PN-ACF 406

BURNS AND ROE ENTERPRISES, INC.

DELIVERY ORDER NO. 7
ASSESSMENT OF EXPORT MARKETS FOR KAMBARATA ELECTRICITY

STEP 2 - OPTIMIZATION OF NARYN-SYR DARYA RIVER SYSTEM OPERATIONS

FINAL REPORT

September 1998

Prepared by	HARZA Engineering Company
In collaboration with	Burns and Roe Enterprises, Inc
Submitted to	U S Agency for International Development
Contract No	CCN-Q-00-93-00154-00 Energy Efficiency and Market Reform Project Delivery Order No 7

PN ACF-406

FINAL REPORT

ON

OPTIMIZATION OF NARYN-SYR DARYA RIVER SYSTEM OPERATIONS STEP 2

Burns and Roe Enterprises, Inc

HARZA Engineering Company International

September 1998

2

Optimization of Naryn-Syr Darya River System Operations - Step 2

TABLE OF CONTENTS

Chapter 1 INTRODUCTION

- 1 1 Background
- 1 2 Objectives
- 1 3 Scope of Services for Step 2
- 1 4 Acknowledgements

Chapter 2 GENERATION AND TRANSMISSION DATABASES

- 2 1 Introduction
  - 2 1 1 Purpose
  - 2 1 2 Background
  - 2 1 3 Data Collection Methodology
    - 2 1 3 1 Introduction
    - 2 1 3 2 Existing Units
    - 2 1 3 3 Committed Units
    - 2 1 3 4 Load Data
      - 2 1 3 4 1 Electric Load Data
      - 2 1 3 4 2 Thermal Load Data
  - 2 1 4 Study Cases
- 2 2 Load Forecasts
  - 2 2 1 Kyrgyzstan
  - 2 2 2 South Kazakhstan
  - 2 2 3 Uzbekistan
- 2 3 Thermal Generating Resources
  - 2 3 1 Kyrgyzstan
  - 2 3 2 South Kazakhstan
  - 2 3 3 Uzbekistan
- 2 4 Hydroelectric Generation Resources
- 2 5 Transmission Resources
  - 2 5 1 General
  - 2 5 2 Description of Electrical Interconnection
  - 2 5 3 Transfer Limits

Chapter 3 REVIEW OF NARYN-SYR DARYA RIVER SYSTEM MODELING EFFORTS

3 1 Introduction
3 2 Collection of Reports of Other Naryn-Syr Darya River System Modeling Efforts
3 3 Review of Previous Modeling Efforts and Analysis
3 3 1 Simulation of Water Supply and Demand in the Aral Sea Region
3 3 2 Syr Darya Control and Delta Development Project
3 3 3 Integrated Data Management for the Syr Darya Basin (RIMDESS)
3 3 4 Multi-objective Water Resource Allocation Model for Toktogul Reservoir (GAMS)
3 4 Summary of Recent Yearly Water and Energy Agreements Among CAR
3 4 1 Meeting of Fuel Energy and Water Facilities Representatives of the Republics of Kyrgyzstan, Kazakhstan, and Uzbekistan on the Issue of Water Energy Resource of Toktogul Cascade in 1996
3 4 2 Agreement Between the Government of Kyrgyzstan and Government of Uzbekistan on the Issue of Use of the Water Energy Resource of Naryn Syr Darya Cascade of Hydroelectric Powerplant in 1997
3 4 3 Agreement Between the Government of Kyrgyz Republic and the Government of the Republic of Uzbekistan on Joint and Complex Use of Water-Energy Resources of Naryn-Syr Darya Cascade of Reservoirs in 1998
3 4 4 Summary of Recent Water and Energy Agreements

Chapter 4 REVIEW OF HYDROLOGY OF THE NARYN-SYR DARYA RIVER SYSTEM

4 1 Collection of Streamflow Data
4 1 1 Data Collected from the Previous Study
4 1 2 Data Collected in the Present Study
4 2 Review of Collected Streamflow Data
4 2 1 Inflows to the Toktogul Reservoir
4 2 2 Tributary Inflow Between Toktogul and Uch-Kurgan
4 2 3 Mid Syr Darya Flow
4 2 4 Low Syr Darya Flow
4 3 Streamflow
4 3 1 Inflow to Toktogul
4 3 2 Intervening Flow Between Toktogul and Kurpsai
4 3 3 Intervening Flow Between Kurpsai and Tashkumyr
4 3 4 Intervening Flow Between Tashkumyr and Uch-Kurgan
4 3 5 Inflow to Andijan
4 3 6 Intervening Flow Between Uch-Kurgan, Andijan and Kayrakum
4 3 7 Intervening Flow Between Kayrakum and Farhad
4 3 8 Inflow to Charvak
4 3 9 Intervening Flow Between Farhad, Charvak, and Chardara
4 3 10 Inflow to Bugun
4 3 11 Intervening Flow Between Chardara, Bugun, and Aral Sea

4 4 Evaporation
4 4 1 Pan Evaporation
4 4 2 Pan Coefficient
4 4 3 Net Reservoir Evaporation

Chapter 5 ESTIMATES OF POWER AND IRRIGATION VALUES

5 1 Marginal Electric Costing
5 1 1 Methodology and Assumptions
5 1 1 1 Reserve Margin
5 1 1 2 Retirement Policy
5 1 1 3 Proxy Units
5 1 2 Matrix of Study Cases
5 1 3 Summary of Results
5 2 Irrigation Values
5 2 1 Steps in the Valuation of Irrigation Withdrawls from the Naryn-Syr Darya River
5 2 2 Irrigation Benefits Computation

Chapter 6 ENHANCEMENT OF STEP 1 HYDROPOWER - IRRIGATION SIMULATION MODEL

6 1 The Model
6 1 1 Introduction
6 1 2 Program Structure
6 2 Simulated System
6 3 Model Enhancement
6 3 1 Irrigation Withdrawal
6 3 2 Valuation of Irrigation Benefits

Chapter 7 ALTERNATIVE SCENARIOS AND RESULTS ANALYSIS

7 1 Scenarios Formulation
7 1 1 Scenarios Formulation
7 1 1 1 Long-term Flow Scenarios
7 1 1 2 Short-term Flow Scenarios
7 1 1 3 Scenario Designation
7 1 2 Monthly Production Distributions
7 1 2 1 Monthly Production Distributions for Irrigation-Oriented Scenario
7 1 2 2 Monthly Production Distributions for Power-Oriented Scenario
7 1 2 3 Monthly-Production Distributions for Scenario with 1998 Agreement Toktogul Release Pattern
7 1 3 Selection of Representative Flow Conditions

7 2 Results
7 2 1 Energy Production
7 2 1 1 Energy Production for Long-Term Flow Scenarios
7 2 1 2 Energy Production for Short-Term Flow Scenarios
7 2 2 Irrigation Flows
7 2 2 1 Irrigation Flows for Long-Term Flow Scenarios with Existing Irrigation Demand
7 2 2 2 Irrigation Flows for Long-Term Flow Scenarios with Future Irrigation Demand
7 2 3 Operating Rules of Toktogul and Chardara Reservoirs
7 2 3 1 Toktogul Reservoir Rule Curve
7 2 3 2 Toktogul Reservoir Elevations for Short-Term Flow Scenarios
7 2 3 3 Chardara Reservoir Rule Curve
7 2 4 Inflows into the Aral Sea
7 2 4 1 Comparison with Early 1970 Aral Sea Flows
7 2 4 2 Comparison with Late 1970 Aral Sea Flows
7 3 Benefits Evaluation
7 3 1 Valuation of Outflows
7 3 2 Valuation of Power
7 3 2 1 Comparison of Values of Power and Irrigation
7 3 2 2 Comparison of Interconnected Cases of Power- and Irrigation-oriented Scenarios
7 3 2 3 Comparison of Cases of Year 2000,2005, and 2010 Load Demand
7 3 2 4 Comparison of Interconnected and Isolated Cases
7 3 3 Combination of Values of Power and Outflow for Irrigation
7 4 Recommendations for Naryn-Syr Darya Operation Regime Vis-a-Vis Water Sharing and Power Dispatch
7 4 1 Discussions
7 4 2 Sensitivity Analysis
7 4 3 Future Work

Appendix A Inquiry Document for Thermal Generation Data
Appendix B Reponses of the Inquiry Document for Thermal Generation Data
Appendix C Example Input of PROSYM
Appendix D Data Collected from the Previous Study
Appendix E Data Collected in the Present Study
Appendix F Data Pepared for the Hydropower-Irrigation Simulation Model
Appendix G Irrigation Data Collected from Uzbekistan
Appendix H Irrigation Data Collected from Kazakhstan

LIST OF TABLES AND EXHIBITS

Table No

2-1	The Most Probable Load Growth Scenario for Kyrgyzstan
2-2	The Most Probable Load Growth Scenario for South Kazakhstan
2-3	The Most Probable Load Growth Scenario for Uzbekistan
2-4	Thermal Generation Resources in Kyrgyzstan
2-5	Thermal Generation Resources in South Kazakhstan
2-6	Thermal Generation Resources in Uzbekistan
2-7	Key Parameters of Naryn-Syr Darya Hydroelectric Facilities
2-8	Transmission Capacity Limits
3-1	Summary of Water and Energy Agreements
5-1	Summary Matrix of Study Cases
5-2	Marginal Costs for Base Case with Existing Irrigation Demand
5-3	Marginal Costs for Base Case with Future Irrigation Demand
5-4	Marginal Costs for Base Case with Existing Irrigation Demand and 1998 Agreement Toktogul Release Pattern
5-5	Production Costs of Existing Irrigation Demand Case
5-6	Production Costs of Future Irrigation Demand Case
5-7	Production Costs of Existing Irrigation Demand Case with 1998 Agreement Toktogul Release Pattern
5-8	Average Monthly Crop Water Requirements
5-9	Irrigated Areas Sown to Various Crop Types (1994)
5-10	Irrigated Areas Sown to Various Crop Types - Future Scenario
5-11	Net Returns on Crop Production Existing Conditions
5-12	Net Returns on Crop Production Future Conditions
5-13	Net Benefits of Irrigation Assuming All Water Withdrawal Requirements Are Met Existing Conditions/1994 Scenario

5-14	Net Benefits of Irrigation Assuming All Water Withdrawal Requirements Are Met Future Conditions
5-15	Weighted Average Value of Water Withdrawn for Demand Sites Assuming All Withdrawl Requirements Are Met 1994 Conditions
5-16	Weighted Average Value of Water Withdrawn For Demand Sites Assuming All Withdrawal Requirements are Met Future Conditions
7-1	Monthly Distributions for Firm Energy Production and Outflows for Scenarios with Existing Irrigation Demand
7-2	Monthly Distributions for Firm Energy Production and Outflows for Scenarios with Future Irrigation Demand
7-3	Computed Energy Production for Lower Naryn-Syr Darya Hydroelectric Projects Under Power Mode
7-4	Computed Energy Production for Lower Naryn-Syr Darya Hydroelectric Projects Under Irrigation Mode
7-5	Computed Outflows
7-7	Computed Inflows to Aral Sea
7-8	1970's Aral Sea Flows
7-9	Valuation of Outflows
7-10	Valuation of Power and Outflows for Cases with Existing Irrigation Demand
7-11	Valuation of Power and Outflows for Cases with Existing Irrigation Demand and 1998 Agreement Toktogul Release Pattern
7-12	Valuation of Power and Outflows for Cases with Future Irrigation Demand
7-13	Combined Marginal Costs

Exhibit No

5-1	Monthly Water Withdrawal Requirements for Irrigation "1994 Scenario"
5-2	Monthly Water Withdrawal Requirement for Irrigation Future Scenario
6-1	Scheme of the Lower Naryn - Syr Darya Reservoir System

Assessment of Export Markets for Kambarata Electricity

Kyrgyz Republic

Step 2 – Optimization of Naryn-Syr Darya River System Operations

EXECUTIVE SUMMARY

Background

Since the formal dissolution of the former Soviet Union in 1991, the Central Asia Republics (CAR) of Kyrgyz Republic, Kazakhstan, Tajikistan, Turkmenistan, and Uzbekistan have been striving toward sustainable and feasible development and use of oil, gas, and hydro resources of the region For hydro resources, the optimal exploitation of the Amu Darya and Syr Darya River's energy source, with respect to both national and regional interest, is of great importance The criteria and procedure for construction and operation of regional energy infrastructure needs to be provided through agreements among the CAR These agreements are subject to international negotiations and political decision making

The potential for hydropower-versus-irrigation conflicts in the region is caused by a high potential for hydropower development and production, and a relative shortage of fossil fuels in Kyrgyz Republic and Tajikistan in the upper reaches of the two rivers The conflicts are also caused by incompatible-timing of peak demands for power generation in the winter for the Kyrgyz Republic and Tajikistan, and for irrigation in the summer for Kazakhstan and Uzbekistan

To find a solution to the hydropower-versus-irrigation conflicts in the region, a two-step study is being carried out In Step 1 study, construction of a large storage and hydro project, the 1,900-MW Kambarata-1 on a major tributary of the Syr Darya was evaluated The Kambarata-1 Project will release water in the winter for power generation to meet Kyrgyzstan's power demand The existing downstream Toktogul reservoir will provide regulation storage to store the power discharges from the Kambarata-1 in the winter, and release the water downstream to meet the irrigation demands in the summer

9

The Present Study

The present study consists of the Step 2 work which has been directed towards a more detailed evaluation of the operation of the Naryn-Syr Darya river system within the regional context, and specifically directed toward three republics Kyrgyz Republic, southern Kazakhstan, and Uzbekistan The work performed during Step 1 was refined to better evaluate alternative operating scenarios These scenarios include various combinations of the demands for power generation, municipal/irrigation water supply, and flows into the Aral Sea Regional power supply and demand were reviewed to assess the impact of alternative Narya-Syr Darya operating scenarios for capacity and energy generation

Data Collection

Basic data relating to the physical and operational characteristics of existing reservoirs, hydroelectric and thermal power plants, and irrigation districts in the region, and existing and future electric and irrigation demands of the region were compiled Historical stream flow data were collected and reviewed to develop inflow sequence for each of the existing reservoirs in the two river basins Fuel costs, and annual operation and maintenance costs for each of the existing thermal plants were reviewed and used in development of system marginal costs and production costs for the regional electric system

Hydropower Irrigation Simulation Model

A hydropower irrigation simulation model was developed for the present study The model simulates the operation of the entire Naryn-Syr Darya River system, and develops a rule curve for operation of each reservoir in the two river basins to maximize the firm energy production or firm water supply Two system operating modes were considered, and these include Power mode and Irrigation mode The objectives of the Power mode operation are to maximize the hydro energy production for meeting the power demand pattern of the Kyrgyz Republic and Tajikistan with the developed inflow sequence The reservoir releases for power generation were used to compute irrigation benefits For the Irrigation mode, the firm water supply was maximized to meet the irrigation demand pattern of the republics in the downstream reach of the Naryn-Syr Darya River system The water releases from each reservoir for irrigation were used to compute energy production

In development of the hydropower-irrigation simulation model (Simulation), modeling efforts of the Naryn-Syr Darya River system performed by others including the Multi-objective Water Resource

Allocation Model for the Toktogul Reservoir (Optimization) were assessed The Optimization model can be used to evaluate potential impacts of different reservoir operation mode of irrigation, power, or a combination of irrigation and power, under various combinations of flow conditions representing dry, normal, and wet years

The limitations of the Optimization model include relatively short periods of analysis for a large system, such as the Naryn-Syr Darya Historical long-term stream flow sequence was not used The difficult with the Simulation model approach is that a large number of feasible plans will have to be evaluated to select the optimum solution The Simulation model is often used when the river basin systems are considered as too complex to be handled by current optimization techniques

The Optimization model can be used in combination with the Simulation model to solve an approximation to the real problem The Optimization model can greatly narrow down the search for the most attractive plan by identifying plans that may be close to the optimum The Simulation model will then be used to evaluate the performance of the identified plans under the long-term flow conditions

Estimates of Irrigation and Power Values

The estimate of the value of irrigation is dependent on crop patterns, soil type and conditions, the timing, methods, and quantity of irrigation, water conveyance and application efficiencies, climatological conditions, and market prices of crops Pertinent data of crop patterns, crop productions, crop market prices, etc were collected and used to develop unit irrigation water values in U S dollars per cubic meters of water

A commercially available computer model, PROSYM, was used to estimate marginal and production costs of the electric system of the region The model performed studies for years 2000, 2005, and 2010, and computed marginal and production costs for both the Power mode and Irrigation mode with the hydro energy production values estimated by the hydropower irrigation simulation model In computing the marginal and production costs, physical and operating characteristics of each thermal power plant in the region including generating capacity, scheduled and forced outage rates, heat rate, etc , and unit cost for each type of fuel were considered

Alternative Scenarios and Results

A total of six alternative scenarios were evaluated using the historical long-term inflow sequences,

these include Power mode for the existing irrigation demands with and without the 1998 release agreement among the CAR and future irrigation demands The other three alternatives are for irrigation mode

Benefits associated with each scenario were estimated on the basis of the power and irrigation values A comparison of the benefits for these six scenarios indicated that the irrigation operation mode of the Naryn-Syr Darya River system with the 1998 release agreement would achieve the maximum combined benefits of energy and irrigation

The existing Toktogul Reservoir was recently drawn down to a low-level at El 862 4m Six additional alternative scenarios were formulated to determine the amounts of Toktogul releases under various flow conditions Three 10-year flow sequences representing wet, normal or average, and dry flow conditions were selected from the historical long-term stream flows The six scenarios include Power mode with the wet, normal, and dry flow sequences, and Irrigation mode under the three flow conditions Monthly flows into the Aral Sea for each of the six scenarios were computed These monthly flows should be compared with required inflows to the Aral Sea for meeting the environmental water quality requirements

Conclusions and Recommendations

A hydropower irrigation simulation model was developed to define the operating rules for the existing reservoirs in the regions, and optimum release pattern to achieve the maximum combined energy and irrigation benefits The results derived from the outputs of performance runs of the simulation model can be used as a basis of negotiation of a multi-year agreement among the CAR

For CAR's readily acceptance and application of the model, a transfer of the model to the CAR, and training sessions for the model application should be held in the near future Engineers and scientists from the CAR can use the model with refined irrigation and energy data to evaluate potential impacts on the total combined power and irrigation benefits with various modes of the reservoir operation

This model can also be expanded or modified to use in combination with the PROSYM for real-time dispatch of power plants for meeting the regional electric system demands This model can also be used with a risk analysis model to estimate the expected values of the irrigation and power for privatization purposes

Optimization of Naryn-Syr Darya River System Operations Step 2

(previously, "Assessment of Export Markets for Kambarata Electricity: Kyrgyz Republic")

Chapter 1

INTRODUCTION

1 1 Background

Since the formal dissolution of the Soviet Union in 1990, the Central Asian Republics (CAR) of Kazakhstan, Kyrgyzstan, Tajikistan, Turkmenistan and Uzbekistan have been striving toward sustainable and feasible development and use of the water resources of the region Since the two main river basins of the CAR -- the Amu Darya and Syr Darya -- are the primary source of all water used therein, their optimal exploitation with respect to both national and regional interests is of great importance

Formerly, with these basins located in one federal state, regional interdependence was imposed from outside the region, but now the newly independent countries themselves must coordinate regional issues, and the criteria and procedures for the construction and operation of regional water resources infrastructure *have* to be provided through agreements between sovereign nations These agreements are subject to international negotiations and political decision making, and different national priorities make the outcome of these negotiations uncertain Efforts to replace the coordinating role of the former Soviet Union vis-a-vis the complicated, shared, water resources infrastructure are themselves

13

complicated by energy consumption and hydropower production issues which were formerly of low priority relative to irrigation, but which have now become equally important

The potential for hydropower-versus-irrigation conflicts is rooted in the combination of

a National aspirations to a higher degree of self-reliance in electricity production

b The relative shortage of fossil fuels and high potential for hydropower development and production in those countries in the upper reaches of the two major rivers (i e , Kyrgyzstan and Tajikistan)

c The essentially incompatible timing of peak customer demands for power generation discharges (in the winter) and for irrigation-related releases (in the summer) from storage reservoirs upstream

d The present unavailability and inability of downstream facilities to store or even convey high winter outflows from *the upstream* reservoirs

The resolution of conflicting demands for storage water from the upper reaches of the Syr Darya basin has been proposed by some to reside in the construction of the 1,900-MW Kambarata-1 hydroelectric project on the Naryn River in Kyrgyzstan, a major tributary of the Syr Darya This large storage Kambarata Project would release power generation discharges in the winter to the existing Toktogul reservoir immediately downstream The Toktogul reservoir will serve as a re-regulating reservoir *which* receives the upstream power generation discharges in the winter and stores them for release during the summer irrigation season Consequently, prior to the present Step 2 assessment, Step 1 had been focused on the evaluation of potential power export markets for the Kambarata-1 Project

