদাহরণে, বিদ্যুতের ক্ষেত্রে, শ্রেণীর সর্বোচ্চ চাহিদা দৈনিক ৩৩.৭০ এমএমসিএম হইতে ১১.২৩ এমএমসিএম বিয়োগ করিয়া প্রসেস ডিমান্ড (process demand) ২২.৪৭ এমএমসিএম পাওয়া গিয়াছে।

অতঃপর সর্বোচ্চ চাহিদার দিনের প্রয়োজন মিটাইবার জন্য প্রয়োজনীয় অতিরিক্ত ক্ষমতা (capacity) উক্ত প্রসেস ডিমান্ড সম্পর্কে প্রত্যেক শ্রেণীর উপর নিম্নরূপে ন্যস্ত করা হইয়াছেঃ সর্বোচ্চ চাহিদার দিনের (peak day) দৈনিক মোট ৪৬.৮১ এমএমসিএম হইতে মোট গড় চাহিদা ২০.৭৮ বিয়োগ করিয়া ২৬.০৩ অতিরিক্ত চাহিদা পাওয়া গিয়াছে। উদাহরণ স্বরূপ, বিদ্যুতের ক্ষেত্রে প্রসেস ডিমান্ড বা থ্রুপুট (২২.৪৭ এমএমসিএম)-কে মোট প্রসেস ডিমান্ড (৩৮.১৫ এমএমসিএম) দ্বারা ভাগ করা হইয়াছে এবং ভাগফল দশমিক মূল্যমানকে ২৬.০৩ দ্বারা গুণ করিয়া বিদ্যুৎ বিতরণে ন্যস্ত করার জন্য দৈনিক অতিরিক্ত চাহিদা ১৫.৩৩ এমএমসিএম পাওয়া গিয়াছে। সুতরাং, এইরূপে শ্রেণীওয়ারী নির্ণীত সংখ্যা সংশ্লিষ্ট শ্রেণীর উপর গড় গ্যাস ব্যবহারের অতিরিক্ত ক্ষমতার (capacity) বিষয়টি বর্তাইবে।

অতঃপর গড় ও অতিরিক্ত চাহিদা, কলাম ৪ এ প্রদত্ত পরিমাণ এবং কলাম ৬ এ প্রদত্ত পরিমাণের সমষ্টি হইবে। উদাহরণ স্বরূপ, বিদ্যুৎ সেবার শ্রেণীর জন্য, ১১.২৩ যোগ ১৫.৩৩ সমান ২৬.৫৬, যাহা মোট সর্বোচ্চ চাহিদার দিনের ক্ষমতা দৈনিক ৪৬.৮১ এমএমসিএম এর ৫৭% যাহা কলাম ৮ এ দেখানো হইয়াছে। সুতরাং, যে কোন ক্ষমতার (capacity) ব্যয়কে যাহা সরাসরি ন্যস্ত করা যায় না, ০.৫৭ দ্বারা গুণ করিয়া বিদ্যুৎ শ্রেণীর রেট নির্ণয়ে ব্যয় হিসাবের প্রতি বরাদ্দ করা যাইবে। এই প্রক্রিয়া যে কোন সংখ্যক শ্রেণীর ক্ষেত্রে ব্যবহার করা যাইবে।

৩.৪.৬। **সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব (Recommended Operating Revenues)**

৩.৪.৬.১। প্রত্যেক বিতরণ শ্রেণীর জন্য সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব হইবে প্রস্তাবিত রিটার্ণ অন রেট বেজ (return on rate base) এবং চলতি বৎসরের অবচয় ও করসহ মোট পরিচালন ব্যয়ের সমষ্টি।