Subsequent to the completion of Step 1, it has become evident that implementation of the Kambarata-1 Project would require greater levels of financing, regional cooperation, and market commitments, and infrastructure and transmission investments than the region appears presently able to support Consequently, the focus of Step 2 is directed towards a more detailed evaluation and optimization of the operation of the Naryn-Syr Darya river system within the regional context, and specifically directed toward three republics Kyrgyzstan, southern Kazakhstan, and Uzbekistan

1 2 Objectives

The Step 2 work has two primary objectives

a Hydrological modeling of the Naryn-Syr Darya river basin up to the Aral Sea with specific regard to potable/municipal water and environment to support water-sharing agreements among the Central Asian Republics, specifically, (i) hydro-cascade operations to optimize capacity, energy and system reserve requirements with other water uses, and (ii) development of operational-level technical details to offer refinements to water-sharing agreements

b Limited power production and system modeling for the Central Asia grid (specifically for Kyrgyzstan, southern Kazakhstan, and Uzbekistan) with particular emphasis on hydroelectric power study of energy, capacity, and prices under different scenarios Outputs from the power production modeling could be used for developing efficient Central Asia dispatch center/power pool operations leading into regional energy agreements

1 3 Scope of Services for Step 2

The Optimization of Naryn-Syr Darya River System Operations is an assimilation of several related tasks

Task 1 Refine Generation and Transmission Databases - Generation and transmission databases developed in Step 1 were refined, specifically with respect to Kyrgyzstan, southern Kazakhstan, and Uzbekistan This database consists of an inventory of existing and planned generation and transmission networks in the region The data was used as input to Task 5

Task 2 Compile Demand and Generation Forecasts - Current load forecasts available from Kyrgyzstan, southern Kazakhstan and Uzbekistan, and the Tashkent dispatch center were compiled and reviewed In addition to the most likely forecast, a low and high forecast was developed for sensitivity analyses Available typical daily load curves for the winter and summer seasons were collected

15

Task 3 Assess Other Modeling Efforts of the Naryn-Syr Darya River System - The river modeling work performed by CH2M-Hill and others (e g Austrian consultants, TACIS European Commission WARMAP Project, Water Resources Management and Agricultural Production in the Central Asian Republics, The World Bank Aral Sea Basin Program) was reviewed Criteria and assumptions used in these analyses were discussed with some of the experts who performed or were familiar with these studies, and then used in the formulation of alternative scenarios for Task 7

The yearly agreements among four of the Central Asian Republics (Kazakhstan, Kyrgyzstan, Tajikistan, and Uzbekistan) for the joint and comprehensive use of water and energy resources of the Syr Darya basin were reviewed in the study

Task 4 Review the Hydrology of the Naryn-Syr Darya River System - The hydrologic data collected during Step 1 was augmented to include more recent data and historical flow data from the headwaters of the Naryn river to the Aral Sea

Task 5 Refine Estimates of Power and Irrigation Values - During Step 1, a preliminary estimate of electricity demand, seasonal energy values, irrigated areas, alternate and likely cropping patterns, irrigation water requirements, and irrigation net benefits was performed

These estimates were compared to the results of other current studies, discussed with relevant agencies and updated or augmented where possible For power values, typical summer and winter daily load curves were analyzed, and marginal costs were developed for years 2000, 2005, and 2010

Task 6 Enhance Step 1 Naryn River Hydropower-Irrigation Simulation Model - The Step 1 model was enhanced to include the other significant reservoir facilities along the Naryn and Syr Darya rivers all the way to the Aral Sea The model was also modified to include the period of hydrologic records obtained in Task 4

Task 7 Run Alternative Scenarios and Analyze Results - Alternative scenarios of power demands, irrigation releases, and water inflows into the Aral Sea were defined from the previous tasks and from the inputs of other sources and contractors in the region These demand scenarios were run through the simulation model, refined under Task 6 The results from the simulation model runs were converted into net economic benefits including power, irrigation, and environmental enhancement of the Aral Sea These benefits were compared to derive monthly reservoir rule curves for the Toktogul, Kayrakkum, and Chardara storage reservoirs

The above analysis was performed based on long-term monthly flow data The impact of normal-,wet- and dry-year conditions within the historical period of records was evaluated An additional analysis was performed, starting with the currently low level of the Toktogul reservoir and using a 10-year series of normal, wet and dry years This was done to evaluate the short-term impacts on power generation, irrigation releases, and water inflows into the Aral Sea

In particular, the analysis evaluated operation of the Kyrgyz and Uzbek cascades with objectives to maximize national benefits with impact on Kazakh irrigation and Aral Sea water balances The results of the analysis may support the work being done on implementation of new water sharing agreements and regional power dispatch

Task 8 Prepare Step 2 Final Report - A final report was prepared to document the data and information obtained, and analyses and evaluations performed during the study

1 4 Acknowledgements

The Consortium Team gratefully acknowledges the participation of the counterpart organizations and individuals for their respective contributions of compiling and assembling data, preparing information, and translating documentation for the information presented herein

Local and Regional Experts for the Provision of Information and Compilation of Data

Kazakhstan (Almaty)	Valentina Kolesnikova, Pastushkov, KEGOC Serikbai Smailov, Project Implementation Unit (PIU), Committee for Water Resources of the Republic of Kazakhstan Gennady Doroshin, Kazakhstan NII Energetic
Kyrgyzstan (Bishkek)	Valentina Kasymova, Interstate Committee - Kazakhstan, Kyrgyzstan, Uzbekistan (ICKKU) Alexei Zyrianov, Kyrgyzenergo
Tajikistan	G Petrov, State Energy Company of Tajikistan Anvar Kamolidinov, Ministry of Water Economy

17

Uzbekistan (Tashkent)	Anatoliy Ovchinnikov, Glavgidromet Iskander Ametov, United Dispatching Center Victor Kim, Ministry of Energetics and Electrification Victor Dukhovny, Scientific Information Center - Interstate Commission for Water Coordination (SIC - ICWC) Vadim Sokolov, SIC - ICWC

International/Foreign Consultants and Organizations Working in the CAR

Kazakhstan (Almaty)	Kay F Heilig, Amirkhan Kenshimov, Environmental Policy and Technology Project, CAR Regional Office Sonia Heaven, Kazakh State Academy of Architecture & Construction Kadir Tanju Yurukoğlu, Serikzhan Mambetalin, The World Bank, Resident Mission in Kazakhstan
Kyrgyzstan (Bishkek)	Joellyn Murphy, Hagler Bailly Consulting, Inc , Energy Sector Project
Uzbekistan (Tashkent)	Marinus Bos, Water Resources Management and Agricultural Production in the CAR (WARMAP), EU-TACIS Programme Anatoly Krutov, The World Bank, Resident Mission in Uzbekistan

Chapter 2

GENERATION AND TRANSMISSION DATABASES

2 1 Introduction

2 1 1 Purpose

An essential element of the overall optimization process for the Naryn-Syr Darya river system requires a determination of electric generating costs for the Central Asian Republics under a range of river operating modes and study scenarios Electric generation system costing inputs to the overall optimization process were determined using Henwood Energy Services' PROSYM/MULTISYM utility planning software This software was used to perform chronological production cost and marginal cost simulations for Kyrgyzstan, Uzbekistan and South Kazakhstan, under both interconnected and isolated operating scenarios The purpose of this section is to describe the electric generating system databases used in the production costing and marginal costing analyses

2 1 2 Background

Henwood Energy Service's PROSYM was developed to perform utility planning and operational analyses It enables the user to study, on an hourly basis, the operation of utilities in either isolated or pooled operation The MULTISYM model is an addition to PROSYM that allows the software to expand its multi-area capabilities to a delta topology This allows the user to study power pools, shared transmission lines, transmission constraints and limitations, and wheeling charges

In addition to the MULTISYM module, the study enlisted the use of the CHP module This module simulates the operation of generating units that produce both heat and electric power as output The user supplies isofuel curves that depict the relationship between electric power and heat based on a given quantity of fuel This enables the user to model district heat loads and capture the impacts of combined production of district heat and electric power on production costs

The second Henwood model used to supplement PROSYM was the Combined Heat and Power Optimization (CHP) model This model allows for the simulation of cogeneration units It considered the effects of district heating, industrial heating, and process steam Heat production

capacity depends on power generation and vice versa The CHP model considers the constraints of the CHP stations when dispatching generating stations

Using this model, extraction type, back-pressure type, and heat-only boilers can be modeled The CHP model dispatches to meet the heat demands while observing the heat capacity limits as a function of power generation

The output taken from the PROSYM runs include marginal costs (mills/KWh), production costs ($), and total energy (GWh) A summary of the output results is presented in Section 5 1 3

Generating units are dispatched economically on an hourly basis Results are tabulated monthly and then aggregated and presented seasonally The winter season is defined as January through April and November through December The summer season is defined as May through October

All cases were run interconnected where republic and import and export power based on transmission constraints and isolated where no ties to other regions are considered A detailed discussion of the cases and scenarios is provided in Sections 5 1 2 and 7 1

2 1 3 Data Collection Methodology

2 1 3 1 Introduction

A generation database was compiled for each of the three Central Asian Republics modeled in the study The database served as input to the least cost planning studies To obtain the electric generating and transmission data required to perform the analyses, an Inquiry Document (Appendix A) was prepared and sent to counterpart organizations in the three republics These documents served as a means to identify and collect the thermal generation data necessary for the marginal costing and production costing studies

In the inquiry, requests were made for data on existing combined heat and power (CHP) units and electric power only units (non-CHP) In addition to the information requested on existing units, the republics were asked to provide information on future units

The Inquiry Document consisted of multiple tables with instructions, including definitions of terms as they applied to the tables The document was translated and sent to a representative of each of the Central Asian Republics

Appendix B contains the responses obtained from counterparts in each of the republics After the responses were reviewed and rationalized, a complete data set of production modeling data was used These modeling data are presented in Appendix C

2 1.3 2 Existing Units

Existing units are defined as those which are currently in operation The following information was requested from each republic on both CHP units and non-CHP units in Tables 3-1 and 3-2 of the Inquiry Document

- Plant name
- Unit No
- Plant location
- Operating entity
- In-service date
- Retirement date
- Start-up fuel, type/heat input
- Fuel name
- Design Capacity
- Available capacity, full/min load
- NPHR, full min load
- Outage rates, planned/forced
- O&M costs, fixed/variable
- Fuel type/mix (%)

For CHP plants, the following additional information was requested

- Net max/min electric output
- Heat input corresponding to net max/min electric output

2 1 3 3 Committed Units

Committed Units are defined as those units which are not yet in service but will be installed in the future Tables 4-1 and 4-2 of the Inquiry Document requested the following information

- Plant name
- Unit No
- Plant location
- Operating entity
- In-service date
- Retirement date
- Start-up fuel, type/heat input
- Fuel name
- Design Capacity
- Available capacity, full/min load
- NPHR, full min load
- Outage rates, planned/forced
- O&M costs, fixed/variable
- Fuel type/mix (%)

21

For CHP plants, the follow additional information was requested

- Net max/min electric output
- Heat input corresponding to net max/min electric output

2 1 3 4 Load Data

PROSYM chronologically dispatches the most efficient units to meet a region's demand Therefore it was necessary for the republics to provide energy forecasts for the study years Load data was requested by the Inquiry Document in Sections 6 0, 7 0, and 8 0 (Appendix A)

2 1 3 4 1 Electric Load Data

In the first section, the Central Asian Republics were asked to provide historical data indicating maximum demand, energy supply and disposition instructions (Table 6-1) Table 6-2 lists monthly demand and energy statistics, and the last Table 6-3, covers hourly load shape data for a typical week in each season in year 1995

After rationalization of the load data it was determined that the load shape (profile) provided by Kyrgyzstan did not agree with the shapes from other years Summer months were disproportionately greater than the winter months To remedy this, PROSYM's LOADFARM was used to re-shape Year 2005 to agree with the shape provided for 2000 and grown to equal the annual energy for 2005 (11500 GWh) with a maximum demand (peak) of 2979MW

Data provided by the other two republics appeared to be reasonable with the greater demand occurring in the winter months as expected

In Section 7 0 of the Inquiry Document, forecasted load data for the period 1998-2020 was requested Section 2 2 of this document provides a summary of forecasted data and its respective growth rates together with each republics' load factor for the studied years

2 1 3 4 2 Thermal Load Data

The republics were asked to provide maximum thermal demand and energy in Table 8-1 of the Inquiry Document, monthly thermal demand and energy in Table 8-2, and hourly load shapes for a typical week in each of the four season for years 1997, 2000, 2005, 2010 in Table 8-3 This data served as

the load for the CHP units Because the total thermal demand provided by the republics was significantly greater than the thermal capacity of the CHP units, heat-only boilers were added to the model to simulate non-electric producing boilers in the district heating systems

2 1 4 Study Cases

Various scenarios were executed using the product costing software The years 2000, 2005, and 2010 were simulated in an isolated state where there is no exchange of power across international borders, and in an interconnected state where power is exchanged based on transmission constraints as discussed in Section 2 5

Two modes of operation were used to consider the effects of various Naryn-Syr Darya river flow levels, a power mode and an irrigation mode During the power mode, hydro plants are dispatched based on load demand In the irrigation mode, water is stored in the winter and released during growth seasons of the year Hydro units must therefore operate according the irrigation water releases This results in less hydro production in the winter season, and more the remainder of the year when the power is not needed The result is "dumped power" in the summer months and "energy not served" in the winter months

A description of the various cases modeled in this study is present in Section 5 1 2

2 2 Load Forecasts

As mentioned in Section 2 1 3 4, load forecasts are provided by the Central Asian Republics in Sections 6 0, 7 0, and 8 0 of the Inquiry Document Each republic was asked to provide the peak demand (in MW) during the course of a year for each of the requested years and total energy (GWh) Load factor was then calculated as follows

$$\text{Load Factor} = [(\text{Total Energy})/ (\text{Peak Demand} * 8760)] * 100\%$$

Load forecast data for "most probable," "high," and "low" load growth scenarios were compiled In addition, load shape data representative daily and monthly load patterns were compiled (Section 6 0/7 0 of the Inquiry Document) and used for production simulation modeling The following sections discuss the "most probable" load growth forecasts for each republic

2 2 1 Kyrgyzstan

Kyrgyzstan data was received from Mr Aitkulov and Mr Davydov of Kyrgyzenergo Table 2-1 provides the "most probable" load growth scenario data for Kyrgyzstan for the years 1998, 2000, 2005 and 2010 As can be seen from the table, maximum demand and generation for Kyrgyzstan in 1998 are forecasted to show the change from 1997 Over the period 1997 to 2010, maximum demand and generation are forecasted to increase of an average annual rate of 2 3% and 1 3% respectively The slightly higher rate of growth of maximum demand compared with generation will result in a decline in load factor from 48 4% in 1997 to about 42 5% by 2010

Table 2-1

THE MOST PROBABLE LOAD GROWTH SCENARIO FOR KYRGYZSTAN

	Max Load		Generation		Load Factor
Year	MW	% / yr	GWh	% / yr	%
1997*	2514		10660		48 4
1998	2513	nil	10352	-2 9	47 0
2000	2590	1 5	11000	3 2	48 5
2005	2979	2 8	11500	0 9	44 1
2010	3368	2 5	12550	1 8	42 5
1997-2010		2 3		1 3	

*Actual

2 2 2 South Kazakhstan

Kazak data was collect by Mr V N Pastushkov – Chief of Planning Department and Budgeting and Mrs V Kolesnikova – Hydro Data Expert of AO KEGOK The "most probable" load forecast for South Kazakhstan is presented in the following table for the years 1998, 2000, 2005, and 2010 It should be noted that maximum demand and generation in South Kazakhstan has fallen quite precipitously in recent years For example, maximum demand for South Kazakhstan had declined more then 50% from about 4200MW in 1990 to about 1850MW in 1997 Similarly, generation has declined by about 60% from about 26,000GWh in 1990 to about 10,000 GWh in 1997 The "most

24

probable" forecast shows maximum demand and generation increase at an average annual rate of 5 4% and 6 3%, respectively Much of this growth occur in 1998-2000 The forecast predicts that by 2010 maximum demand and generation for South Kazakhstan will recover to about 85% of the 1990 levels

Table 2-2

THE MOST PROBABLE LOAD GROWTH SCENARIO FOR SOUTH KAZAKHSTAN

	Max Load		Generation		Load Factor
Year	MW	% / yr	GWh	% / yr	%
1997*	1846		9960		61 6
1998	2000	8 3	11500	15 4	65 6
2000	2750	17 3	13000	6 3	54 0
2005	3420	4 5	17700	6 4	59 1
2010	3650	1 3	22000	4 5	68 8
1997-2010		5 4		6 3	

*Actual

2 2 3 Uzbekistan

Key data collectors were Mr V A Kim – Load Data, and T Anarbaev – Generation Data Uzbekistan, by far, has largest generating capabilities of the three republics The following table provides the "most probable" load growth scenarios for Uzbekistan over the period 1997 to 2010 As can be seen from this table, maximum demand and generation are expected to grow at annual average rates of 1 9% and 2 2%, respectively, over the period 1997 to 2010 The somewhat high rate of growth in generation over maximum demand results in a modest improvement in load factor over the period 1997 to 2000

25

Table 2-3

THE MOST PROBABLE LOAD GROWTH SCENARIO FOR UZBEKISTAN

	Max Load		Generation		Load Factor
Year	MW	% / yr	GWh	% / yr	%
1997*	7476		40000		61 0
1998	7550	1 0	40430	1 0	61 1
2000	7900	2 3	43000	3 1	62 1
2005	8700	2 0	48200	2 3	63 2
2010	9500	1 8	53100	2 0	63 8
1997-2010		1 9		2 2	

*Actual

2 3 Thermal Generating Resources

Using the inquiry responses, parameter values were derived This values are a representation of the thermal resources in the PROSYM generation production cost model discussed in Chapter 5 These variables are described below

TransArea	Transmission area where station is located
Utility	Name of republic (used for reporting purposes)
HeatArea	Heat area where CHP station is located
Plant	Plant name (used for reporting)
StationGroup	Group name (type of plant)
Units	Number of units at a power station (also used to retire units)
CapacityMax	Maximum operation level of each unit (MW)
CapacityMin	Minimum operation level of each unit (MW)
Outage	Equivalent forced outage rate
MaintRate	Maintenance rate for distributed maintenance
Fuel	Names of fuels used
FuelRatio	Ratio of each fuel given with Fuel variable
FuelCost	cents/GJ

FixedCost	Fixed operating cost per year ($/year)
VOMCost	Variable O&M cost ($/MWh)
StartFuel	Startup fuel (GJ)
StartFuelName	Names of fuels used to startup plant
StartHours	Hours corresponding to each start point
CHPIsoFuel	Fuel (GJ)-power(MW_{el})-heat points(MW_{th}) for CHP unit
CHPHeatMax	Maximum operating level for heat (MW_{th})
CHPHeatMin	Minimum operating level for heat (MW_{th})
HeatPoints	MW levels for specified heat points

Technical performance parameters (capacity, heat rate, retirement date, O&M costs, etc) used to model existing and committed thermal generation units in each republic are presented in Appendix B The data as it was used by the software is provided in its entirety in Appendix C The following section briefly reviews the thermal generation resources currently installed in each of the republics

2 3 1 Kyrgyzstan

Kyrgyzstan's existing thermal generating resources are located at two stations – Bishkek and Osh and summarized in Table 2-4 Both stations are composed of combined heat and power units (CHPs) Of the ten existing units at the Bishkek station, eight are extraction type and two (Units 4&5) are backpressure type Total electric capacity is 630MW and will increase to 704MW with the planned addition of the 75MW Unit 11 in 1999 In 1997, the fuel mix was approximately 70% gas and 30% coal

The Osh CHP station is comprised of two units – one backpressure and one extraction type The electric capacity of the station is 48MW In 1997, approximately 63% of the fuel comsumed at the station was mazut and the balance was natural gas

Table 2-4

THERMAL GENERATION RESOURCES IN KYRGYZSTAN

Plant Name	Number of Units	Plant Type	Electric Capacity (MW)	Fuel Type
Bishkek*	11	CHP	705	coal/gas
Osh	2	CHP	48	gas/coal
		Total	753	

*Indicates Bishkek CHP Unit #11 (74MW) planned to be installed in 1999

27

2 3 2 South Kazakhstan

Existing thermal generating capacity in South Kazakhstan which amounts to about 2433MW is located at 11 generating stations as listed in Table 2-5 Nearly 60 percent of the installed electric capacity is located at the Dzhambulskaya and Almatyskaya thermal power stations The balance of approximately 1050MW is located at nine combined heat and power stations which, is addition to electric power, provide process and district heat in the cities of Almaty, Tekeli, Shimkent, Zhanbul, Kentau, and Kyrl-Orda

South Kazakhstan has a significant shortage of electric capacity and relies on imports from North Kazakhstan and interconnections with other countries This situation is worsened by the fact that a significant portion of South Kazakhstan's installed capacity is expected to be retired over the next ten years