৩.৪.৬.২। এই হিসাব প্রত্যেক ভোক্তা শ্রেণীর জন্য, এবং ভোক্তা শ্রেণীর জন্য সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্বের সমষ্টি সামগ্রিক রাজস্ব চাহিদার সমান হইবে। সমান্য গাণিতিক পার্থক্য হইতে পারে, এবং সেইক্ষেত্রে পার্থক্য ইতোমধ্যে নির্ণীত শ্রেণী পরিচালন রাজস্বের আনুপাতিক হারে ভোক্তা শ্রেণীর মধ্যে বন্টিত হইবে।

সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব = প্রস্তাবিত রিটার্ণ অন রেট বেজ + পরিচালন ব্যয়

৩.৪.৬.৩। লাইসেন্সীর রাজস্ব চাহিদা অর্জনের জন্য প্রয়োজনীয় রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ নির্ণয়ের উদ্দেশ্যে চলতি পরিচালন রাজস্বের (current operating revenues) সহিত সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্বের পরিমানের তুলনা করা হয়।

৩.৪.৭। **মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব (Total Current Operating Revenues)**

৩.৪.৭.১। প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব হইবে নিম্নবর্ণিত আয়সমূহের সমষ্টি, যথাঃ বিতরণ সেবা রাজস্ব, প্রদত্ত অন্যান্য সেবা হইতে আয়, সুদ বাবদ আয়, এবং বিবিধ আয়।

মোট চলতি পরিচালন রাজস্ব = বিতরণ + অন্যান্য সেবা + সুদ + বিবিধ

৩.৪.৭.২। ভোক্তা চার্জ, পুনঃসংযোগ চার্জ ইত্যাদি বাবদ প্রাপ্ত রাজস্ব বিবিধ আয়ের অন্তর্ভুক্ত হইবে।

৩.৪.৭.৩। প্রত্যেক বিতরণ শ্রেণীর জন্য চলতি রাজস্ব প্রকৃত হিসাবভুক্ত রাজস্বের ভিত্তিতে নির্ণীত হইবে।

৩.৪.৮। **প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি (Proposed Revenue Increase)**

৩.৪.৮.১। চলতি পরিচালন রাজস্ব ও সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্বের মধ্যে শ্রেণীওয়ারী যে পরিমাণ রাজস্বের পার্থক্য তাহাই প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি। এই রাজস্ব-বৃদ্ধি ট্যারিফ রেট বৃদ্ধি করিয়া অর্জিত হয় যাহা লাইসেন্সীকে সুপারিশকৃত রেট অব রিটার্ণ (rate of return) অর্জন এবং পরিচালন ব্যয় মিটাইবার জন্য পর্যাপ্ত তহবিল প্রাপ্তির সুযোগ প্রদান করে। নিম্নের সূত্রে ইহা প্রদর্শিত হইয়াছেঃ

প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি = সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব - চলতি রাজস্ব

৩.৪.৮.২। উল্লিখিত প্রস্তাবিত শ্রেণী রাজস্ব-বৃদ্ধিসমূহের উপর আয়কর প্রযোজ্য। সেই কারণে উক্ত প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধিসমূহকে সরাসরি চলতি রাজস্বের সহিত যোগ করিয়া বাস্তবায়ন করা হইলে, লাইসেন্সী সুপারিশকৃত পরিচালন রাজস্ব লাভে ব্যর্থ হইবে। ভবিষ্যতে প্রাপ্য রাজস্ব, বর্ধিত করের সমপরিমাণ কম হইবে। সুতরাং, লাইসেন্সী যাহাতে সুপারিশকৃত রাজস্বের সম্পূর্ণটাই অর্জন করিতে পারে তজ্জন্য রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ কিছুটা বাড়াইয়া (grossed up) হিসাব করিতে হইবে। বর্ধিত কর হিসাবে ধরিয়া উক্ত রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমাণ আরও বৃদ্ধি করিতে হইবে। এইজন্য একটি রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর (revenue conversion factor) তৈরী করা হইয়াছে, যাহা দ্বারা প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি নির্ণয় করা সম্ভব হইবে।

৩.৪.৮.২.১। রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর সকল শ্রেণীর ক্ষেত্রেই ব্যবহার্য। উল্লিখিত রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর একটি সূত্র দ্বারা নির্ণয় করা হয়। উক্ত সূত্র অনুযায়ী "১" সংখ্যাকে, অপর একটি "১" সংখ্যা হইতে প্রযোজ্য আয়কর হার বিয়োগ করিয়া যে বিয়োগফল পাওয়া যায়, তাহা দ্বারা ভাগ করা হয়, যেরূপ নিম্নে প্রদত্ত হইলঃ

রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর = ১ ÷ (১ - আয়কর হার)

৩.৪.৮.২.২। এইভাবে কনভারশন ফ্যাক্টর নির্ণয়ের পর উহা দ্বারা প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধির পরিমানকে গুণ করিয়া সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি পাওয়া যাইবে, যাহা নিম্নরূপে প্রদত্ত হইল ঃ

সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি = প্রস্তাবিত রাজস্ব-বৃদ্ধি X রেভিনিউ কনভারশন ফ্যাক্টর

Dhaka University Institutional Repository

৩.৪.৯। মোট সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা (Total Recommended Revenue Requirement)

মোট সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা হইতেছে চলতি শ্রেণীসমূহের রাজস্ব এবং সুপারিশকৃত শ্রেণীসমূহের রাজস্ব-বৃদ্ধির সমষ্টি, যেরূপ নিম্নের সূত্রে প্রদর্শিত হইয়াছে ঃ

সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা = মোট চলতি রাজস্ব + সুপারিশকৃত রাজস্ব-বৃদ্ধি

৩.৫। **বিতরণ রেট (Distribution Rate)**

৩.৫.১। প্রত্যেক শ্রেণীর জন্য সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদাকে উক্ত শ্রেণীর বার্ষিক গ্যাস বিতরণ পরিমাণ (হাজার ঘনমিটার বা এনসিএম) দ্বারা ভাগ করিয়া উক্ত শ্রেণীর জন্য বিতরণ রেট নির্ণয় করা হয়। নিম্নের সূত্রে ইহা প্রদর্শিত হইল ঃ

বিতরণ রেট = সুপারিশকৃত রাজস্ব চাহিদা ÷ বার্ষিক বিতরণকৃত গ্যাসের পরিমাণ

৩.৫.২। গ্যাস বিতরণ সেবা ধারাবাহিক ও ধারাবাহিকতাহীন (firm and interruptible) সেবা হিসাবে বিবেচিত হইলে, কমিশন কেস ভিত্তিতে এই সকল বিষয়ের সমাধান করিবে এবং প্রয়োজন মনে করিলে এই পদ্ধতি (methodology) সংশোধন করিতে পারিবে।

৪। **বিবিধ চার্জ (Miscellaneous Charges)**

৪.১। **সার-সংক্ষেপ**

৪.১.১। প্রাকৃতিক গ্যাস বিতরণ লাইসেন্সীর বিশেষ কোন ভোক্তা শ্রেণীকে সেবা প্রদানের জন্য বিশেষ চাহিদা পূরণকল্পে বিবিধ চার্জ আরোপের প্রয়োজন হইতে পারে, যথাঃ পুনঃসংযোগ চার্জ, বিলম্বে বিল পরিশোধ চার্জ, বিশেষায়িত মিটার বা বিতরণ চার্জ ইত্যাদি।