Table 2-5

THERMAL GENERATION RESOURCES IN SOUTH KAZAKHSTAN

Plant Name	Number of Units	Plant Type	Electric Capacity (MW)	Fuel Type
Dzhambulskaya-TPP	6	Thermal Electric	1213	gas/mazut
Almatyskaya-TPP	4	Thermal Electric	165	coal
Almatyskaya1 –CHP	3	CHP	140	mazut/gas/coal
Almatyskaya2 – CHP	6	CHP	490	coal
Tekeliskaya CHP	2	CHP	24	coal
Shimkent CHP1	4	CHP	30	gas/mazut
Shimkent CHP2	2	CHP	12	gas
Shimkent CHP3	2	CHP	148	gas/mazut
Dzhambulskaya CHP	2	CHP	75360	gas/mazut
Kentauskaya CHP	3	CHP	15	gas/mazut
Kzyl Orda CHP	5	CHP	136	gas/mazut
		Total	2433	

2 3 3 Uzbekistan

Existing thermal electric generating capacity in Uzbekistan totals 9569MW and is located at the nine generating stations as shown in Table 2-6

Table 2-6

THERMAL GENERATION RESOURCES IN UZBEKISTAN

Plant Name	Number of Units	Plant Type	Electric Capacity (MW)	Fuel Type
Tashkent	12	Thermal Electric	1765	gas/mazut
Angrenskaya	8	Thermal Electric	484	coal/gas
Novo-Andrenskaya	7	Thermal Electric	1995	mazut/gas/coal
Syrdarinskaya	10	Thermal Electric	2900	mazut/gas/coal
Navolskaya	11	Thermal Electric	1175	gas/mazut
Taskhatskaya	5	Thermal Electric	680	gas/mazut
Tashkent CHP	1	CHP	25	gas
Ferganskaya	7	CHP	445	mazut/gas/coal
Mubarekskaya	2	CHP	100	gas
		Total	9569	

The vast majority of the generating capacity, 8999MW, is located at six thermal power stations The balance, 570MW, is located at three combined heat and power plants which serve the cities of Tashkent, Fergana, and Mubarek

2 4 Hydroelectric Generation Resources

Inquiry materials were prepared to solicit information from southern Kazakhstan, Kyrgyzstan and Uzbekistan pertaining to their existing and potential hydroelectric power resources Approximately one month following the dissemination of these materials in the republics, meetings were held with the recipients to offer clarification where necessary and facilitate the full and correct completion and return of the inquiries For all existing hydroelectric power plants in the three republics, including those under construction and committed to completion, the following information was requested

Plant Name Name of the power plant

River Name of the river from which water is diverted through the plant If the water is diverted to another river basin (i e , the diversion is an inter-basin transfer), the name of this river is to be indicated, as well

Plant Location Name of the city or town nearest to the plant

Operating Entity Name of the company which operates the plant

25

Installed Capacity (MW) Installed capacity of the plant

Available Capacity (MW) Capacity which is currently available from the plant

Average Annual Energy Production (GWh) Average annual energy production of the plant

Type of Operation Type of operation of the plant, according to the following codes

SS/DP	Seasonal Storage with Daily Peaking capabilities
ROR/DP	Run-of-River with storage capacity to provide Daily Peaking capabilities, but not weekly regulation
ROR/O=I/DP	Strict Run-of-River facility where instantaneous Outflow equals Inflow Daily Peaking is possible using peak outflows of an upstream project
ROR/O=I	Strict Run-of-River facility where instantaneous Outflow equals Inflow No peaking benefits are derived from upstream peak outflows

Number of Units Number of units in the plant

Maximum Plant Output (MW) The maximum output of the plant corresponding to the full-gate discharge of all units

Minimum Plant Output (MW) The minimum output of the plant corresponding to the minimum partial-gate discharge of a single unit

Average Annual Forced Outage Rate Percentage of time during the year that units are out of service due to unscheduled forced outages

Average Annual Scheduled Maintenance Days Number of days in the year that units are out of service due to scheduled maintenance

Average Annual Cost of Operation & Maintenance Average annual cost of plant operation and maintenance

Hours of Peak Load/Dispatch If the plant provides daily peaking operation, the hours in which the plant is generating, for example, if the plant is generally loaded to full available capacity between the hours of 0600 to 1000 and 1600 to 2200 during the month of January, this would be indicated in the inquiry response as "0600-1000 & 1600-2200" for that month

Firm Energy Production (MWh) The firm energy for each month is defined as the energy that the plant can produce over 95% of time (alternatively, the energy production would be equalled or exceeded an average of 19 years out of 20)

Average Energy Production (MWh) For each month, the long-term average energy production of the plant

Dependable Peaking Capacity (MW) If the plant provides daily peaking operation, the dependable peaking capacity is the capacity at which the plant is dispatched in the previously indicated Hours of Peak Load/Dispatch, reported for each month "Dependable" is defined as the capacity that is expected from the plant with a 95% probability (alternatively, the capacity that is equalled or exceeded an average of 19 years out of 20)

Dependable Base-Load Capacity (MW) For each month, the dependable base-load capacity is the capacity at which the plant is dispatched continuously through the month "Dependable" is defined in the same manner as that for Dependable Peak Capacity

From the database inquiry responses received, key variable and parameter values were derived, and these values comprise the representation of regional hydroelectric resources in the PROSYM generation production cost model discussed in Chapter 5 These variables and parameters are introduced below

Units	Number of units at a power station
CapacityMax	Maximum operating level of each unit (MW), variable with time, if desired
CapacityMin	Minimum operating level of each unit (MW), variable with time, if desired
StationMin	Minimum power station operating level (MW), variable with time, if desired
EnergyM	Monthly energy production of a hydro station (GWh)
EnergyW	Weekly energy production of a hydro station (GWh)
HydroMin	Minimum daily energy production of a hydro station (GWh)

Outage	Equivalent forced outage rate
MaintDays	Number of days annually that a unit is shutdown for scheduled maintenance
FixedCost	Fixed operating cost per unit ($/year)

Generally, monthly firm/dependable capacity values from the database are used for the **StationMin** parameter Monthly firm/dependable or monthly average energy production from the database is used for the **EnergyM** parameter, depending on the production scenario modeled ("firm" or "average" hydro production) When appropriate, an even dispatch of energy from day to day within a given month is provided for the **HydroMin** parameter which is simply the **EnergyM** value for the month divided by the number of days in that month

Storage or peaking facilities which are simulated in the Naryn-Syr Darya River System Hydropower-Irrigation Simulation Model are generally represented in the PROSYM Model as one-unit facilities, with the plants essentially pre-dispatched for PROSYM according to monthly peak and off-peak generating capacities derived from the River System Model's output Another alternative used to represent storage/peaking facilities involves using time-varying minimum and maximum monthly on-peak and off-peak generating capacities These capacities are taken from the Simulation Model's output and represented by PROSYM's **CapacityMin** and **CapacityMax** parameters PROSYM dispatches capacity under those constraints, so long as monthly firm or average energy production, depending on the scenario, is met The energy production is also derived from the Hydropower-Irrigation Simulation Model's output and represented by PROSYM's **EnergyM** parameter

An example of the hydroelectric power resources variables representation in the PROSYM generation production costing model, derived for existing hydroelectric stations, is shown in Appendix C There are nine hydroelectric stations in Kyrgyzstan totaling approximately 3500 MW, twelve hydroelectric "complexes" in Uzbekistan totaling 1600 MW, and three hydroelectric complexes in southern Kazakhstan totaling 525 MW

For the hydroelectric stations that were modeled in the Hydropower-Irrigation Simulation Model, the plants are essentially pre-dispatched in that model according to the various scenarios (see Chapter 7) Representation in PROSYM is simply accomplished through the **CapacityMax** variable, whereby the generating capacity in any given time period is predesignated according to the output of Simulation Model for a given scenario For example, the generating capacities of the five existing hydroelectric facilities which comprise the Naryn Cascade are represented by the time-varying **CapacityMax** variable The aggregate capacity of the facilities in March has been computed to be

339 MW in the designated "baseload" periods -- 2200 to 0700, and 1200 to 1700 -- and increases to 1236 MW in the "peak" periods -- 0700 to 1200, and 1700 to 2200

A total of ten hydroelectric facilities are represented in this manner They are the Naryn Cascade facilities in Kyrgyzstan (Toktogul, Kurpsai, Tashkumyr, Shamaldysai, and Uch-Kurgan), Andijan, Farhad and Charvak hydroelectric facilities in Uzbekistan, the Kayrakum project in northern Tajikistan, and the Chardara project in southern Kazakhstan Table 2-7 summarizes key parameters of these hydroelectric facilities

Table 2-7

KEY PARAMETERS OF NARYN-SYR DARYA HYDROELECTRIC FACILITIES

Reservoir/ Powerplant	Installed Capacity, MW	Number of Generating Units	Type of Operation	Active Storage, km^3
Toktogul	1,200	4	Seasonal	14
Kurpsai	800	4	Run-of-River	0 035
Tashkumyr	450	3	Run-of-River	0 01
Shamaldysai	240	3	Run-of-River	0 005
Uch-Kurgan	180	4	Run-of-River	0 021
Andijan	100	4	Seasonal	1 64
Kayrakum	126	6	Seasonal	2 55
Farhad	98	4	Seasonal	0 3
Charvak	600	4	Seasonal	1 6
Chardara	100	4	Seasonal	4 2

2 5 Transmission Resources

2 5 1 General

The republics analyzed are all interconnected and have the available capacity to exchange power based on certain power capacity limits These limits are provided in 2 5 3

2 5 2 Description of Electrical Interconnection

The Central Asia Interconnect Power System (CAIPS) geographically includes the national grids of Kyrgyzstan, Tajikistan, Turkmenistan, Uzbekistan, and South Kazakhstan The interconnections consists of 500, 220, and 110 kV transmission lines Operation of the CAIS is supervised by the Joint Control Center located in Taskent, Uzbekistan

The bulk transmission grid of the CAIPS consists of 220kV and 500 kV transmission lines The main feature of the grid is a 500 kV, single circuit loop with major substations in Uzbekistan, Kyrgyzstan, and Kazakhstan Radial ties exist from major power plants and load centers in Turkmenistan, Tajikistan, and South Kazakhstan The 200 kV network is arranged in both radial and loop configurations and operates largely in parallel with the 500kV grid The 220 kV network provides a secondary means through which major power plants and load centers can connect to the 500 kV grid

The connection between the grid in South Kazakhstan and the grid of North Kazakhstan consists of a 500 kV transmission line The connection is discussed below in Section 2 5 3

2 5 3 Transfer Limits

In the interconnected study cases the republics were considered with the seasonal transmission capacity limits as listed in Table 2-8

These limits were provided by United Controlling Center of Energy Systems of Central Asia (UCC Energy) UCC Energy is responsible for the dispatch of energy resources in Central Asia

Data provided by UCC Energy listed transmission losses at 10-15% For this study transmission losses are assumed to be 12 5% for all links

In addition to the above, it is important to note that South Kazakhstan is a heavy importer of power Its at home generation is often not sufficient to meet its own demands Annually during 1992 and 1993 South Kazakhstan imported close to 6000 GWh In 1993, this amounted to 30% of the total electricity supplied (Electrowatt Engineering Services, 1995) Exchange between South Kazakhstan and Uzbekistan/Kyrgyzstan are accounted for by the above transmission values (it is almost always importing power from the South) Power flow between North and South Kazakhstan is accounted

Table 2-8

TRANSMISSION CAPACITY LIMITS

Month	Transmission Capacity Limits, MW					
	Uzbekistan to S Kazakhstan	S Kazakhstan to Uzbekistan	Uzbekistan to Kyrgyzstan	Kyrgyzstan to Uzbeksitan	Kyrgyzstan to S Kazakstan	S Kazakhstan to Kyrgyzstan
Jan-Feb	1200	400	750	650	375	550
Mar-May	700	400	650	350	325	350
Jun-Aug	600	400	550	475	475	325
Sep-Nov	700	400	650	350	325	350
Dec	1200	400	750	650	375	550

by modeling 400MW of available power from N Kazakhstan to S Kazakhstan all year at a cost of 3 5¢/kWh

These transmission constraints inhibit Kyrgyzstan's ability to sell hydro power in the irrigation scenarios This results in a significant amount of 'dumped' power, that is, power generated by the hydro stations, but it does not serve any load Had more transmission capacity existed, Kyrgyzstan would realize greater sales of power, while the other republics would see their average marginal costs lowered

35

Chapter 3

REVIEW OF NARYN-SYR DARYA RIVER SYSTEM MODELING EFFORTS

3 1 Introduction

Significant efforts have recently been directed at determinating the water quality and quantity of the Syr Darya and Amu Darya river system, and defining the policies for water management of these two river basins The current pattern of excessive water use and reduced inflows to the Aral Sea have caused numerous environmental and economic problems in the region

A number of computer models have been developed in these recent efforts to evaluate alternative water management strategies for meeting the present and projected water and power requirements of the region Reports documenting those modeling efforts were collected, and a review of the basic data and analyses contained in those reports were made This chapter presents the results of a review of those modeling efforts for the Naryn-Syr Darya river system, and yearly water sharing agreements among the CAR negotiated over the last several years

3 2 Collection of Reports of Other Naryn-Syr Darya River System Modeling Efforts

The following reports discussing the recent modeling efforts of the Naryn-Syr Darya river system were collected and reviewed

(1) P Raskin, E Hansen, Z Zhu, and D Stavisky, "Simulation of Water Supply and Demand in the Aral Sea Region", Water International, Vol 17, pp 55-67, 1992

(2) International Bank for Reconstruction and Development, "Syr Darya Control and Delta Development Project", Appendix 2 Hydrology, and Appendix 7 Engineering and Water Management, January, 1996

(3) E Brantly, T Bondelid, P Iliev, and K Choe, "Integrated Data Management for the Syr Darya Basin", Research Triangle Institute, Prepared for Central Asia Mission, U S Agency for International Development, and Prepared by Central Asia Regional EPT Office in Almaty, Kazakhstan, Environmental Policy and Technology Project, March, 1997

(4) D McKinney and X Cai, "Multi-objective Water Resource Allocation Model for Toktogul Reservoir", Environmental Policy and Technology Project, Almaty, Kazakhstan, USAID, August, 1997

(5) J E Keith and D McKinney, "Options Analysis of the Operation of the Toktogul Reservoir", Environmental Policy and Technology Project, Almaty, Kazakhstan, USAID, August, 1997

3 3 Review of Previous Modeling Efforts and Analysis

Computer models developed or adopted in recent studies of water and energy management of the Aral Sea region, and analysis conducted using these models were reviewed as summarized below

3 3 1 Simulation of Water Supply and Demand in the Aral Sea Region

The simulation analysis was performed for the period of 1987-2020 to evaluate alternative water management strategies under various water supply conditions for the Aral Sea region including the Syr Darya and Amu Darya river basins A computer model, Water Evaluation and Planning System (WEAP) was developed to simulate the operation of the river/reservoir system in the Aral Sea region with considerations of sources of water supply and water distribution system for meeting water uses including irrigation and hydropower

To develop a schematic representation of two river basins, the following main elements were adopted

- Distribution Systems A distribution system represents water uses in a common geographic area with shared water sources An irrigation system is considered as a distribution system
- Main River and Tributaries These represent primary water conveyance system in the region Five types of river nodes were designated, and they are reservoir, withdrawal, diversion, confluence, and tributary Each node is simulated according to its operating rule For instance, a reservoir operation takes into account of inflow, reservoir storage capacity, evaporation, withdrawals, hydropower generation, and downstream minimum release
- Local Supply Sources These include pumping station, groundwater aquifer, and storage ponds
- Links between Distribution Systems and Supply These include links between supply sources and demands sites

For the simulation analysis, a base-case was defined This case incorporated the 1987 trends in economic and demographic development, water supply availability, water use efficiency, and water pricing policy No new water conservation measures or supply projects are included in the base-case The results of the simulation for the base-case was used as the reference to assess the potential impacts of alternative water management policy scenarios with projected water demands

The policy scenarios included actions in three areas These areas include

- Changing in demand patterns through efficiency improvement and economic re-orientation
- Better managing the existing system
- Developing new local water sources

WEAP was designed to utilize historical monthly flow sequences for the simulation analysis However, a simple option using five water type years, very wet, wet, normal, dry, and very dry was adopted for the simulation as historical natural flows records were very limited in the two river basins Monthly flows for the period of 1950-1982 at the Tupolang gaging station on the Amu Darya river, and Narin station on the Syr Darya were used to develop annual flow frequency curves for these two basins Through frequency analysis, the five water type years were selected These water years with associated probability of occurrence are shown below

Water Year	Probability of Occurrence, %
Very wet	0-10
Wet	10-30
Normal	30-75
Dry	75-95
Very dry	95-100

3 3.2 Syr Darya Control and Delta Development Project

The reconnaissance study of the project was conducted to determine the technical and economic feasibility of increasing water flows of the Syr Darya river to the Aral sea and restoring the agriculture, livestock, and fisheries production in the Syr Darya Delta and its ecological value The study area included the lower part of Syr Darya starting from Chardara reservoir to Delta where the river enters into the Aral sea The main components of the project included the following

- Augmenting the water supply in the Syr Darya basin by construction of the Chardara dam associated works, and reducing the spills into the Arnassi depression
- Increasing the flow carrying capacity of the Syr Darya river below Chardara dam to the Aral sea
- Restoring the main hydraulic structures in the delta

The final report consists of a main report and nine appendices, and contains the conclusive and comprehensive findings and recommendations of the reconnaissance study Data/information related to the present study are discussed below

Appendix 2, Hydrology, presents the hydrological analysis conducted for the reconnaissance study The analysis included

- Collection and evaluation of available hydrological and climatological data Monthly flows for the period of 1970-1992 from 11 gaging stations in the Syr Darya river basin were collected and analyzed
- Collection of water quality data of the Syr Darya and Aral Sea including sediment, turbidity, and salts content
- Assessment of the Syr Darya river flows and water balances at given river segments
- Analysis of the Chardara reservoir operation
- Analysis of the Aral sea water levels

The monthly flow data of the Arys River at the Arys railway station, evaporation data at Chardara, and mean annual precipitation data in the lower Syr Darya basin, were obtained from the Appendix 2, and used in the present study

A river/reservoir operation study was performed to simulate the hydraulic behaviors of the Syr Darya river with implementation of alternative measures to augment the flows into the Aral sea The HEC-5 computer model, developed by the U S Army Corps of Engineers, was used for the operation study The detailed descriptions of the HEC-5 model, and operation study are presented in Appendix 7, Engineering and Water management

The simulation was conducted for the Syr Darya river segment starting from the Toktogul reservoir to the Aral sea Monthly flows for the 20-year period of 1975-1994 were used for the simulation study Two alternative cases were analyzed

- The Toktogul reservoir operating as irrigation oriented

- The Tokogul reservoir operating as power oriented, producing more power in winter

The reservoir elevation, area, and volume, and tailwater elevation data of the Chardara reservoir used as the inputs to the HEC-5 model, were adopted for the present study

3 3 3 Integrated Data Management for the Syr Darya Basin (RIMDESS)

The principal objective of the study was to develop a River Management Decision Support System (RIMDESS) for the Syr Darya basin The key elements considered in the study are water pricing and water quality management of a regional strategy

The RIMDESS can be used for managing water quality and water resource data, and evaluating existing water quality problems and developing strategies to reduce pollution, in each of CAR or on regional basis The RIMDESS can demonstrate how changes in policy, such as water price, tax imposed on wastewater discharges, or in-stream water quality standard can be used to reduce water use and improve water quality

The data base was built on

- Map delineation
- Water quality and discharge data including drainage area at selected gage station, reservoir level and storage volume
- Pollution sources
- Water withdrawals for municipal, industrial, and agricultural uses
- Regulation data including standards and permits

The system consists of five major modules These modules include

- Water quality
- Water and wastewater technologies appropriate for reuse
- Mineralization prediction
- Emission policy
- Economic water pricing

The flow data collected for use as input to the RIMDESS model was reviewed, and considered to be unsuitable for the present study for optimizing the operation of the Naryn-Syr Darya river system

40

3 3 4 Multi-objective Water Resource Allocation Model for Toktogul Reservoir (GAMS)

An optimization model for water allocation of the Syr Darya basin with the major focus of Toktogul reservoir operation has been developed by Dr D McKinney The model was written in GAMS (General Algebraic Modeling System) language It computes energy generation, and conducts water balancing at each node There are five types of node considered in the model, and these include reservoir, river, streamflow source, groundwater, and water demand

The time increment adopted by the model for the system operation is a month The monthly inflow sequence used in the operation consists of various combinations of three representative hydrologic conditions dry, normal, and wet Each flow sequence consisted of a total of five years with each year representing a flow condition For instance, a flow sequence consists of 2 normal years, 1 dry year, and 2 normal years

The optimization model adopts a number of objectives, and its objective function is a linear combination of these objectives as given below