৪.১.২। প্রত্যেক বিতরণ লাইসেন্সী তাহার রেট আবেদনপত্রে ভোক্তাদের প্রতি যে সকল বিবিধ চার্জ আরোপ করিতে ইচ্ছুক তাহার উল্লেখ করিবে, এবং উক্ত চার্জ নির্ণয়ে ব্যয়ের যথার্থতা প্রমাণকল্পে উহার সহিত একটি পূর্ণাঙ্গ কার্যপত্র প্রদান করিবে। উক্ত রেট নির্ণয়ে কোন প্লান্ট বা কোন ব্যয় একবার ব্যবহৃত হইলে উহা পুনরায় প্রাকৃতিক গ্যাসের বিতরণ রেট নির্ণয়ে ব্যবহৃত হইতে পারিবে না। বিবিধ চার্জ হইতে প্রাপ্ত রাজস্ব সামগ্রিক রাজস্ব চাহিদা পূরণে ব্যবহৃত হইবে।

৪.২। **ভোক্তা চার্জ (Customer Charge)**

৪.২.১। বিবিধ চার্জের একটি উল্লেখযোগ্য চার্জ হইতেছে ভোক্তা চার্জ। লাইসেন্সীর বিতরণ ব্যবস্থার সহিত ভোক্তাদের সংযুক্ত করিতে কিছু অর্থ ব্যয়ের প্রয়োজন হয় যাহা রেট কাঠামোতে প্রতিফলন থাকিতে হইবে, উক্ত সংযোগ ব্যবহৃত হউক বা না হউক। নিম্নে একটি অভিন্ন আবাসিক ভোক্তা চার্জ নির্ণয়ের হিসাব প্রদান করা হইল।

৪.২.১.১। **অভিন্ন আবাসিক ভোক্তা চার্জ (Domestic Flat Customer Charge)**

৪.২.১.১.১। অভিন্ন আবাসিক ভোক্তা চার্জ নির্ণয়ের জন্য কমিশনের হিসাব পদ্ধতি নিম্নরূপ হইবে।

Dhaka University Institutional Repository

৪.২.১.১.২। হিসাবভুক্ত তথ্যাদি ব্যবহার করিয়া লাইসেন্সী সেবার জন্য এবং মিটারের জন্য প্লান্ট-হিসাব চিহ্নিত করিবে, যাহা আবাসিক শ্রেণীকে সেবা প্রদানে ব্যবহারের জন্য সুনির্দিষ্টভাবে চিহ্নিত হওয়ার যোগ্য।

আবাসিক সেবা ব্যয় + আবাসিক মিটার ব্যয় = আবাসিক সম্পর্কিত ভোক্তা চার্জ প্লান্ট ব্যয়

৪.২.১.১.৩। লাইসেন্সী পুনরায় হিসাবভুক্ত তথ্যাদি হইতে নিম্নবর্ণিত খাতসমূহের ব্যয় যোগ করিবে, যথাঃ মিটার, ভোক্তা-আঙ্গিনায় গ্যাস স্থাপনা, মিটার রক্ষণাবেক্ষণ, ভোক্তা-হিসাব তদারকি, মিটার পাঠ, রাজস্ব আদায় ও ভোক্তা-রেকর্ড, ভোক্তা-রেকর্ড ও আদায় তদারকি, এবং ভোক্তা সহায়তা।

ব্যয়সমূহ ঃ

মিটার + গ্যাস স্থাপনা + মিটার রক্ষণাবেক্ষণ + ভোক্তা-হিসাব তদারকি + মিটার পাঠ + রাজস্ব আদায় + রাজস্ব আদায় তদারকি + ভোক্তা সহায়তা = ভোক্তা ব্যয়

৪.২.১.১.৪। অতঃপর ভোক্তা প্লান্ট ব্যয়কে customer plant costs) যথাযথ পরিবহন ব্যয় (carrying costs) দ্বারা গুণ করিতে হইবে।

আবাসিক সংক্রান্ত ভোক্তা চার্জ প্লান্ট হিসাব X পরিবহন ব্যয় = ক্যারিয়িং কস্টস্ অন প্লান্ট

৪.২.১.১.৫। বৎসরের মোট ভোক্তা চার্জ ব্যয় নির্ণয়ের জন্য ব্যয়ের সহিত পরিবহন ব্যয় যোগ করিতে হইবে।