- Maximizing the satisfaction of water demand at all demand sites
- Minimizing the differences of satisfaction of water demand among all demand sites
- Maximizing the minimum energy generation over the total planning period
- Maximizing energy generation for each station and each period

The constraints of the model includes

- Physical constraints Water balances at each water demand, river, and reservoir node powerplant generation capacity, and groundwater pumping limit
- Policy constraints Minimum flow to the Aral sea, amd minimum Toktogul releases
- System control constraints

The optimization model can be used to evaluate potential impacts of different reservoir operation mode of irrigation, power, or a combination of irrigation and power, under various combinations of flow conditions representing dry, normal, and wet years The model is very flexible in determining the effects of varying objective function, and physical and policy constraints

The limitation of the optimization model includes

- Relatively short period of analysis for a large system

- Simplified representation of constraints, e g interaction of surface and ground water, computation of energy generation, and representation of infiltration and return flows
- Economic evaluation of the objective function not included in the optimization process
- Flow sequence representing years of dry, normal, and wet conditions, not historical long-term stream flow sequence

3 4 Summary of Recent Yearly Water and Energy Agreements Among CAR

Annual agreements for the water sharing and energy exchanges among the CAR were negotiated The agreements for the recent three years including 1996, 1997, and 1998 are summarized in this section

3 4 1 Meeting of Fuel Energy and Water Facilities Representatives of the Republics of Kyrgyzstan, Kazakhstan, and Uzbekistan on the Issue of Water Energy Resource of Toktogul Cascade in 1996

Key issues discussed and agreed in the meeting included

(1) Measures on effective use of water energy resources of Toktogul Cascade taken in 1995 improved the regional water situation

(2) Toktogul reservoir volume on January 1, 1996 was targeted at 13 9 km^3 The forecasted inflow to Toktogul was about 10 km^3 in 1996 The releases planned by Kyrgyzenergo would be about 12 1 km^3 As a result, Toktogul storage would reach about 11 8 km^3 by January 1, 1997 Water releases from January to March 1996 would exceed the requirement of BVO Syr Darya by 1 5 km^3, and water deficit would be about 3 0 km^3 in summer This might cause some difficulty during irrigation

(3) The agreed releases from Toktogul were April-230 cms, May-270 cms, June-700 cms, July-700 cms, August-375 cms, and September-190 cms The total releases was in the amount of 6 5 km^3 As a result of strict limitation of water use and change of crop patterns, the reduction of the releases from Toktogul reservoir in summer at the amount of 2 8-3 2 km^3 was achieved in 1995 To comply with the agreed releases, it was necessary to release an additional amount about 3 km^3 to generate 2,200 GWh of energy for Kyrgyzstan

(4) In order to keep Toktogul above dead storage and avoid slumping of the land in the middle and downstream of the Syr Darya, it would be helpful

42

1 To provide Kazakhstan electric system 1,100 GWh and Uzbekistan electric system 1,100 GWh generated by Kyrgyzstan in a total amount of 2,200 GWh

2 To compensate the 2,200 GWh of power received from Kyrgyzstan

(a) Uzbekistan was to provide Kyrgyzstan 600 GWh of energy including 1st quarter-200 GWh, 2nd quarter-150 GWh, 3rd quarter-50 GWh, and 4th quarter-200 GWh, and also 300 million cubic meter (mcm) of natural gas, equivalent to 500 GWh of energy including 1st quarter-90 mcm, 2nd quarter-60 mcm, 3rd quarter-60 mcm, 4th quarter-90 mcm

(b) Kazakhstan was to provide Kyrgyzstan 1,060,000 tons of Karaganda coal including 1st quarter-450,000 tons, 2nd quarter-150,000 tons, 3rd quarter-200,000 tons, 4th quarter-260,000 tons

3 United Dispatch Center Energia and BVO Syr Darya were to provide agreed amount with the exception of emergency situation

4 With the agreements of the Republics, it was necessary to validate the above issues by appropriate interstate agreements of the Republics

3 4 2 Agreement Between the Government of Kyrgyzstan and Government of Uzbekistan on the Issue of Use of the Water Energy Resource of Naryn Syr Darya Cascade of Hydroelectric Powerplant in 1997

For the purpose of meeting the irrigation demands and rational use of existing fuel energy, the government of Kyrgyzstan and Uzbekistan agreed on the following issues

(1) Uzbekistan would receive 1,100 GWh during the period of April-September from Toktogul cascade

(2) Mutual settlement for 1,100 GWh from Kyrgyzstan during summer and payment for power flow, transit, and frequency regulation in 1997 were made from the power flow of 400 GWh from Uzbekistan to Kyrgyzstan including 1st quarter-50 GWh, 2nd quarter-200 GWh, 3rd quarter-50 GWh, and 4th quarter-100 GWh, and also 500 mcm of natural gas to Bishkek thermal powerplant including 1st quarter-200 mcm, 2nd quarter-60 mcm, 3rd quarter-60 mcm, and 4th quarter-180 mcm with an equal supply on monthly basis

(3) During the irrigation period of 1997, Kyrgyzenergo would provide the monthly releases from Toktogul April-230 cms, May-270 cms, June-650 cms, July-690 cms, August-500 cms, and September 190 cms

(4) If it would be necessary to make adjustment of the water releases from Toktogul, it would be made on proposals of BVO Syr Darya and the United Dispatch Center and the Energia within the limits not exceeding the above indicated amounts

3 4 3 Agreement Between The Government of Kyrgyz Republic and The Government of the Republic of Uzbekistan on Joint and Complex Use of Water-Energy Resources of Naryn-Syr Darya Cascade of Reservoirs in 1998

In order for the republics to successfully meet the irrigation requirements during the crop growing season, and to provide a rational use of existing fuel-energy resources under the water shortage condition, the key issues that were agreed included the following

(1) To establish the daily average releases from the Toktogul reservoir as follows
Year 1997 October-185 cms, November-395 cms, and December-460 cms,
Year 1998 January-495 cms, February-490 cms, March-300 cms, April-230 cms, May-270 cms, June-500 cms, July-650 cms, August-600 cms, and September-190 cms

(2) To compensate for the irrigation releases, the Kyrgyz Republic would provide power flows to the neighboring republics during the crop growing season (a) 1,100 GWh to the Republic of Kazakhstan, and (b) 1,100 GWh to the Republic of Uzbekistan

(3) Uzbekistan to transmit 400 GWh of electric energy to Kyrgyzstan including 1st quarter-50 GWh, 2nd quarter-150 GWh, 3rd and 4th quarter-200 GWh, and 600 mcm of natural gas including 1st quarter-210 mcm, 2nd quarter-100 mcm, 3rd quarter-90 mcm, and 4th quarter-200 mcm

(4) Kazakhstan to transmit 250 GWh of electric energy to Kyrgyzstan including 1st half year-150 GWh, 2nd half year -100 GWh The remained amount of the received energy would be compensated by the supply of 566,700 tons of Karaganda coal including 1st quarter-220,000 tons, 2nd quarter-200,000 tons, and 3rd quarter 146,700 tons

3 4 4 Summary of Recent Water and Energy Agreements

Based on the three most recent agreements as discussed above, the comparison of the amount of water releases from the Toktogul reservoir, and energy exchanges among the CAR is shown in Table 3-1

46

Table 3-1

Summary of Water and Energy Agreements

Year	Total	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Water Releases from Toktogul Reservoir, cms													
1996		NA	NA	NA	230	270	700	700	375	190	NA	NA	NA
1997		NA	NA	NA	230	270	650	690	500	190	NA	NA	NA
1998		495	490	700	230	270	500	650	600	190	185	395	460
Power Supply from Kyrgyzstan to Kazakhstan and Uzbekistan, GWh													
1996	1100	NA			NA			NA			NA		
1997	1100	NA			NA			NA			NA		
1998	1100	0	0	0	0	40	440	460	160	0	0	0	0
Year	Total	1st Quarter			2nd Quarter			3rd Quarter			4th Quarter		
Power supply from Uzbekistan to Kyrgyzstan, GWh													
1996	600	200			150			50			200		
1997	400	50			200			50			100		
1998	400	50			150			0		200			
Natural Gas Supply from Uzbekistan to Kyrgyzstan, million cubic meters (mcm)													
1996	300	90			60			60			90		
1997	500	200			60			60			180		
1998	600	210			100			90			200		
Coal Supply from Kazakhstan to Kyrgyzstan, 1,000 tons													
1996	1060	450			150			200			260		
1998	567	220			200			147			0		
Power Supply from Kazakhstan to Kyrgyzstan, GWh													
1998	250	150						100					

45

Chapter 4

REVIEW OF HYDROLOGY OF THE NARYN-SYR DARYA RIVER SYSTEM

This chapter discusses the collection of available hydrological data, and analyses conducted to develop monthly inflow sequences and evaporation losses at each of the reservoirs in the Naryn-Syr Darya basin The inflow sequences and reservoir evaporations were used as inputs to Harza's Hydropower-Irrigation Simulation model to evaluate the performances of alternative scenarios The procedures and assumptions used to estimate these data are discussed in this chapter, and the generated flow data and basic hydrometeorological data used in the analyses are presented Descriptions of the Hydropower-Irrigation Simulation model including its logics and structure are presented in Chapter 6 of this report

4.1 Collection of Streamflow Data

The hydrological data and reports/studies related to the Naryn-Syr Darya river basin and the existing projects in the basin were collected and reviewed These reports are listed in Chapter 3 of this report Efforts were made to collect hydrological data of all available period Regional collaborators played a crucial role in obtaining the data for the river system Based on the availability of streamflow data at various gaging stations and the time required for local agencies to compile the data, a period from 1955 to 1997 was selected for the current Step-2 hydropower-irrigation river basin simulation study This 43-year period includes the more recent data and is judged to represent the long-term hydrologic condition

Harza conducted the Step-1 study of the Naryn river basin in 1996 In that study, monthly flows of Naryn river for the period of 1937 through 1978 were previously used to assess the export markets for the power produced at the Kambarata-1 Project A review of these data was conducted for its accuracy, and some of this data was selected for use in the present study

A Harza team consisting of a Planning Engineer and Hydrologist visited the CAR during the period of March 9-26, 1998 They met with the staffs from the USAID, Burns & Roe, Hagley Bailly, and World Bank Mission offices in the CAR, and government officials of Tajikistan, Kazakhstan, Kyrgyzstan, and Uzbekistan Republics, to collect additional hydrologic data of the Naryn-Syr Darya river basin

4 1 1 Data Collected from the Previous Study

Monthly streamflow data collected from the previous study are listed in Appendix D and described in this section Locations of stream gaging, rainfall stations, and reservoirs/powerplants used in the current study are shown in Exhibit D-1

Monthly streamflow data recorded at the Arys Railway Station gage on the Arys river (Table D-1), and nine gaging stations on the Syr Darya river (Tables D-2 to D-10) downstream of Chardara reservoir are given in Annexes A45-A55 of Appendix 2 of the 1996 IBRD report on "Syr Darya Control and Delta Development Project" Periods of these flow records vary between about 20 to 25 years Monthly flow data for the period of 1971-1994 on the Keles (Table D-11), a major tributary, are also collected As discussed in Chapter 3, only the monthly flows at the Arys Railway Station on the Arys river were used in the present study, and the use of these flows is discussed later in this report

Monthly inflows to the Toktogul reservoir for the period 1975-1994 were used in the 1996 IBRD study, and these data are given in Appendix 7 of the 1996 IBRD report IBRD used these 20 years of data (Table D-12) to develop monthly flow sequence for a 40-year period by repeating the same flow data for use in the reservoir operation study The 1995 WARMAP Project Phase 1 report on "Water Resources Management & Agricultural Production in the Central Asian Republics" contains a list of selected gaging stations (Table D-13) Pertinent information of these gaging stations, located on the Naryn-Syr Darya river system and its tributaries, includes station name, location, elevation, drainage area, initial operation year, and average flow, is presented in Table D-13 These information were used to estimate flows of missing months as discussed later in this report

The Harza's 1996 Step 1 study adopted monthly flows from gaging stations on the Naryn river for the 42-year period of 1937 through 1978 (Table D-14) These data were used in the present study to estimate intervening flows between Toktogul and Kurpsai, and Kurpsai and Tashkumyr

Monthly streamflows for the period of 1950 to 1982 at the Tupolang and Narin gaging stations were used to define flow frequency curves in the 1992 study "Simulation of Water Supply and Demand in the Aral Sea Region" These flow frequency curves were also used in the 1997 EPT study to define flows representing normal, dry, and wet year conditions

4 1 2 Data Collected in the Present Study

The streamflow data collected by the Harza team during their visit to the CAR in March 1998, and in the course of the present study are listed in Appendix E and summarized below

1 Monthly streamflows of the Naryn river provided by Kyrgyzenergo in the Republic of Kyrgyzstan included

- Monthly inflows to the Toktogul reservoir Two sets of records are available One for the period of April 1910 - June 1996 (Table E-1), and the other one for the period of January 1986 - December 1997 (Table E-2)
- Tributary flows between Toktogul and Uchkurgan April 1910 - March 1986 (Table E-3)
- Tributary flows from Karasu-left January 1976 - December 1997 (Table E-4)
- Tributary flows from Karasu-right January 1976 - December 1985 (Table E-5) The gaging station was inundated after 1985

2 Monthly inflows to the Chardara reservoir for the period of January 1980 - February 1998 were provided by the KEGOK in Kazakhstan (Table E-6)

3 Streamflows from fourteen gaging stations in the Syr Darya river basin in the Republic of Uzbekistan were furnished by the Hydrometeorology at the Cabinet of Ministers of Uzbekistan These stations include

- Toktogul and Uchkurgan on the Naryn river (Tables E-7 and E-8)
- Kal, Akdjar, Kzylkishlak, and Chinaz on the Syr Darya river (Table E-9 to E-12)
- Uchtepe on the Karadarya river (Table E-13)
- Irtash and Soldatskoe on the Akchangaran river (Tables E-14 and Table E-15)
- Afflux in Chirchik W R (Table E-16)
- Hodjikent on Ugam river (Table E-17)
- Chirchik downstream of the Charvak reservoir (Table E-18)
- Gazelkent and Chinaz on Chirchik river (Table E-19 and E-20)

4 The following streamflow data was provided by the Environmental Policy and Technical Project (EPT) regional office in Almaty

48

- Outflows of Chardara reservoir (Table E-21)
- Flows at Kazalinsk on the Syr Darya river (Table E-22)
- Flows at Shaulder Village on the Arys river (Table E-23)
- Flows at Krasnyy Most on the Bugun river (Table E-24)

The periods of records and sources of the collected streamflow data are summarized in Table E-25

4 2 Review of Collected Streamflow Data

The collected streamflow data was reviewed for its adequacy and consistency

4 2 1 Inflows to the Toktogul Reservoir

The Toktogul reservoir inflows recently collected from Kyrgyzenergo were compared with that used in Harza's 1993 and 1996 study for the concurrent period of 1937-1978 Minor differences between these two sets of monthly flows were detected for the years prior to 1960, and flows from the two data sets match closely for the period of 1960 -1978

Flow data for the period of 1975-1994 was used in the IBRD study This data was compared with that collected from Kyrgyzenergo and in the Harza's previous study

- 1975-1978 Monthly flows from these three sources are about same
- 1978-1986 Flows collected from Kyrgyzenergo appear to be the same as that used in the IBRD study
- 1987-1997 Significant difference exists between the flows of the IBRD study and the Kyrgyzenergo data Set 1- 1910 to 1997, but flows of the IBRD study match closely with the Kyrgyzenergo data Set 2 - 1986 to 1997 This Kyrgyzenergo Set 2 data is also consistent with the data obtained from KEGOK in Kazakhstan for the concurrent period

Based on the above comparisons, the Kyrgyzenergo data Set 1 was used to develop the Toktogul monthly inflows for the years prior to 1987, and Kyrgyzenergo data Set 2 was used for the Toktogul inflows for the period of 1987 to 1997

4 2 2 Tributary Inflow Between Toktogul and Uch-Kurgan

Monthly flows from major tributaries of the Naryn river between Toktogul and Uch-Kurgan were obtained from Kyrgyzenergo These flows include

- Tributary flows between Toktogul and Uch-Kurgan for the period of April 1910 to March 1985
- Flows from Karasu left, a major tributary between Toktogul and Kurpsai, for the period of 1976-1997
- Flows from Karasu right, a major tributary between Kurpsai and Tashkumyrskaya, for the period of 1976 to 1985

These data were analyzed The Karasu left and right are the major tributaries into the area between Toktogul and Uch-Kurgan reservoirs, and this area is practically a non-irrigation intervening area To check the accuracy of the data, the tributary flows between Toktogul and Uch-Kurgan and the sum of Karasau left and right flows were compared The differences between two sets of data were evaluated They appear to be a mixture of positive and negative values A mass curve analysis of the tributary flows between Toktogul and Uch-Kurgan indicated a significant change of slope around year 1976 The cause of this inconsistency was not known These tributary flows collected from Kyrgyzenergo were not used in the present study

4 2 3 Mid Syr Darya Flow

Mass curve analyses of the Syr Darya river streamflow data at the stations Kal, Akdjar, Kzylkishlak, and Chinaz (in an upstream to downstream order), and Karadarya river streamflow at Uchtepe for the available period were conducted These flows are all subject to the regulation provided by upstream reservoirs, and irrigation diversions along the river The decreases of monthly flow in the irrigation season from the station Akdjar to Kzylkishlak and Chinaz indicate the effects of irrigation diversion This also results in the decreases of annual average flow for the period 1955-1997 from the station Akdjar to Kzylkishlak and Chinaz

The average annual flow increases substantially from station Kal to Akdjar This indicates that the intervening flow between these two stations are not subject to significant irrigation diversion, or possibly the irrigation diversion is offset by irrigation return flow The differences between the Kal and Akdjar flows were considered as natural flows for the intervening area between these two gage

stations Any negative monthly intervening flows between Kal and Akdjar were treated as zero The intervening flows were used for estimating flows for intervening areas with similar hydrologic conditions

Mass curve analyses of monthly streamflows were made for six gaging stations in the Chirchik river basin These stations include the Chirchik Afflux station at the Charvak reservoir, Gazalkent, Chinaz, Chirchik, and Charvak reservoir outlet, and Hodjikent on the Ugam River, a major tributary to the Chirchik river The analyses indicate that the streamflows of the Chirchik river at Chinaz are affected by the irrigation diversion, and flows of the Ugam river at Hodjikent are consistent and without effect of irrigation diversion

Only average monthly flows are available at the gaging stations on the two major tributaries flowing into the Charvak reservoir The stations include Chatkal River at Hudaidod, and Pskem River at Mullala Average flows are available at these two stations for the periods of 1932-1997, 1978-1997, and 1993-1997 A comparison of the average monthly data of the Afflux station in Charvak reservoir and the sum at the two major tributaries indicates that the flows at Afflux represent the total inflow to the Charvak reservoir

A mass curve analysis of the flow data of Akchangaran river at Irtash and Soldatskoe was conducted The analysis indicates that inconsistency of the flow data exists, and this may be caused by irrigation diversions

4 2 4 Low Syr Darya Flow

Monthly Syr Darya streamflow data of the period of 1970 to 1994 at the nine gaging stations located downstream of the Chardara reservoir are heavily regulated by the upstream reservoirs, in particular, Toktogul and Chardara The Syr Darya streamflow of the reach downstream of Chardara decreases as going downstream, due to irrigation diversions and losses These streamflow data were not used in the present study as they were affected by the upstream regulation and irrigation diversion

The major tributary inflow in this reach is from the Bugun-Arys River Streamflow data of Bugun river at Krasnyy Most was used as inflow to Bugun reservoir, and flows at the Arys railway station were used as basis for estimation of intervening flows between the Chardara reservoir, Bugun reservoir and Aral Sea

4 3 Streamflow

For the hydropower-irrigation simulation study of the Naryn-Syr Darya river system, monthly streamflow sequence for the 43-year period of 1955 to 1997 was selected as it represents long-term flow conditions of the basin, and considering the streamflow data availability Monthly flows for this period were developed at each of the upstream reservoirs, and intervening flows between two reservoir/powerplant projects located sequentially on the same river or three projects located sequentially on the main stem and its tributaries The upstream reservoirs include the Toktogul on Naryn, Andijan on Karadarya, Charvak on Chirchik, and Bugun on the Bugun-Arys rivers The intervening flows were developed for the following intervening areas between (1) Toktogul and Kurpsai, (2) Kurpsai and Tashkumyr, (3) Tashkumyr and Shamaldysai, (4) Shamaldysai and Uch-Kurgan, (5) Uch-Kurgan, Andijan, and Kayrakum, (6) Kayrakum and Farhad, (7) Farhad, Charvak, and Chardara, and (8) Chardara, Bugun, and Aral Sea

Descriptions of procedures and methodology for computing natural streamflows into the upstream reservoirs and intervening areas are given below These flows are summarized in Table F-1 of Appendix F

4 3 1 Inflow to Toktogul

Monthly inflow to the Toktogul reservoir were obtained from Kyrgyzenergo A mass curve plotting of monthly flows is shown on Exhibit F-1 These flows were used as a basis for deriving intervening flows of areas with similar hydrological conditions

4 3 2 Intervening Flow Between Toktogul and Kurpsai

Intervening flows between Toktogul and Kurpsai used in Harza's 1993 and 1996 study are available for the period 1937-1978 The flow data during the period 1955-1978 are adopted in the present study The intervening flows for the period of 1979-97 were estimated by transposing the Toktogul inflow based on the monthly flow ratios between the intervening flow and Toktogul inflow computed for the concurrent period 1955-78 This was considered feasible because the hydrologic characteristics of the two areas were judged to be similar Mean monthly flow ratios were computed for the period 1955-78, and applied to the monthly flows of Toktogul for the period 1979-97

4 3 3 Intervening Flow Between Kurpsai and Tashkumyr

Intervening flows between Kurpsai and Tashkumyr used in Harza's 1993 and 1996 study are available for the period 1937-1978 The flow data during the period 1955-1978 are adopted in the present study The intervening flows for the period of 1979-97 were estimated by transposing the Toktogul inflows based on the mean monthly flow ratios as discussed above

4 3 4 Intervening Flow Between Tashkumyr and Uch-Kurgan

Since no major tributaries located between Tashkumyr and Uch-Kurgan, intervening flows between Tashkumyr and Shamaldysai are assumed to be negligible Similarly, zero intervening flows were assumed for the intervening area between Shamaldysai and Uch-Kurgan

4 3 5 Inflow to Andijan

For the Karadarya river, monthly streamflow data are only available at Uchtepe located at downstream of the Andijan reservoir These regulated flows could not be be used in the hydropower-irrigation simulation model By assuming the hydrological similarity between the Naryn and Karadarya rivers, the Andijan inflows were estimated by transposing the 1955-1997 Toktogul inflows with a factor of 0 38 This transposition factor of 0 38 was comptued as a ratio between estimated long-term average flows for Andijan at 137 cms (cubic meter per second) and the Toktogul at 361 cms The long-term average flow for Andijan was estimated by multiplying the sum of average flows of three major tributaries with highest inflows into the Andijan reservoir with the ratio of the drainage areas

The gaging stations for the major tributaries are located at Uzgen of the Karadarya river, Salamalik of the Yassi river and Gulcha of Kurshab river, respectively The long-term average flows and drainage areas for these three stations are 67, 22, and 17 cms and 5840, 1180, and 2010 km^2, respectively (Table D-13) The drainage area between these three stations and Andijan was estimated to be about 2640 km^2 Therefore, the long-term average flow for Andijan of 137 cms was computed as (67+22+17) * (2640+5840+1180+2010) / (5840+1180+2010)

4 3 6 Intervening Flow Between Uch-Kurgan, Andijan, and Kayrakum

As discussed in the streamflow data review of section 4 2 3, the intervening flows (Tables E-9 and E-10) between two gaging stations Kal and Akdjar on the Syr Darya river are considered as natural

flow and used as a basis for estimating intervening flows of hydrologically similar areas Intervening flows between Uch-Kurgan, Andijan, and Kayrakum were estimated by transposing the intervening flows between Kal and Akdjar using a combined drainage area-mean annual rainfall ratio of 2 54 The drainage area ratio was 1 69, while the mean annual rainfall ratio was estimated to be 1 50

4 3 7 Intervening Flow Between Kayrakum and Farhad

Intervening flows between Kayrakum and Farhad were estimated by transposing the intervening flows between Kal and Akdjar using a drainage area ratio of 0 15 The rainfall was assumed to be same on both drainage areas

4 3 8 Inflow to Charvak

The long-term monthly average flows for the period 1937-97 of the two major tributaries, Chatkal river at Hudaidod and Psken river at Mullala, were obtained from Mr Ovchinnikov The corresponding monthly flows are not available to Harza However, both the long-term average and monthly flow data are available for the station Afflux in Charvak W R A comparison of the long-term monthly averages at the Afflux in Charvak W R station and the sums of flows at the above two tributary stations, Hudaidod and Mullala, indicated that the average flows at the Afflux in Charvak W R are about 5% more than the sums The flows of Afflux in Charvak W R were considered as inflow to the Charvak reservoir A double mass curve of these flows and Toktogul inflows was plotted on Exhibit F-2 to check the consistency

4 3 9 Intervening Flow Between Farhad, Charvak, and Chardara

Intervening areas between Farhad, Charvak, and Chardara were separated into two parts for estimation of intervening flows The mountainous part includes areas upstream of Almalyk City on the Akhaneran River Intervening flows of this area (about 3,900 km^2) were estimated by transposing the Charvak inflows by a drainage area ratio of 0 41 The remaining intervening flows between Farhad, Charvak, Almalyk, and Chardara were estimated by transposing the intervening flows between Kal and Akdjar using a drainage area ratio of 0 43

4 3 10 Inflow to Bugun

Monthly inflows of Bugun river at Krasnyy Most were used as inflow to the Bugun rersevoir The flows are available for the period 1955-1995 It appears that the monthly flow data for year 1988 are

54

outliers and were not used Therefore, monthly flow data for the years (1988, 1996 and 1997) were estimated based on the regression analysis results of annual flows Linear regression analysis was made using the logarithmic values of concurrent annual flows of the Bugun river at Krasnyy Most and Ugam river at Hodjikent station The regression coefficient was computed as 0 78 The regression results were used to estimate the annual flows at Krasnyy Most for the years 1988, 1996 and 1997

The average monthly and annual flows of the Krasnyy Most station were computed based on the 1955-1987 and 1989-1995 data The ratio of average monthly to average annual flow was computed for each month The monthly flows for the years 1988, 1996 and 1997 were estimated by multiplying the annual flows with these monthly ratios

4 3 11 Intervening Flow Between Chardara, Bugun, and Aral Sea

A comparison of flows at Arys railway and Shaulder stations indicates consistency The Bugun flows at Krasnyy Most has higher unit yield when compared to the Arys flows because of smaller area under the influence of relatively more rainfall Therefore, the intervening flows between Chardara, Bugun, and Aral Sea were estimated by transposing the flows of the Arys railway station based on the combined ratio of drainage area and annual rainfall

Monthly flows of the Arys river at Arys railway station are available for the periods of 1969-1985 and 1987-1994 and used for estimation of intervening flows These flows were obtained from Appendix 2 of the 1996 IBRD study Monthly flow data for the other periods were estimated based on the regression analysis results of annual flows Linear regression analysis was made using the logarithmic values of concurrent annual flows at the Arys railway station and the Ugam river at Hodjikent station The regression coefficient was computed as 0 82 The regression results were used to estimate the annual flows of the Arys station for the periods 1955-68, 1986, and 1995-1997

The average monthly and annual flows of the Arys railway station were computed based on the 1969-1985 and 1987-1994 data The ratio of average monthly to average annual flow was computed for each month The monthly flows for the missing periods 1955-68, 1986, and 1995-1997 were estimated by multiplying the annual flows with these monthly ratios

The intervening area between Chardara, Bugun, and Aral Sea was separated into three parts for the estimation of intervening flows The first part is the intervening area between Bugun and Arys railway station where the difference between the Arys flows and Bugun inflows were used The second part includes intervening area between Chardara, Bugun, and Tyuman-Aryk The drainage

area and mean annual rainfall of this area were estimated to be 31,900 km^2 and 230 mm, respectively The drainage area and mean annual rainfall of the third part between Tyuman-Aryk and Aral Sea were estimated to be 47,900 km^2 and 145 mm The drainage area and mean annual rainfall of the Arys railway station were about 13,100 km^2 and 525 mm The transposition ratios of the first and second parts were computed to be 1 07 and 1 01, respectively

The combined transposition ratio for the two was 2 08 The intervening flows between Chardara, Bugun, and Aral Sea were estimated by multiplying the Arys flows with this ratio of 2 08

4 4 Evaporation

Water losses due to evaporation from the natural lakes and man-made reservoirs are quite significant in the study basin, especially the Chardara reservoir with a huge reservoir surface area A reasonable estimate of these losses is required for a realistic estimate of available water and consequently, the energy generation

For this study, the net reservoir evaporation is defined as

Net Evaporation = (Pan Coefficient X Pan Evaporation) - (Rainfall - Runoff lost from reservoir area)

The net evaporation rates are estimated for the Toktogul, Kurpsai, Tashkumyr, Shamaldysai, Uch-Kurgan, Andijan, Kayrakum, Farhad, Charvak, Chardara, and Bugun reservoirs

4 4 1 Pan Evaporation

Pan evaporation data are available for the Chardara, Kazalinsk, and Aral Sea from the 1996 IBRD study The periods of available record are about 10 years Monthly and annual data are listed in Table D-15 Measurements were taken from evaporation pans embedded into the ground and observation were made mainly during the seven-month period from April to October Average annual pan evaporation data does not vary significantly along the Syr Darya River between Chardara and Kazalinsk but increase at Aral Sea The Chardara data are considered to be representative for the study area and used in the estimation of net reservoir evaporation

56

4 4 2 Pan Coefficient

Pan coefficient is a ratio between the reservoir evaporation and pan evaporation The pan coefficient for the Colorado sunken pan ranges from 0 75 to 0 86 An average coefficient of 0 80 is assumed for the study area

4 4 3 Net Reservoir Evaporation

The net reservoir evaporation was computed as shown in Table F-2 with the assumption that the amount of rainfall on the reservoir would equal to the runoff lost from reservoir area This resulted in an annual net reservoir evaporation of 1,174 mm This set of monthly net reservoir evaporation was used for the Kurpsai, Tashkumyr, Shamaldysai, Uch-Kurgan, Kayrakum, Farhad, Chardara, and Bugun reservoirs The monthly net reservoir evaporation rates for the Toktogul, Andijan, and Charvak reservoirs at higher elevations were estimated to be 50% of those of Chardara station

Chapter 5

ESTIMATES OF POWER AND IRRIGATION VALUES

5 1 Marginal Electric Costing

5 1 1 Methodology and Assumptions

A description of the operation of the PROSYM software is provided in Section 2 1

When load on a given area increases by one kilowatt, the increased load must be met by an increase in generation The associated cost incurred to meet that additional demand is defined as the marginal cost It is presented in mills/kWh (equivalent to $/MWh) PROSYM economically dispatches units based on supplied load, generation costs and constraints, and transmission constraints PROSYM determines the marginal costs for domestic energy, imports and exports Marginal cost results are provided in Section 5 1 3

Assumptions for energy not served are discussed in Section 5 1 3 and transmission assumptions (losses) are discussed in Section 5 1 4

5 1 1 1 Reserve Margin

Reserve margin criteria have been assumed for the purpose of determining the adequacy of installed capacity and the time and capacity of future generating additions In the case of isolated operation a minimum reserve margin of 15% has been assumed For integrated operation a minimum reserve margin of 12% is assumed

5 1 1 2 Retirement Policy

Many of the generating units in each of the republics under study are more than 30 years old Specific dates for unit retirements could not be provided due to the current status of generating planning activities and because of the uncertainties associated with financing of replacement capacity For the purpose of the production/marginal costing, the following retirement policies have been assumed

Hydroelectric Units - No unit retirement through 2010

58

Thermal Generating Units - for units where retirement dates were provided by local counterparts, the dates provided were assumed For units where no official retirement date was provided, which is essential in all cases, units are assumed to retire at ago 40 if they have provided less than 40 years of service by 1998 and at age 45 otherwise

5 1 1 3 Proxy Units

For the purpose of production modeling simulations in each case where installed capacity is inadequate to meet reserve margin criteria, natural gas-fired combine cycle capacity has been assumed as the proxy unit

5 1 2 Matrix of Study Cases

The Central Asian Republics study cases will run in an interconnected mode where power is exchanged based on existing transmission constraints and in an isolated mode where no exchange of power takes place Additionally, the above cases will be executed in a power mode where hydro stations are dispatched according to energy demand and in an irrigation mode where water is released according to irrigation needs This will be done using load demands provided by the respective republics for the years 2000, 2005, and 2010 A summary matrix of study cases is shown in Table 5-1

5 1.3 Summary of Results

Tables 5-2 to 5-4 summarize the PROSYM results for the study cases These tables include energy consumed by a republic, imported, exported, dumped, and not served Dumped energy results from hydro units operating because water releases are required, but the energy produced as a result of the releases is not consumed It can also result from a CHP unit operating to meet a heat load, but the associated electric output is not consumed

Definitions of the various energy values (all in GWh) is as follows
Domestic – the region's load
Import – energy imported the other two regions
Export – energy exported to the other two regions
Dumped – energy produced, but not consumed
ENS – energy not served, demand that a region could not meet

Energy not served can be a result of having insufficient capacity because there is an insufficient amount water flow for the hydros, units may out of service due to maintenance outages or forced outages Energy not served has been assigned a value of 45mills/kW Note that if any republic contains inefficient units that produce power at costs greater than 45mills/kW and those units are available, PROSYM will still dispatch them as necessary Therefore it is possible to have marginal costs greater than 45mills/kW This usually occurs in the winter during the irrigation studies

The three republics show their greatest energy demands in the winter This is evident by the higher marginal costs in the winter season Higher marginal costs also exist when moving from year 2000 to 2005 to 2010 All republics realize an increase in demand, and accordingly more (expensive) units must be dispatched to meet the greater demand

During the irrigation studies, hydro output is at its minimum in the winter when water is stored, and its maximum in the summer when it is released The results according illustrate this trend with higher marginal costs in the winter and lower costs in the summer months This is especially obvious with the Republic of Krygyzstan Its marginal costs are very low when there are large water releases They also have a large amount dumped energy in the summer when all of the energy produced by the hydro's is not consumed

Tables 5-5 to 5-7 contain the total production cost results from the PROSYM runs The cost figures are presented in 1000s of dollars These costs consist of fuel cost, variable operation and maintenance costs, and fixed opration and maintenance costs

Production costs contain electric generation, hydro generation, and therman (steam) generation An adjustment is necessary to remove the costs associated with steam generation from the CHPs Boiler efficiency was assumed to be 85% Total thermal energy generated is divided by the efficiency and multiplied by the fuel cost This gives an estimate of the costs associated with producing steam This figure is then subtracted from the total production cost

Table 5-1

SUMMARY MATRIX OF STUDY CASES

Study Case	Mode	Kyrgyz			Kyrgyz Interconnected			Kazakhstan			Kazakhstan Interconnected			Uzbekistan			Uzbekistan Interconnected		
		2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Base Case Winter	Power																		
	Irrigation																		
Base Case Summer	Power																		
	Irrigation																		
Future Case Winter	Power																		
	Irrigation																		
Future Case Summer	Power																		
	Irrigation																		
Toktogul 1998 Agreement Winter	Power																		
	Irrigation																		
Toktogul 1998 Agreement Summer	Power																		
	Irrigation																		

61

Table 5-2

MARGINAL COSTS FOR BASE CASE WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND

	Interconnected - Winter - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6554	21 35	6903	25 25	7484	23 72
Kyr-Import	421	29 45	442	30 65	716	32 74
Kyr-Export	1804	16 90	1852	18 15	1702	18 41
Kyr-Dumped	77		103		135	
Kyr-ENS	0		0		1	
SKaz-domestic	7952	25 92	10544	28 23	12605	29 45
Skza-Import	1158	28 97	2830	28 69	4128	29 40
Skaz-Export	78	24 28	20	26 25	0	39 07
Skaz-Dumped	0		0		0	
Skaz-ENS	0		0		0	
Uzb-Domestic	22315	24 97	25299	25 72	27461	25 87
Uzb-Import	914	24 95	291	25 52	64	26 85
Uzb-Export	611	25 24	1690	25 81	3205	25 71
Uzb-Dumped	0		0		0	
Uzb-ENS	0		0		0	

	Interconnected - Summer - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	20 51	4595	22 52	5062	23 68
Kyr-Import	494	26 88	470	28 98	703	30 35
Kyr-Export	122	14 46	1328	16 72	1259	16 56
Kyr-Dumped	231		218		276	
Kyr-ENS	0		0		0	
SKaz-domestic	5052	22 77	7161	25 49	9396	28 30
Skza-Import	301	21 71	800	27 10	2458	28 45
Skaz-Export	283	23 00	147	23 90	1	53 85
Skaz-Dumped	0		0		0	
Skaz-ENS	0		0		0	
Uzb-Domestic	20698	23 81	22890	25 21	25635	25 29
Uzb-Import	1043	24 60	799	25 16	231	25 08
Uzb-Export	334	22 48	593	25 58	2133	25 42
Uzb-Dumped	0		0		0	
Uzb-ENS	0		0		0	

62

Table 5-2

(Continued)

	Interconnected - Winter - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6554	31 79	6903	33 64	7484	37 19
Kyr-Import	2738	36 16	1776	40 00	3078	45 34
Kyr-Export	302	19 14	242	19 52	236	21 11
Kyr-Dumped	21		14		22	
Kyr-ENS	22		67		235	
SKaz-domestic	7952	29 33	10544	31 76	12605	37 81
Skza-Import	768	28 94	1045	30 08	2481	33 87
Skaz-Export	370	32 40	133	40 08	55	84 71
Skaz-Dumped	0		0		0	
Skaz-ENS	0		0		23	
Uzb-Domestic	22315	27 49	25299	29 07	27461	33 13
Uzb-Import	175	25 70	96	26 43	53	30 50
Uzb-Export	3008	27 56	2542	29 29	5322	32 44
Uzb-Dumped	0		0		0	
Uzb-ENS	0		0		1	

	Interconnected - Summer - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	4 96	4595	6 43	5062	7 92
Kyr-Import	118	28 10				
Kyr-Export	2729	1 54				
Kyr-Dumped	2641		2373		2002	
Kyr-ENS	0		0			
SKaz-domestic	5052	17 51	7161	21 65	9396	25 25
Skza-Import	1017	15 07				
Skaz-Export	51	23 22				
Skaz-Dumped	0		0			
Skaz-ENS	0					
Uzb-Domestic	20698	18 16	22890	22 08	25635	22 53
Uzb-Import	1775	20 79				
Uzb-Export	131	17 41				
Uzb-Dumped	45		10		9	
Uzb-ENS	0		0			

Table 5-2

(Continued)

	Isolated - Winter - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6581	8 17	6905	9 42	7489	13 44
Kyr-Dumped	949		851		541	
Kyr-ENS			1		15	
SKaz-domestic	7943	29 14	10535	31 19	12550	39 24
Skaz-Dumped	0					
Skaz-ENS	0		11		376	
Uzb-Domestic	22298	25 62	25306	26 34	27461	25 27
Uzb-Dumped	8		0		27	
Uzb-ENS					0	

	Isolated - Summer - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	10 06	4595	10 76	5062	14 60
Kyr-Dumped	631		530		313	
Kyr-ENS			0		0	
Skaz-domestic	5052	23 90	7161	26 69	9310	30 13
Skaz-Dumped			1			
Skaz-ENS						
b-Domestic	20698	25 05	22890	25 53	25635	24 74
Uzb-Dumped	8				13	
Uzb-ENS					0	

Table 5-2

(Continued)

	Isolated - Winter - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6581	39 79	6905	4072	7489	42 03
Kyr-Dumped	17		16		14	
Kyr-ENS	1902		2123		2608	
SKaz-domestic	7943	29 64	10535	31 88	12550	40 17
Skaz-Dumped	0					
Skaz-ENS	0		15		505	
Uzb-Domestic	22298	25 08	25306	26 89	27461	25 91
Uzb-Dumped	52		6		95	
Uzb-ENS					9	

	Isolated - Summer - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	2 53	4595	2 50	5062	3 27
Kyr-Dumped	5227		5071		4655	
Kyr-ENS			0		0	
Skaz-domestic	5052	23 88	7161	26 63	9310	30 30
Skaz-Dumped			1			
Skaz-ENS					0	
Uzb-Domestic	20698	23 23	22890	25 14	25635	23 83
Uzb-Dumped	61		2		33	
Uzb-ENS					0	

65

Table 5-3

MARGINAL COSTS FOR BASE CASE WITH FUTURE IRRIGATION DEMAND

	Interconnected - Winter - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6554	21 32	6903	22 53	7484	23 67
Kyr-Import	429	29 47	448	30 76	733	32 64
Kyr-Export	1812	16 85	1856	18 04	1294	18 11
Kyr-Dumped	122		106		137	
Kyr-ENS	0		0		1	
SKaz-domestic	7952	25 90	10274	28 23	12605	29 44
Skza-Import	1276	26 99	2874	28 89	4236	29 38
Skaz-Export	205	24 44	91	26 54	73	39 20
Skaz-Dumped	0		0		0	
Skaz-ENS	0		0		0	
Uzb-Domestic	22315	24 99	25299	25 73	27461	25 87
Uzb-Import	1130	24 95	948	25 47	764	26 85
Uzb-Export	818	25 24	2322	25 82	3901	25 69
Uzb-Dumped	0		0		0	
Uzb-ENS	0		0		0	