ক্যারিয়িং কস্টস্ অন প্লান্ট + ভোক্তা ব্যয় = বৎসরের ভোক্তা চার্জ ব্যয়

৪.২.১.১.৬। অভিন্ন আবাসিক সেবার জন্য মাসিক ভোক্তা চার্জ নির্ণয়ের উদ্দেশ্যে, বৎসরের ভোক্তা চার্জ ব্যয়কে বৎসরের মোট আবাসিক ভোক্তা বিল সংখ্যা দ্বারা ভাগ করিতে হইবে। বৎসরের গড় ভোক্তা সংখ্যাকে বার সংখ্যা দ্বারা গুণ করিয়া ভোক্তা বিল সংখ্যা নির্ণয় করা হইবে।

(বৎসরের ভোক্তা চার্জ ব্যয়) ÷ (ভোক্তা বিল সংখ্যা) = মাসিক ভোক্তা চার্জ।

কমিশনের আদেশক্রমে,

সৈয়দ ইউসুফ হোসেন
চেয়ারম্যান।

Dhaka University Institutional Repository

Annexure K

Dhaka University Institutional Repository

Refferences

1.http://neb-one.gc.ca/clfnsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/gslknghd2010gst2004-eng.pdf

2.http://talisman-energy.com/upload/important_links/16/08/talismancrreport.pdf

3. http://www.statoil.com

4. http://www.albertaasap.com/pdf/ASAP-News-Release-Sept17.pdf

5. Vietnam Gas Sector Development Framework – The World Bank and the Ministry of Industry and Trade

6. http://vietnamnews.vnagency.com.vn/showarticle.php?num=03BUS260509

7. New York Mercantile Exchange-www.nymx.com.

8. Research Paper of CPD

9. Financial Management Division - Petrobangla

10. Revenue & MIS Section- Bangladesh Gas Fields Company Limited

11. www.Petrovietnam.com

12. www.ongc.com

13. Website of Ministry of energy and mineral resources- Pakistan

14. Website of Ministry of energy and mineral resources - Bangladesh

15. Website of Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC)

Dhaka University Institutional Repository

16. Website of Petrobangla

17. Website of Energybangla

18. Cost Accounting-a managerial emphasis, C.T. Horngreen

19. Cost Accounting - Bhabatosh Banerjee

20. Finance Department - Revenue Section - Bangladesh Gas Fields Company Limited - Letter to Petrobangla for increasing "Wellhead Margin".

21. Report to Petrobangla on "Communication Strategy and Campaign on Gas and Energy Pricing and Reform Study".

22. "Gateway to gas"- Feature written in The daily Star by Abdul Bayes - Professor of Economics, Jahangirnagar University.

23.The daily prothom alo- Thursday, September25, 2008

24. Feature on gas price- Written by Professor Dr. Badrul Imam, Department of Geology, University of Dhaka.

25. Annual Report - Petrobangla

26. Annual Report - Bangladesh Gas Fields Company Limited.

27. MIS report- Petrobangla and its Companies.

28. Articles :

- Gas Shortage Hits Industries Hard- Energy Bangla - online issue Ocytober'2008

Dhaka University Institutional Repository

- Bapex to get tk 25 a unit for Salda, Fenchuganj Gas - Energy Bangla
- BDT 6.50 billion plan taken up to expand Gas supply - Energy Bangla
- Energy Ministry fails to increase gas sale tariff for Bapex - - Energy Bangla (09.21.2008)
- Bangladesh; Cairn Wants Higher Prices for Gas - Energy Bangla (08.06.2008)

29. ADB, Bangladesh Gas Sector, Issues, Options and the Way Forward, by Piotr D Moncarz and P. Abeygunawardena, 2007
30. Petrobangla, Gas Strategy for Bangladesh (Gas Sector Master Plan), Wood Mackenzie, 2006
31. Petrobangla Pricing Committee : Draft for Comments, 2011