	Interconnected - Summer - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	20 44	4595	22 54	5062	23 65
Kyr-Import	478	26 76	448	29 01	695	30 21
Kyr-Export	1195	14 24	1304	16 66	1233	16 26
Kyr-Dumped	244		226		285	
Kyr-ENS	0		0		0	
SKaz-domestic	5052	22 74	7161	25 53	9396	28 28
Skza-Import	491	21 25	937	27 09	2483	28 44
Skaz-Export	484	22 96	300	24 14	66	49 68
Skaz-Dumped	0		0		0	
Skaz-ENS	0		0		0	
Uzb-Domestic	20698	23 78	22890	25 21	25635	25 30
Uzb-Import	1042	24 66	828	25 16	369	25 07
Uzb-Export	332	22 22	609	25 53	2277	25 40
Uzb-Dumped	0		0		0	
Uzb-ENS	0		0		0	

66

Table 5-3

(Continued)

	Interconnected - Winter - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6554	33 32	6903	36 60	7484	37 85
Kyr-Import	2568	37 66	3403	43 32	3450	46 37
Kyr-Export	136	12 38	141	12 06	143	12 26
Kyr-Dumped	57		46		51	
Kyr-ENS	43		116		450	
SKaz-domestic	7952	30 01	10544	34 11	12605	38 77
Skza-Import	1338	30 08	2222	27 14	3234	35 52
Skaz-Export	1127	34 10	1117	36 40	1030	53 90
Skaz-Dumped	0					
Skaz-ENS			0		84	
Uzb-Domestic	22315	28 17	25299	31 66	27461	35 98
Uzb-Import	167	25 97	119	30 94	58	27 85
Uzb-Export	3474	28 15	4487	45 00	5570	34 45
Uzb-Dumped	1					
Uzb-ENS					6	

	Interconnected - Summer - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	5 30	4595	6 08	5062	7 39
Kyr-Import	127	28 57	111	29 43	208	30 01
Kyr-Export	2567	1 37	2799	2 01	2884	2 43
Kyr-Dumped	0		3214		2755	
Kyr-ENS	0				0	
SKaz-domestic	5052	17 42	7161	20 91	9396	24 16
Skza-Import	1450	14 29	1691	22 08	3075	24 24
Skaz-Export	529	23 27	485	19 96	41	
Skaz-Dumped			1			
Skaz-ENS						
Uzb-Domestic	20698	17 69	22890	21 35	25635	21 54
Uzb-Import	1727	20 84	1876	21 80	1386	21 92
Uzb-Export	208	17 47	394	25 77	1744	23 42
Uzb-Dumped	72		16		13	
Uzb-ENS						

Table 5-3

(Continued)

	Isolated - Winter - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6580	7 54	6905	9 42	7489	13 44
Kyr-Dumped	949		851		541	
Kyr-ENS			1		15	
SKaz-domestic	7943	29 08	10535	31 10	12600	39 36
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS			11		385	
Uzb-Domestic	22298	25 51	25306	26 36	27461	25 24
Uzb-Dumped	8		1		29	
Uzb-ENS	0				0	

	Isolated - Summer - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	10 06	4595	10 76	5375	14 60
Kyr-Dumped	631		530		313	
Kyr-ENS			0		0	
Skaz-domestic	5052	23 71	7161	26 93	9396	30 08
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS						
b-Domestic	20698	24 99	22890	25 56	25635	24 74
Uzb-Dumped	8		0		12	
Uzb-ENS					0	

68

Table 5-3

(Continued)

	Isolated - Winter - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6581	41 17	6905	40 92	7489	41 68
Kyr-Dumped	40		39		37	
Kyr-ENS	2666		2956		3461	
SKaz-domestic	7943	29 78	10535	32 22	12600	40 35
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS			19		551	
Uzb-Domestic	22298	24 96	25306	26 68	27461	26 20
Uzb-Dumped	57		6		98	
Uzb-ENS					9	

	Isolated - Summer - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	3 78	4595	3 99	5062	4 74
Kyr-Dumped	6003		5857		5471	
Kyr-ENS			0		0	
Skaz-domestic	5052	23 42	7161	26 45	9396	30 05
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS						
Uzb-Domestic	20698	21 87	22890	24 99	25635	22 95
Uzb-Dumped	132		5		68	
Uzb-ENS					0	

Table 5-4

MARGINAL COSTS FOR BASE CASE WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND AND 1998 AGREEMENT TOKTOGUL RELEASE PATTERN

	Interconnected - Winter - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6554	22 21	6903	23 32	7484	24 52
Kyr-Import	702	30 13	726	30 80	1089	32 41
Kyr-Export	1411	15 65	1394	16 65	1252	16 42
Kyr-Dumped	148		132		158	
Kyr-ENS	0				0	
SKaz-domestic	7952	26 35	10544	28 34	16869	29 71
Skza-Import	1230	27 68	2601	28 90	3973	29 63
Skaz-Export	261	25 07	117	26 50	170	32 81
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS						
Uzb-Domestic	22315	25 22	25299	25 70	27461	26 02
Uzb-Import	887	25 15	665	25 49	555	27 05
Uzb-Export	1148	25 41	2478	25 78	4194	25 85
Uzb-Dumped						
Uzb-ENS						

	Interconnected - Summer - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	17 93	4595	20 01	5062	21 18
Kyr-Import	537	27 75	495	29 63	728	30 39
Kyr-Export	1660	8 93	1697	11 84	1676	12 33
Kyr-Dumped	391		346		383	
Kyr-ENS			0			
SKaz-domestic	5052	22 01	7161	24 61	9396	27 82
Skza-Import	771	20 06	1169	26 19	2569	27 97
Skaz-Export	650	22 75	440	23 32	72	32 13
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS						
Uzb-Domestic	20698	23 31	22890	24 93	25635	24 93
Uzb-Import	1460	23 66	1261	24 62	706	24 46
Uzb-Export	457	23 93	788	25 59	2256	25 33
Uzb-Dumped	1					
Uzb-ENS						

10

Table 5-4

(Continued)

	Interconnected - Winter - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6554	21 01	6903	20 69	7484	24 21
Kyr-Import	853	30 70	882	31 46	1196	33 65
Kyr-Export	1474	12 72	1472	14 22	1347	15 28
Kyr-Dumped	278		246		282	
Kyr-ENS	0		0		1	
SKaz-domestic	7952	26 27	10544	27 88	12605	30 38
Skza-Import	1489	27 52	3011	28 87	4016	30 18
Skaz-Export	323	24 82	186	27 65	151	36 05
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS					0	
Uzb-Domestic	22315	25 03	25299	25 54	27461	26 70
Uzb-Import	914	25 04	743	25 69	630	36 19
Uzb-Export	1459	25 32	2978	25 70	4259	26 12
Uzb-Dumped						
Uzb-ENS					0	

	Interconnected - Summer - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	15 82	4595	18 51	5062	20 09
Kyr-Import	530	26 99	506	29 49	727	30 22
Kyr-Export	1736	7 09	1789	9 92	1746	10 54
Kyr-Dumped	544		469		477	
Kyr-ENS						
SKaz-domestic	5052	20 86	7161	24 00	9396	27 51
Skza-Import	903	17 44	1236	25 33	2626	27 68
Skaz-Export	577	22 97	423	23 65	80	272 7
Skaz-Dumped			0			
Skaz-ENS						
Uzb-Domestic	20698	21 63	22890	24 24	25635	24 67
Uzb-Import	1359	22 52	1265	23 88	752	24 11
Uzb-Export	479	22 24	795	25 49	2279	25 23
Uzb-Dumped	16		1			
Uzb-ENS						

Table 5-4

(Continued)

	Isolated - Winter - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6580	16 43	6905	17 36	7489	21 66
Kyr-Dumped	622		572		377	
Kyr-ENS	53		30		109	
SKaz-domestic	7943	29 21	10535	31 20	12600	39 49
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS			11		389	
Uzb-Domestic	22298	25 53	25306	26 34	27461	25 31
Uzb-Dumped	8		0		27	
Uzb-ENS					0	

	Isolated - Summer - Power					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	10 19	4595	10 85	5062	12 61
Kyr-Dumped	1699		1587		1291	
Kyr-ENS			0		15	
Skaz-domestic	5052	23 86	7161	26 64	9396	30 19
Skaz-Dumped			1			
Skaz-ENS						
b-Domestic	20698	25 01	22890	25 54	25635	24 78
Uzb-Dumped	8		0		13	
Uzb-ENS						

72

Table 5-4

(Continued)

	Isolated - Winter - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	6580	16 54	6905	17 98	7489	21 37
Kyr-Dumped	788		734		517	
Kyr-ENS	23		58		189	
SKaz-domestic	7943	29 73	10535	32 11	12600	40 04
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS	0		18		548	
Uzb-Domestic	22298	25 23	25306	26 59	27461	25 99
Uzb-Dumped	52		6		100	
Uzb-ENS					45	

	Isolated - Summer - Irrigation					
	2000		2005		2010	
	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh	GWh	$/MWh
Kyr-Domestic	4420	9 93	4595	10 31	5062	11 91
Kyr-Dumped	1889		1776		1478	
Kyr-ENS	3		0		8	
Skaz-domestic	5052	23 84	7161	26 90	9396	30 27
Skaz-Dumped						
Skaz-ENS					1	
Uzb-Domestic	20698	23 19	22890	25 24	25635	23 72
Uzb-Dumped	60		1		36	
Uzb-ENS					13	

Table 5-5

PRODUCTION COSTS OF EXISTING IRRGATION DEMAND CASE

	Interconnected-Winter-Power			Interconnected-Summer-Power		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	42375	52814	58121	38480	45847	52363
Uzb	616538	748701	866433	520939	597746	739783
S Kaz	175007	203769	225121	112770	161662	174148

	Interconnected-Winter-Irrigation			Interconnected-Summer-Irrigation		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	68469	72136	75889	23427	25623	27176
Uzb	733132	854642	964563	484750	548118	683146
S Kaz	201219	253361	283213	104813	154634	160524

	Isolated-Winter-Power			Isolated-Summer-Power		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	28040	37156	42993	28476	30208	36157
Uzb	622172	710336	786824	534308	598532	688720
S Kaz	205199	287588	337370	112858	180662	241386

	Isolated-Winter-Irrigation			Isolated-Summer-Irrigation		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	79585	82210	84261	22426	22847	24140
Uzb	656021	744923	820166	517937	585667	670158
S Kaz	212769	295160	341598	114385	182119	242866

74

Table 5-6

PRODUCTION COSTS OF FUTURE IRRIGATION DEMAND CASE

	Interconnected-Winter-Power			Interconnected-Summer-Power		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	42464	52851	58190	38558	46071	52172
Uzb	616081	748075	866771	519918	596233	737600
S Kaz	175240	204288	225069	111851	160087	173766

	Interconnected-Winter-Irrigation			Interconnected-Summer-Irrigation		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	70839	73476	77339	25096	26605	27539
Uzb	748638	867327	978123	485294	549306	684215
S Kaz	208097	263864	289446	102479	153664	159264

	Isolated-Winter-Power			Isolated-Summer-Power		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	28040	37124	42993	28476	30208	36157
Uzb	622359	710509	786817	533330	597202	687342
S Kaz	205225	287913	338149	111409	178031	242193

	Isolated-Winter-Irrigation			Isolated-Summer-Irrigation		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	79153	80260	82065	24699	25486	27270
Uzb	657526	746062	821434	519129	585737	672186
S Kaz	214085	296047	342639	107610	174264	238492

Table 5-7

PRODUCTION COSTS OF EXISTING IRRGATION DEMAND CASE WITH 1998 AGREEMENT TOKTOGUL RELEASE PATTERN

	Interconnected-Winter-Power			Interconnected-Summer-Power		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	46819	56008	54508	31889	37089	39716
Uzb	631927	760746	786340	513607	591222	688783
S Kaz	178126	213413	338834	111559	160300	244324

	Interconnected-Winter-Irrigation			Interconnected-Summer-Irrigation		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	45070	54155	58596	31612	36284	43006
Uzb	669632	801741	910254	507163	584402	714905
S Kaz	179407	211247	243452	108922	158765	171250

	Isolated-Winter-Power			Isolated-Summer-Power		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	39722	47944	54508	34728	36165	39716
Uzb	622406	710670	786340	534423	598636	688783
S Kaz	205348	287893	338834	113265	181109	244324

	Isolated-Winter-Irrigation			Isolated-Summer-Irrigation		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Kyr	39774	47432	52622	33387	34863	38467
Uzb	654382	743193	819948	520292	589122	674701
S Kaz	213401	295784	342400	112176	178743	243383

76

5 2 Irrigation Values

Determination of the irrigation value is a very complex function It is dependent on crop types, soil types and conditions, other inputs, including pesticides and fertilizers, land preparation, etc , the timing, methods and quantities of irrigation, water conveyance and application efficiencies, climatological factors, and costs of all inputs compared to crop values For this assessment, irrigation values are limited to plant growing, other values such as cattle breeding and social effects are not considered because of limited data availability

For the macroeconomic perspective taken in this assessment, a simplified approach is necessary, even more so in view of the limited data available and obtainable for the analysis For this assessment, the scope has been expanded from Step 1 to encompass the entirety of the irrigated areas downstream of the Toktogul reservoir to the Aral Sea that are impacted by the regulation and release of water from the large storage reservoirs upstream in the Syr Darya basin These include areas in six oblasts in Uzbekistan Andizhan, Djizak, Fergana, Namangan, Syrdarya, and Tashkent, northern Leninabad in Tajikistan, and two oblasts in southern Kazakhstan South-Kazakhstan and Kzyl-Orda

Some of the parameter values employed in Step 1 are used again in this assessment, either because no new or updated information could be obtained or because there were insufficient grounds for revision The simplified approach adopted to derive irrigation values in the Syr Darya basin downstream of the Naryn Cascade to the Aral Sea is described in the following section

The irrigation/agricultural data of Uzbekistan and Kazakstan collected in the course of the present study are listed in Appendices G and H, respectively Notes and comments on these data are also included in the appendices

5 2 1 Steps in the Valuation of Irrigation Withdrawals from the Naryn-Syr Darya River

The values of the irrigation withdrawals were estimated in seven successive steps These steps included

(1) Monthly average water requirement was derived for each crop type in the nine oblasts which receive irrigation releases from the Lower Naryn cascade and Syr Darya River The crop types were consolidated into six categories from a water requirements perspective, with each crop falls under one of the following categorizations

77

- Cotton
- Grains (and Legumes)
- Rice
- Pastures (e g , Lucerne/Alfalfa)
- Other (Potatoes, Sugar Beets, Fruits, Vegetables, others)

(2) The irrigated area which is sown to the various crop types in each oblast was established

(3) The average delivery (or conveyance) efficiencies and field application efficiencies for irrigation were established for each oblast

(4) The irrigated areas and irrigation efficiencies derived in Steps (2) and (3) above were grouped into five regional demand sites, corresponding to the demand sites designated in the River System Model

Demand Site	Corresponding Oblasts
FERGANA	Namangan, Fergana, Andizhan
MID-SYR DARYA	35% of Leninabad, Sirdarya, Djizak, 5% of S Kazakhstan
CHAKIR	Tashkent, 5% of S Kazakhstan
ARTUR	90% of S Kazakhstan
LOW-SYR DARYA	Kzyl Orda

(5) From the crop water requirements derived in Step (1) and the crop areas and irrigation efficiencies established for the demand sites in Step (4), the monthly water withdrawal or abstraction requirements for irrigation were derived for each of the demand sites

(6) Net returns on crop production ($/ha) were extracted from available source data (World Bank (IBRD), Japan International Cooperation Agency (JICA), Asian Development Bank (ADB), Harza) for the crop types designated in Step (1))

(7) From the crop areas and crop water requirements derived in Steps (4) and (5) and the net crop returns compiled in Step (6), a weighted average value of water ($/m^3) withdrawn for each demand site was computed, on the assumption that all monthly water withdrawal requirements could be met

78

In order for the available water to be fully credited with the value derived in Step (7), it is assumed that the monthly water requirements must be completely met Otherwise, the monthly values of the irrigation benefits are adjusted by the weighted average percentage of the monthly requirements which are met by the irrigation withdrawals/abstractions An example of this procedure was illustrated in Table 3-13 of the Step 1 report, and is repeated below with the parameters then applicable It is understood that the crop production are not directly proportional to the percentage of the monthly water requirements which are met by the irrigation withdrawals/abstractions The steps in the valuation of irrigation withdrawals described above are considered to be reasonable because actual irrigation areas may only be a part of the total irrigation area during periods when the irrigation withdrawals can not meet the water requirements for the entire irrigation area

Table 3-13 from Step 1 Report
EXAMPLE OUTFLOW VALUATION

Month	Naryn River Outflow Requirement to Meet Downstream Abstraction Requirement (MCM)	Simulated Hypothetical Outflow Scenario (MCM)	Percentage of Outflow Requirement Met by Outflow Scenario in the Growing Season	Weighted Average Percentage of Outflow Requirement Met in Growing Season	Valuation of Hypothetical Outflows According to *W.A % of Requirement* that is Met, at 3 19 ¢/m³ ($ million)	Equivalent Valuation of *Actual Scenario* Outflows (¢/m³)
January	680	983			17 5	1 79
February	680	897			17 5	1 96
March	680	877			17 5	2 00
April	680	976			17 5	1 80
May	1290	1641	100 0%		33 3	2 03
June	1915	1586	82 8%	**80 9%**	49 4	3 12
July	2318	1752	75 6%		59 8	3 41
August	1915	1394	72 8%		49 4	3 55
September	1513	1129	74 6%		39 0	3 46
October	847	778	91 9%		21 9	2 81
November	680	886			17 5	1 98
December	680	991			17 5	1 77
TOTAL	13878	13890			358 1	**2 58**

For the hypothetical outflow scenario shown above, 80 9% of the abstraction requirement was assumed to be met for the year, and this was assumed to translate to net returns on crop production that would be 80 9% of what would be expected if all of the monthly growing season requirements

were met Expressed another way, the net returns on crop production would be equivalent to a total value of $358 million

5 2 2 Irrigation Benefits Computation

Several mostly unsuccessful attempts were made to obtain irrigation-related information and data for the oblasts of Uzbekistan and Kazakhstan in the Syr Darya river basin, for each of the last four years, 1994, 1995, 1996, and 1997 These include all of the types of data that would be utilized in the aforementioned valuation of irrigation benefits irrigated areas by type of crop, monthly net irrigation requirements of each type of crop, overall irrigation efficiencies, crop yields and net crop values or net return Most notably, the WARMIS database -- a major repository of land and water resources and management data -- was not made available to the Project Team It is, unfortunately, indicative of a larger data accessibility and information exchange problem that continues to persist in the region [1]

The data obtained in Step 1 were primarily derived from WARMAP Phase I Project Preparation Reports [WARMAP, September 1995], for which 1994 data were the most recent and most

---

1 In 1995 the European Union s Technical Assistance to the Commonwealth of Independent States (TACIS) began in the Central Asian Republics with the establishment of the WARMAP Project (Water Resources Management and Agricultural Production) At that time Phase 1 of WARMAP identified poor accessibility of basic data in the CAR as a constraint to regional water and land planning

> *There is a considerable amount of data collected, much of which is maintained in great detail and regularly updated However, since independence, the central institutions in Moscow no longer coordinate data exchange and analysis and as a result much data is held in poorly accessible formats (paper records), and is scattered through a range of institutions in each of the CAR Furthermore previous arrangements for data exchange between ministries institutions and republics have been rapidly breaking down Regional analysis has thus been hampered by the need to accumulate information from a variety of sources much of which data are not provided freely* - WARMAP Project Formulation & Analysis of Regional Strategies on Land & Water Resources, July 1997

Consequently a database -- WARMIS (Water Resources Managements Information System) -- was conceived as being of use to the WARMAP work, to regional institutions to national ministries and their design institutions or consultants carrying out analyses with trans-boundary implications WARMIS is comprised of the collection of key information structured to suit these kinds of analyses

Unfortunately though WARMIS is now up and running access thereto appears to be tightly controlled by the regional entity with primary responsibility for its continued upkeep and maintenance and in fact as far as the Project Team was able to learn no one but the Scientific Information Center of the Interstate Commission on Water Coordination (SIC-ICWC) actually has a working copy of the database

complete These reports, along with several other resources, provide much of the data by which the basic valuation of regional irrigation benefits is herein performed Other resources included

- Japan International Cooperation Agency, "The Study on Kzyl-Orda Irrigation / Drainage and Water Management Project in The Republic of Kazakhstan", AFA JR 98-14, March 1998 [JICA]

- Asian Development Bank, "Water Resources Management and Land Improvement Project", TA No 2677-KAZ, March 1997 [ADB]

- International Bank for Reconstruction and Development, "Syr Darya Control and Delta Development Project Final Report", January 1996 [IBRD]

- Harza Engineering Company International, et al , "Analysis and Improvement of the Complex Development Program of Land Amelioration and Water Economy Complex in Agricultural Sector of the Republic of Kazakhstan", February 1995 [Harza]

Monthly average crop water requirements for the five crop-type categories delineated in the previous chapter are shown in Table 5-8 Total annual requirements are based on IBRD [January 1996] The monthly distributions for Cotton, Grains and Rice are based on WARMAP [September 1995], and for Pastures and Other they are based on JICA [March 1998]

Table 5-8

AVERAGE MONTHLY CROP WATER REQUIREMENTS (m^3/ha)

Month	Average Monthly Crop Water Requirements (m^3/ha)				
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other
January	0	0	0	0	0
February	0	0	0	173	0
March	0	0	0	665	0
April	0	0	78	1517	0
May	101	1626	1053	2196	684
June	1022	2106	2522	2500	958
July	1708	2029	3822	2630	3381
August	2231	640	3497	2355	3027
September	1856	0	1378	1575	0
October	881	0	650	636	0
November	0	0	0	202	0
December	0	0	0	0	0
Annual	7799	6401	13000	14449	8050

The irrigated areas which were sown to the various crop types in 1994 are presented in Table 5-9 Data for the oblasts of South Kazakhstan and Kzyl Orda in Kazakhstan (represented primarily by the ARTUR and LOW-SYR DARYA demand sites, respectively) are based on IBRD [January 1996], the others are from WARMAP [September 1995]

Another scenario representing the future irrigation practices was formulated In this scenario, cotton and rice production was shifted to wheat as main grains A reduction in field and conveyance losses was assumed, and this translates to an overall improvement in irrigation efficiency The irrigated area representing sown areas to the future crop patterns are presented in Table 5-10

82

Table 5-9

IRRIGATED AREAS SOWN TO VARIOUS CROP TYPES (1994) (1000 ha)

Demand Site	Irrigated Area Sown to Crop Types in 1994 (1000 ha)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
FERGANA	346	172	11	146	27	702
MID-SYR	327	121	11	102	27	588
CHAKIR	109	59	14	74	20	276
ARTUR	8	12	17	25	4	66
LOW-SYR	0	55	72	82	6	215
TOTAL	790	419	125	429	84	1847

Table 5-10

IRRIGATED AREAS SOWN TO VARIOUS CROP TYPES - FUTURE SCENARIO (1000 ha)

Demand Site	Irrigated Area Sown to Crop Types (1000 ha)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
FERGANA	173	356	0	146	27	702
MID-SYR	164	295	1	102	27	589
CHAKIR	55	126	1	74	20	276
ARTUR	11	17	9	24	5	66
LOW-SYR	0	61	56	84	14	215
TOTAL	403	855	67	430	93	1848

The overall efficiency of water use for irrigation, based primarily on WARMAP [September 1995] and generally corroborated by IBRD [January 1996] and ADB [March 1997], averaged approximately 40% for each of the five demand sites This is derived as the product of conveyance efficiency of 56% and field efficiency of 71%

Monthly water withdrawal requirements computed for each demand site on the basis of Tables 5-8 and 5-9 and the overall efficiencies of water use are presented in Exhibit 5-1 These may be taken to be representative of the year 1994

Similarly monthly water withdrawal requirements computed for each demand site on the basis of Tables 5-8 and 5-10 and the overall efficiencies of water use are presented in Exhibit 5-2 This may be taken to be representative of the future condition

The overall efficiency of water use for future irrigation scenario, averaged approximately 62% for the five demand sites This is derived as the product of conveyance efficiency of 83% and field efficiency of 74%

Exhibit 5-1

Monthly Water Withdrawal Requirements for Irrigation "1994 Scenario"
Million Cubic Meters (MCM)

FERGANA Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "1994 Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	66	0	66
March	0	0	0	256	0	256
April	0	0	2	583	0	585
May	92	736	30	844	49	1751
June	931	953	73	961	68	2986
July	1555	918	111	1010	240	3834
August	2031	290	101	905	215	3542
September	1690	0	40	605	0	2335
October	802	0	19	244	0	1065
November	0	0	0	78	0	78
December	0	0	0	0	0	0
Annual	7101	2897	376	5552	572	16498

MID-SYR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "1994 Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	44	0	44
March	0	0	0	170	0	170
April	0	0	2	388	0	390
May	83	493	29	561	46	1212
June	838	639	70	639	65	2251
July	1400	615	105	672	229	3021
August	1828	194	96	602	205	2925
September	1521	0	38	403	0	1962
October	722	0	18	163	0	903
November	0	0	0	52	0	52
December	0	0	0	0	0	0
Annual	6392	1941	358	3694	545	12930

85

Exhibit 5-1
(continued)

CHAKIR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "1994 Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	32	0	32
March	0	0	0	123	0	123
April	0	0	3	281	0	284
May	28	240	37	406	34	745
June	278	311	88	463	48	1188
July	465	299	134	487	169	1554
August	608	94	122	436	151	1411
September	506	0	48	291	0	845
October	240	0	23	118	0	381
November	0	0	0	37	0	37
December	0	0	0	0	0	0
Annual	2125	944	455	2674	402	6600

ARTUR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "1994 Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	11	0	11
March	0	0	0	44	0	44
April	0	0	3	100	0	103
May	2	51	47	144	7	251
June	21	66	113	164	10	374
July	36	64	171	173	35	479
August	47	20	156	155	32	410
September	39	0	61	103	0	203
October	18	0	29	42	0	89
November	0	0	0	13	0	13
December	0	0	0	0	0	0
Annual	163	201	580	949	84	1977

86

Exhibit 5-1
(continued)

LOW-SYR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "1994 Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	36	0	36
March	0	0	0	137	0	137
April	0	0	14	313	0	327
May	0	225	190	452	10	877
June	0	291	456	515	14	1276
July	0	280	691	542	51	1564
August	0	88	633	485	46	1252
September	0	0	249	324	0	573
October	0	0	118	131	0	249
November	0	0	0	42	0	42
December	0	0	0	0	0	0
Annual	0	884	2351	2977	121	6333

TOTAL Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "1994 Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	189	0	189
March	0	0	0	730	0	730
April	0	0	24	1665	0	1689
May	205	1745	333	2407	146	4836
June	2068	2260	800	2742	205	8075
July	3456	2176	1212	2884	724	10452
August	4514	686	1108	2583	649	9540
September	3756	0	436	1726	0	5918
October	1782	0	207	698	0	2687
November	0	0	0	222	0	222
December	0	0	0	0	0	0
Annual	15781	6867	4120	15846	1724	44338

Exhibit 5-2

Monthly Water Withdrawal Requirements for Irrigation Future Scenario
Million Cubic Meters (MCM)

FERGANA Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "Future Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	44	0	44
March	0	0	0	169	0	169
April	0	0	0	386	0	386
May	30	1008	0	559	32	1629
June	308	1306	0	636	45	2295
July	515	1258	0	669	159	2601
August	672	397	0	599	142	1810
September	559	0	0	401	0	960
October	266	0	0	162	0	428
November	0	0	0	51	0	51
December	0	0	0	0	0	0
Annual	2350	3969	0	3676	378	10373

MID-SYR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "Future Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	28	0	28
March	0	0	0	107	0	107
April	0	0	0	243	0	243
May	26	754	2	352	29	1163
June	264	977	4	401	41	1687
July	440	941	6	422	144	1953
August	575	297	5	378	129	1384
September	479	0	2	253	0	734
October	227	0	1	102	0	330
November	0	0	0	32	0	32
December	0	0	0	0	0	0
Annual	2011	2969	20	2318	343	7661

88

Exhibit 5-2
(continued)

CHAKIR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "Future Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	21	0	21
March	0	0	0	80	0	80
April	0	0	0	183	0	183
May	9	333	2	264	22	630
June	91	431	4	301	31	858
July	153	416	6	316	110	1001
August	200	131	6	283	98	718
September	166	0	2	190	0	358
October	79	0	1	77	0	157
November	0	0	0	24	0	24
December	0	0	0	0	0	0
Annual	698	1311	21	1739	261	4030

ARTUR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "Future Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	7	0	7
March	0	0	0	26	0	26
April	0	0	1	59	0	60
May	2	45	15	86	6	154
June	18	58	37	98	8	219
July	31	56	56	103	28	274
August	40	18	51	92	25	226
September	33	0	20	62	0	115
October	16	0	10	25	0	51
November	0	0	0	8	0	8
December	0	0	0	0	0	0
Annual	140	177	190	566	67	1140

Exhibit 5-2
(continued)

LOW-SYR Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "Future Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	22	0	22
March	0	0	0	86	0	86
April	0	0	7	197	0	204
May	0	154	91	286	15	546
June	0	199	219	325	21	764
July	0	192	331	342	73	938
August	0	60	303	306	66	735
September	0	0	119	205	0	324
October	0	0	56	83	0	139
November	0	0	0	26	0	26
December	0	0	0	0	0	0
Annual	0	605	1126	1878	175	3784

TOTAL Demand Site	Water Withdrawal Req'ts for Irrigation "Future Scenario" (MCM)					
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other	TOTAL
January	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	122	0	122
March	0	0	0	468	0	468
April	0	0	8	1068	0	1076
May	67	2294	110	1547	104	4122
June	681	2971	264	1761	146	5823
July	1139	2863	399	1852	514	6767
August	1487	903	365	1658	460	4873
September	1237	0	143	1111	0	2491
October	588	0	68	449	0	1105
November	0	0	0	141	0	141
December	0	0	0	0	0	0
Annual	5199	9031	1357	10177	1224	26988

Net returns on crop production for the various crop types under "existing conditions", as derived from the previously cited sources, are extremely variable, as shown in Table 5-11, reflecting wide farm-to-farm and project-to-project variations in crop production inputs and farming practices, farm

implement and equipment conditions, soil conditions, assumed crop yields, commodity prices, et cetera [2] Net returns on crop production under future conditions are shown in Table 5-12

Table 5-11

NET RETURNS ON CROP PRODUCTION EXISTING CONDITIONS

Source of Information	Net Returns on Crop Production "Existing Conditions" ($/ha)				
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other
Step 1 [12/96]	873 00	116 00	98 00	103 00	383 00
JICA [03/98]	1295 30	148 62	249 76	124 33	913 24
ADB [03/97]		-24 95	398 87	66 20	930 73
IBRD [01/96]	106 10	25 53		122 94	
Harza [02/95]	748 40	185 12		147 12	
Average	755 70	90 06	248 88	112 72	742 32

Table 5-12

NET RETURNS ON CROP PRODUCTION FUTURE CONDITIONS

Source of Information	Net Returns on Crop Production "Future Conditions" ($/ha)				
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other
Step1[12/96]					
IBRD [01/96]	2050 04	439 76	306 81	278 18	2486 49
JICA [03/98]		225 50	858 67	324 79	2419 87
ADB [03/97]	798 68	377 65		441 90	
Harza [02/95]	1110 08	463 05		286 13	1500 00
Use	1319 60	376 49	582 74	332 75	2135 45

2 All of the sources cited above share the basic objective of evaluating the potential costs and benefits associated with programs of improvements" in the irrigated agriculture sectors of their respective focus areas In all of these evaluations therefore baseline costs and benefits have been derived, from which net returns are computed that are associated with "existing conditions or no project or ' without project conditions Then for whatever measures are formulated that constitute the improvements within the areas of concern, the associated costs and benefits (and net returns) are computed and designated for the 'with project conditions In the feasibility component of these studies the difference between without project and with project" parameters along with other economic parameters (e g , needed capital investments, etc), determines the extent to which the measures proposed are feasible

The net benefits of irrigation for each of the demand sites may be derived from the net returns of Tables 5-11 and 5-12, according to the specific citation of net returns utilized, combined with the actual land areas sown to the associated crop types The net benefits of irrigation for each demand site, according to the average returns computed in Tables 5-11 and 5-12, and assuming all crop water requirements are met, are presented in Tables 5-13 and 5-14 for the existing and future conditions, respectively

Table 5-13

NET BENEFITS OF IRRIGATION
ASSUMING ALL WATER WITHDRAWAL REQUIREMENTS ARE MET.
EXISTING CONDITIONS/1994 SCENARIO

Demand Site	Net Benefits of Irrigation if all Water Withdrawal Requirements Are Met "Existing Conditions/1994 Scenario" ($ Million)				
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other
FERGANA	261	15	3	16	20
MID-SYR	247	11	3	11	20
CHAKIR	82	5	3	8	15
ARTUR	6	1	4	3	3
LOW-SYR	0	5	18	9	4
TOTAL	597	38	31	48	62

92

Table 5-14

NET BENEFITS OF IRRIGATION ASSUMING ALL WATER WITHDRAWAL REQ'TS ARE MET: FUTURE CONDITIONS

Demand Site	Net Benefits of Irrigation if all Water Withdrawal Req'ts Are Met "Future Conditions" ($ Million)				
	Cotton	Grains	Rice	Pastures	Other
FERGANA	228	134	0	49	58
MID-SYR	216	111	1	34	58
CHAKIR	73	47	1	25	43
ARTUR	15	6	5	8	11
LOW-SYR	0	23	33	28	30
TOTAL	532	322	39	143	199

The associated weighted average values of water as withdrawn for the demand sites, again assuming all monthly water withdrawal requirements are met, are computed as given in Tables 5-15 and 5-16 for the existing and future conditions, respectively

Table 5-15

WEIGHTED AVERAGE VALUE OF WATER WITHDRAWN FOR DEMAND SITES ASSUMING ALL WITHDRAWAL REQUIREMENTS ARE MET 1994 CONDITIONS

Demand Site	Value of Water for Irrigation	
	$ Million	$/m³
FERGANA	316	0 0192
MID-SYR	292	0 0226
CHAKIR	114	0 0173
ARTUR	17	0 0087
LOW-SYR	37	0 0058
TOTAL	777	0 0175

93

Table 5-16

WEIGHTED AVERAGE VALUE OF WATER WITHDRAWN FOR DEMAND SITES ASSUMING ALL WITHDRAWAL REQUIREMENTS ARE MET FUTURE CONDITIONS

Demand Site	Value of Water for Irrigation	
	$ Million	$/m³
FERGANA	469	0 0452
MID-SYR	420	0 0548
CHAKIR	188	0 0466
ARTUR	45	0 0393
LOW-SYR	113	0 0300
TOTAL	1 234	0 0457

94

Chapter 6

ENHANCEMENT OF STEP 1 HYDROPOWER-IRRIGATION SIMULATION MODEL

6 1 The Model

6 1 1 Introduction

The hydropower-irrigation simulation model, formerly known as managed operation of river and reservoirs computer model, MORR, has been developed and used by HARZA for planning of hydroelectric development and evaluating impacts of the development on operation of other reservoirs and powerplants, and instream flow uses in a river system The model has been refined to perform specific functions and obtain needed information for use in selection of reservoir storage, powerplant installed capacity, generating unit size, instream flows and reservoir operating rules

The hydropower-irrigation river system model is designed to be applicable to different river and hydropower systems and operating constraints The model can be used to define optimum operating mode, and modernization and expansion schemes, and to evaluate operating constraints including flow releases for irrigation, fishery, water quality and recreation for the existing and proposed river/reservoir systems

A river system containing a number of reservoirs and hydroelectric powerplants is defined in a node and link format, where nodes represent reservoir with or without hydroelectric projects or stream junctions The reservoir can be with run-of-the-river pondage or storage Links represent stream channels between two adjacent nodes This format permits easy application of the model to any river/reservoir hydropower system

The model simulates the operations of each project in the system using one of the four following operation modes

- Run-of-the -river
- Maximum firm energy production
- User-defined target rule-curve, and
- Water withdrawal for irrigation and other purposes

95

The model begins by simulating the operation of the upstream-most reservoir and powerplant in the system according to the firm energy maximization rule curve or user-defined operating rule Outflow from the upstream-most reservoir and powerplant plus the intervening flow becomes inflow to the next downstream project This project will also be operated according to the defined rule curves This process is continued until all reservoirs and powerplants in the system have been operated Reservoirs and powerplants on tributaries are operated in a similar manner, each tributary system is operated before downstream projects on the main stem are operated

6 1.2 Program Structure

The hydropower-irrigation river system model consists of six major modules, each with specific functions

- Input module characterizes the simulation by defining the reservoir/powerplant systems, the time horizon, and the physical components of the system and their spatial relationship via lag time and inflow sequences The input data provides the framework for the operation of the other modules

- Maximizing firm energy module defines the maximized firm energy rule curve by simulating reservoir operation in sequential order For a specified annual energy demand, and monthly demand pattern, the end-of-month reservoir volumes are computed If they are less than the minimum reservoir volume, the model repeats the process with a lower annual energy demand Using a half-interval search technique, the model can quickly determine the maximum firm energy each powerplant with a storage reservoir can produce The rule curve is the upper envelop of these required volumes

  After the maximum firm energy rule curve is established, the model simulates the operation of the reservoir according to the rule curve The rule curve controls reservoir releases If the reservoir level at the end of a computational interval is on or below the rule curve level, releases are made only to meet firm energy requirements and other water requirements including irrigation and water supply that have been included in defining the rule curve If the reservoir level is above the rule curve, releases are made to generate additional energy, constrained by the powerplant discharge capacity and the reservoir storage between the maximum reservoir level and rule curve level

- Target level module uses the target reservoir level defined by the rule curve to schedule reservoir releases and to calculate generating capacity and energy production

- Run-of-river module maintains the reservoir at the normal maximum reservoir level In the above mentioned three operating modes, the reservoir operation is carried out using sequential reservoir mass balance equations, including effects of evaporation, minimum downstream releases, and consumptive uses such as municipal and industrial water supply Power and energy generation estimates are based on head calculated from reservoir headwater levels (function of reservoir volume) and tailwater levels (function of flow), and powerplant efficiency

- Irrigation withdrawal module determines the irrigation releases for each demand node A fraction of irrigation releases was computed as return flow This return flow together with intervening flow and the remaining flow from withdrawal become inflow to the immediate downstream node The irrigation withdrawal shortages are computed in the output module

- Output module provides detailed characteristics of the monthly simulation Reservoir/powerplant characteristics and operating data are summarized Monthly results of computed plant capacity, efficiency, energy production, reservoir level, storage, and releases are tabulated

6 2 Simulated System

The hydropower-irrigation simulation model is developed for reservoir/powerplant system operation that is intended to assist institutions in Central Asia in their efforts to develop water releasing policies in the lower Naryn-Syr Darya basin The Syr Darya river originates in Kyrgyzstan from the Tian Shan mountains where it is called Naryn and passes through Uzbekistan, Tajikistan, and Kazakhstan before flowing into the Aral Sea

In designating the schematic representation of the lower Naryn-Syr Darya basin, it is aimed for as much detail as possible in characterizing both power and irrigation releases, subject to the availability of field data Referring to Exhibit 6-1, the system representation consists of the following major elements

- Reservoirs In the current representation, reservoirs are used for allocating water in the basin There are 11 reservoirs modeled, ten of them are with powerplant Only Bugun reservoir is

without powerplant The eleven reservoirs includes five on the Lower Naryn river, three on the Syr Darya river and three on the tributaries of Syr Darya - Karadarya, Chirchik and Bugun rivers Water releases from each reservoir are made according to its operating mode

- Local river and tributary Monthly inflow data is required for each upstream-most reservoir on the main river and major tributaries and intervening flow data is required for each intervening area between sequential projects These flows were determined based on available flow data as discussed in Chapter 4

- Demand site Water demands have been estimated for each demand site The Syr-Darya basin has been divided into five major demand sites as discussed in Chapter 5 Water demands are dominated by the irrigation requirements, accounting for more than 80 percent of the total demand

6 3 Model Enhancement

The hydropower-irrigation simulation model used in Step-1 study was modified to include the irrigation withdrawal module and the valuation of irrigation benefits The model was also modified to include the slightly longer period of flow data as discussed in Chapter 4

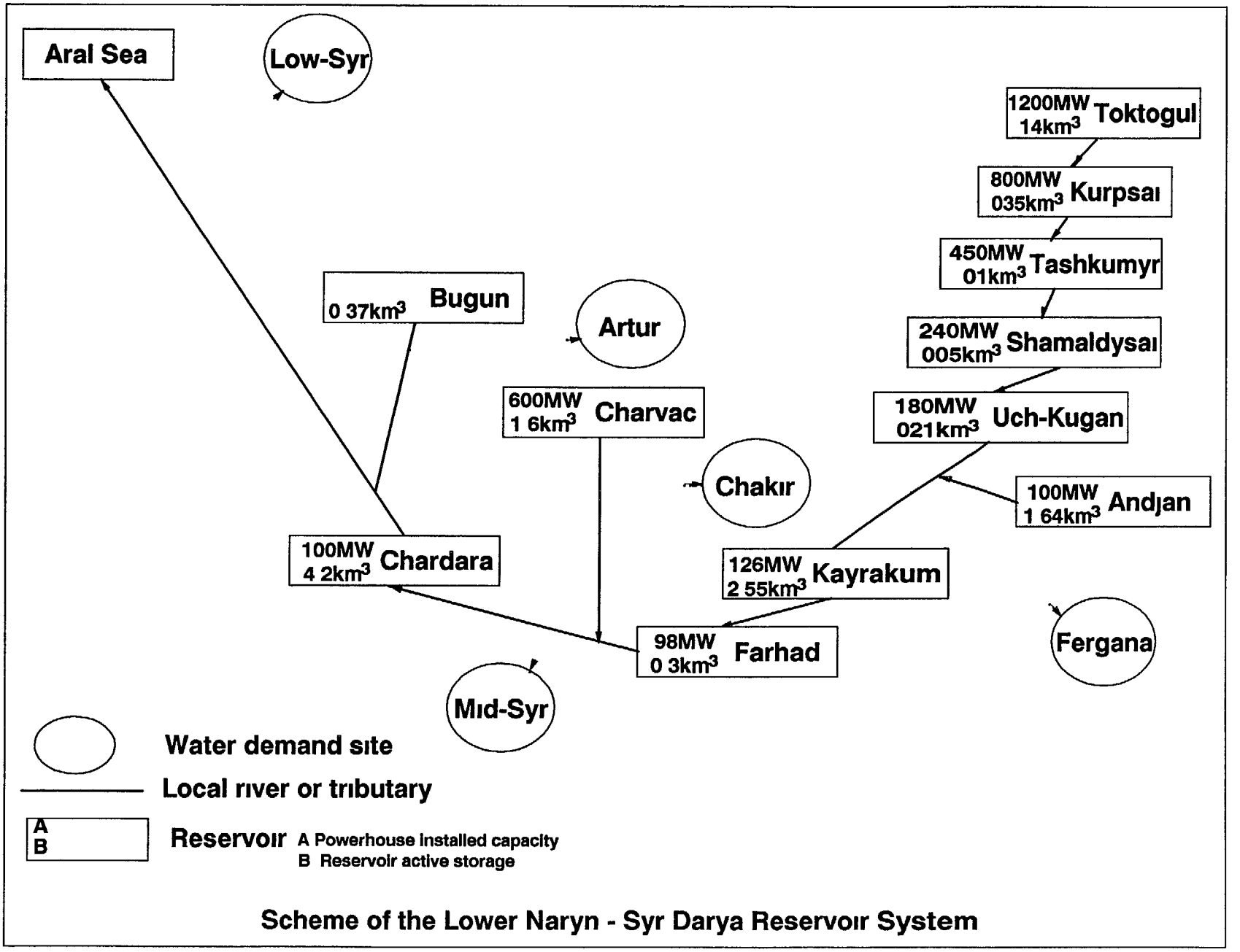
6 3 1 Irrigation Withdrawal

The irrigation withdrawal module uses the irrigation water requirements to compute the amount of water for irrigation withdrawal Irrigation withdrawal is defined as the minimum of water available from upstream node plus any intervening flow and the irrigation requirement An irrigation return factor which is a specified fraction of irrigation withdrawal was included to account for return flow Irrigation return flow was assumed to go to the immediate downstream node with the intervening flow and the remaining flow from irrigation withdrawal

6 3 2 Valuation of Irrigation Benefits

The valuation of irrigation benefits were incorporated in the model The valuation of irrigation benefits was based on a weighted average value of water ($/m^3) withdrawn This value was computed for each demand site according to procedures described in Section 5 2 1 and assuming that all monthly irrigation withdrawal requirements could be met The computed values are tabulated in Tables 5-15 and 5-16 for existing and future irrigation scenarios If the monthly irrigation withdrawal

requirements are not fully met, the irrigation benefits are adjusted by the weighted average percentage of the monthly irrigation withdrawal The valuation of irrigation benefit was made using the average monthly irrigation withdrawal



Scheme of the Lower Naryn - Syr Darya Reservoir System

EXHIBIT 6-1

Chapter 7

ALTERNATIVE SCENARIOS AND RESULTS ANALYSIS

7 1 Scenarios Formulation

7 1 1 Scenarios Formulation

An assessment of hydropower production and irrigation releases for the Lower Naryn-Syr Darya River hydropower projects is necessary to arrive at project operation scenarios that represent optimal use of the system for power generation and irrigation storage and release requirements The main objective of this hydropower-versus-irrigation release assessment is the derivation of both power-related benefits (including hydro- and non-hydro resources) and irrigation-related benefits from the river system Ideally, these scenarios will be formulated to maximize the total combined power-related and irrigation-related benefits for all users in the basin with the consideration of inflow to Aral Sea

The hydropower-irrigation simulation model described in Chapter 6 was employed to enable an assessment of irrigation benefit resulting from alternative storage and release scenarios associated with power generation and irrigation requirements to which the Lower Naryn-Syr Darya River projects are or may be subject

There are twelve scenarios of operation evaluated in this assessment The first six use the long-term flow data described in Chapter 4 in the simulation The other six use the selected 10-year short-term flow data to be described in Section 7 1 3 in the simulation A description of the formulation of these scenarios is given below

7 1 1 1 Long-term Flow Scenarios

There are two Base Case scenarios of operation evaluated in this assessment using the Hydropower-Irrigation Simulation Model These two entail the operation of the eleven existing hydropower projects, on the one hand is a power-oriented mode, on the other in an irrigation-oriented mode The eleven projects includes five on the Lower Naryn river, three on the Syr Darya river, and three on the tributaries of Syr Darya - Karadarya, Chirchik and Bugun rivers All these projects are with powerplants except the one on Bugun River

Two different scenarios entailing different cropping patterns and irrigation efficiencies designated

101

as existing (1994 condition) and future irrigation demand have been formulated for this study A combination of these two irrigation demand with two operation modes constitutes the first four scenarios The fifth and sixth scenarios entail the same power- and irrigation-oriented modes of operation for the existing irrigation demand with Toktogul monthly firm energy distribution pattern defined according to the 1998 agreement set by the Central Republics These six scenarios are all based on selected long-term flow data of 1955-97

7 1 1 2 Short-term Flow Scenarios

Three scenarios with existing irrigation demand and operated in power mode were defined using 10-year series of dry, wet, and normal flow conditions Similarly, another three scenarios were defined in irrigation mode These six scenarios were all operated using current low level of Toktogul reservoir, 862 4 m at beginning of 1998 as an initial elevation of Toktogul These six short-term flow scenarios were used to evaluate the short-term impacts on energy production, irrigation releases and water inflows to the Aral Sea All twelve scenarios are designated as follows

7.1 1 3 Scenario Designation

Scenario Designation	Scenario Description
BC-POWER	Base Case - Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand and in power-oriented mode
BC-IRRIGATION	Base Case - Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand and in irrigation-oriented mode
BC_F-POWER	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with future irrigation demand and in power-oriented mode
BC_F-IRRIGATION	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with future irrigation demand and in irrigation-oriented mode
BC_T-POWER	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 1998 agreement Toktogul releasing distribution pattern and in power-oriented mode

102

BC_T-IRRIGATION	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 1998 agreement Toktogul releasing distribution pattern and in irrigation-oriented mode
BC_N-POWER	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 10-year series of normal flow condition and in power-oriented mode
BC_N-IRRIGATION	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 10-year series of normal flow condition and in irrigation-oriented mode
BC_D-POWER	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 10-year series of dry flow condition and in power-oriented mode
BC_D-IRRIGATION	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 10-year series of dry flow condition and in irrigation-oriented mode
BC_W-POWER	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 10-year series of wet flow condition and in power-oriented mode
BC_W-IRRIGATION	Operation of eleven existing Lower Naryn-Syr Darya projects with existing irrigation demand, 10-year series of wet flow condition and in irrigation-oriented mode

7 1 2 Monthly Production Distributions

The hydropower-irrigation simulation model was used to compute average monthly energy production and system outflows based on pre-specified monthly distributions of annual firm energy or irrigation releases applicable to the storage facilities Annual firm energy is itself computed and maximized by the model in accordance with the desired monthly distributions These distributions comprise the key input parameters by which the model simulates the operation of the reservoirs in the system

7 1 2 1 Monthly Production Distributions for Irrigation-Oriented Scenario

The six scenarios in irrigation-oriented mode are distinguished in the model input data by the firm energy distribution identical to the monthly water withdrawal requirements shown in Exhibits 5-1 and 5-2 The five Naryn facilities and Andijan are assumed to operate according to the Fergana water withdrawal demand Kayrakum and Farhad are assumed to operate according to the Mid-Syr Darya demand Charvak, Bugun, and Chardara are assumed to operate according to Chakir, Artur, and Low-Syr Darya demands, respectively The monthly distribution of reservoir outflows is closely related to that of energy production The monthly distributions are presented in Tables 7-1 and 7-2 for existing and future irrigation demands, respectively

7 1 2 2 Monthly Production Distributions for Power-Oriented Scenario

The monthly firm energy production distribution employed in the power-oriented mode of simulations is a direct reflection of the monthly pattern of internal electric energy demands forecast for Kyrgyzstan (Harza, 1993) and used in the Step-1 study All reservoirs in power-oriented mode are assumed to operate according to this distribution as shown in Table 7-1

7 1 2 3 Monthly Production Distributions for Scenario with 1998 Agreement Toktogul Release Pattern

Based on the 1998 agreement made between the CAR, the monthly firm energy production distribution of Toktogul reservoir are identical to the distributions of monthly water releases shown in Table 3-1 The monthly distributions described above are listed in Table 7-1

Table 7-1

MONTHLY DISTRIBUTIONS FOR FIRM ENERGY PRODUCTION AND OUTFLOWS FOR SCENARIOS WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND

	Irrigation-oriented Mode					Power-oriented Mode	Power or Irrigation Mode
Month	**Toktogul Kurpsai Tashkumyr Shamaldysai Uch-kurgan Andijan**	**Kayrakum Farhad**	**Charvak**	**Chardara**	**Bugun**	**all reservoirs**	**Toktogul (1998 Agreement)**
Jan	0%	0%	0%	0%	0%	12 5%	9 8%
Feb	0 4%	0 3%	0 5%	0 6%	0 6%	10 5%	8 7%
Mar	1 6%	1 3%	1 9%	2 2%	2 2%	9 5%	13 8%
Apr	3 5%	3 0%	4 3%	5 2%	5 2%	8 0%	4 4%
May	10 6%	9 4%	11 3%	13 8%	12 7%	7 0%	5 3%
Jun	18 1%	17 4%	18 0%	20 1%	18 9%	6 0%	9 5%
Jul	23 2%	23 4%	23 5%	24 7%	24 2%	6 0%	12 8%
Aug	21 5%	22 6%	21 4%	19 8%	20 7%	5 5%	11 8%
Sep	14 1%	15 2%	12 8%	9 0%	10 3%	6 0%	3 6%
Oct	6 5%	7 0%	5 7%	3 9%	4 5%	6 5%	3 7%
Nov	0 5%	0 4%	0 6%	0 7%	0 7%	10 0%	7 5%
Dec	0%	0%	0%	0%	0%	12 5%	9 1%

105

Table 7-2

MONTHLY DISTRIBUTIONS FOR FIRM ENERGY PRODUCTION AND OUTFLOWS FOR SCENARIOS WITH FUTURE IRRIGATION DEMAND

	Irrigation-oriented Mode				
Month	**Toktogul Kurpsai Tashkumyr Shamaldysai Uch-kurgan Andijan**	**Kayrakum Farhad**	**Charvak**	**Chardara**	**Bugun**
Jan	0%	0%	0%	0%	0%
Feb	0 4%	0 4%	0 5%	0 6%	0 6%
Mar	1 6%	1 4%	2 0%	2 3%	2 3%
Apr	3 7%	3 2%	4 5%	5 4%	5 3%
May	15 7%	15 2%	15 6%	14 4%	13 5%
Jun	22 1%	22 0%	21 3%	20 2%	19 2%
Jul	25 1%	25 5%	24 8%	24 8%	24 0%
Aug	17 5%	18 1%	17 8%	19 4%	19 8%
Sep	9 3%	9 6%	8 9%	8 6%	10 1%
Oct	4 1%	4 2%	4 0%	3 6%	4 5%
Nov	0 5%	0 4%	0 6%	0 7%	0 7%
Dec	0%	0%	0%	0%	0%

7 1 3 Selection of Representative Flow Conditions

Toktogul reservoir is currently at a low level mainly due to excessive withdrawals over the recent years In order to evaluate the short-term impacts on energy production, irrigation releases, and water flows into the Aral Sea, the hydropower-irrigation simulation were performed using a 10-year series representing normal, wet and dry flow conditions and initial Toktogul reservoir elevation at the January 1998 level, 862 4 m

The 10-year representative periods were selected based on 10-year moving average series of Toktogul inflows used in the current study The selected periods are 1955-64, 1974-83, and 1964-73

for normal, dry, and wet flow conditions, respectively

7 2 Results

The hydropower-irrigation simulation model was run for each of the twelve scenarios The results of monthly and annual average system energy production quantities and computed outflows for demand area irrigation are summarized in this section

7 2 1 Energy Production

The monthly and annual average system energy production quantities of the simulation are presented in Tables 7-3 and 7-4 and plotted in Exhibits 7-1 and 7-2 for power and irrigation mode, respectively

Table 7-3

COMPUTED ENERGY PRODUCTION FOR LOWER NARYN - SYR DARYA HYDROELECTRIC PROJECTS UNDER POWER MODE

Month	Monthly and Annual Average System Energy Production (GWh)					
	BC-POWER	BC_F-POWER	BC_T-POWER	BC_N-POWER	BC_D-POWER	BC_W-POWER
January	2284	2289	2138	2357	1582	1894
February	1732	1732	1402	1525	1409	1658
March	1354	1363	1741	1384	1348	1596
April	1315	1332	956	1375	1227	1438
May	1349	1371	1187	1357	1126	1472
June	1164	1179	1469	1137	950	1415
July	1445	1465	1974	1462	1042	1330
August	974	992	1546	990	874	1278
September	859	900	655	907	797	1110
October	897	931	643	902	853	1061
November	1298	1310	1088	1332	1256	1495
December	1554	1568	1271	1611	1544	1852
Annual	16224	16431	16070	16338	14008	17599

Table 7-4

COMPUTED ENERGY PRODUCTION FOR LOWER NARYN - SYR DARYA HYDROELECTRIC PROJECTS UNDER IRRIGATION MODE

Month	Monthly and Annual Average System Energy Production (GWh)					
	BC-IRRIGATION	BC_F-IRRIGATION	BC_T-IRRIGATION	BC_N-IRRIGATION	BC_D-IRRIGATION	BC_W-IRRIGATION
January	1156	1261	1927	1318	85	97
February	142	155	1222	96	141	132
March	308	324	1583	248	336	333
April	737	851	895	639	627	705
May	1658	2251	1181	1638	1486	1966
June	2445	2810	1729	2337	2238	2721
July	2910	3095	2234	2805	2626	2967
August	2692	2523	1809	2633	2458	2879
September	1859	1448	804	1867	1626	2256
October	924	708	590	859	777	1210
November	205	213	810	165	142	252
December	149	122	921	78	90	147
Annual	15186	15761	15703	14682	12633	15666

7 2 1 1 Energy Production for Long-Term Flow Scenarios

It is evident that there are more winter and annual energy production for the scenarios entailing the operation in power mode than those in irrigation mode as shown in Tables 7-3 and 7-4 Exhibit 7-1 shows that there are more winter than summer energy production for the power scenarios Similarly, Exhibit 7-2 shows that more summer than winter energy production for the irrigation scenarios The monthly average system energy production for power mode scenarios do not vary significantly This is due to the same monthly firm energy distributions were used for all power-oriented scenarios except the one with 1998 agreement Toktogul release pattern

For both power and irrigation modes, the annual energy of future irrigation demand is higher than that of the base scenario with existing irrigation demand

From Exhibit 7-2 and Table 7-4, the irrigation-oriented scenarios with Toktogul releases following the pattern of 1998 agreement (BC_T-IRRIGATION) have higher winter and annual system energy

production than the base scenario without the 1998 agreement pattern (BC-IRRIGATION)

7 2 1 2 Energy Production for Short-Term Flow Scenarios

As shown in Tables 7-3 and 7-4, the decrease in annual average system energy production under dry flow condition is about 14% and 17% of base power and irrigation scenarios The increase in annual average system energy production under wet flow condition is about 8% and 3% of base power and base irrigation scenarios For normal flow conditions, the annual average system energy production changes less than 1% and 3% from the energy of the base power- and irrigation-oriented scenarios

7 2 2 Irrigation Flows

Monthly average outflows for downstream irrigation that were computed for the each demand site of the base scenarios BC-POWER, BC-IRRIGATION, BC_F-POWER, BC_F-IRRIGATION, BC_T-POWER, and BC_T-IRRIGATION are presented in Table 7-5 For comparison purpose, these results are plotted in Exhibits 7-3 and 7-4 for each demand site with the computed monthly water withdrawal requirements shown in Exhibits 5-1 and 5-2 for existing and future irrigation demands, respectively

7 2 2 1 Irrigation Flows for Long-Term Flow Scenarios with Existing Irrigation Demand

For existing irrigation demand, it appears that most of the power oriented scenarios fall short of summer irrigation demands more severe than the irrigation oriented scenarios as shown in Exhibit 7-3 The computed outflows of the BC-IRRIGATION scenario for the Fergana and Chakir demand areas can generally meet the existing irrigation demands For Mid-Syr Darya, Artur and Low-Syr Darya areas, the shortage of summer irrigation demands are quite significant In terms of meeting existing irrigation demand, the computed outflows of the BC_T-IRRIGATION scenario comes second next to the first of BC-IRRIGATION scenario However, the BC_T-IRRIGATION scenario is much better than the BC-IRRIGATION for the Low-Syr Darya demand area as shown in sheet 5 of Exhibit 7-3

The 1998 agreement pattern would not affect the results of Chakir and Artur demand areas This is because that the irrigation demands in these areas were served by the tributary flows of the Syr Darya River The Toktogul releases will mainly affect the results of projects on the Syr Darya River The scenarios with 1998 agreement pattern fall short of summer irrigation demands less severe than the base power oriented scenario Therefore, the BC_T-POWER or BC_T-IRRIGATION is considered

to serve the irrigation requirement better than the BC-POWER scenario and have higher winter and annual energy production than the BC-IRRIGATION scenario

7 2 2 2 Irrigation Flows for Long-Term Flow Scenarios with Future Irrigation Demand

For future irrigation demand, the BC_F-IRRIGATION scenario can meet the irrigation demand for all areas except the smallest Artur demand area For Artur demand area, the monthly inflows are much higher in winter than in summer as shown in Tables E-23 and E-24 of Appendix E The relative small storage capacity of Bugun reservoir may result in irrigation shortage as indicated in sheet 4 of Exhibit 7-4

The BC_F-POWER scenario falls slightly short of summer irrigation demand but have much higher winter and annual energy A scenario with 1998 agreement Toktogul release pattern may satisfy the future irrigation demand

Table 7-5

COMPUTED OUTFLOWS

FERGANA Demand Site	Computed Outflows (MCM)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	2809	1469	2809	1579	2644	2317
February	2146	488	2146	487	1806	1516
March	1800	748	1800	757	2248	1998
April	1849	1161	1849	1288	1482	1282
May	1960	2350	1960	2983	1786	1862
June	1704	3387	1704	3713	2045	2597
July	2048	3860	2048	3987	2660	2989
August	1537	3493	1537	3166	2172	2443
September	1282	2583	1282	1985	1071	1429
October	1201	1364	1201	1006	952	1021
November	1535	417	1535	405	1315	1052
December	1879	421	1879	389	1571	1242
Annual	21749	21740	21749	21744	21751	21748

Table 7-5

(Continued)

CHAKIR Demand Site	Computed Outflows (MCM)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	485	15	485	15	485	15
February	416	35	416	35	416	35
March	435	122	435	125	435	122
April	421	362	421	372	421	362
May	802	784	802	957	802	784
June	704	1344	704	1375	704	1344
July	848	1382	848	1413	848	1382
August	598	1152	598	1107	598	1152
September	340	699	340	567	340	699
October	294	278	294	207	294	278
November	416	53	416	53	416	53
December	488	22	488	22	488	22
Annual	6247	6247	6247	6248	6247	6247

MID-SYR DARYA Demand Site	Computed Outflows (MCM)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	2651	1404	2653	1469	2552	2530
February	2952	490	2912	551	2131	1945
March	2459	611	2577	690	2559	2361
April	1954	975	2225	1560	1587	1357
May	1557	1571	1752	2570	1492	1278
June	1086	1858	1261	2902	1114	1528
July	1151	1630	1389	3090	1181	1479
August	853	1536	997	2797	872	1269
September	801	1322	1115	2044	810	998
October	1087	990	1430	1230	989	726
November	1872	631	1971	666	1938	584
December	1988	534	2117	498	2169	476
Annual	20411	13551	22397	20067	19394	16531

Table 7-5

(Continued)

ARTUR Demand Site	Computed Outflows (MCM)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	41	41	41	41	41	41
February	55	55	55	55	55	55
March	123	123	123	123	123	123
April	145	145	145	145	145	145
May	70	70	70	70	70	70
June	31	31	31	31	31	31
July	18	18	18	18	18	18
August	16	16	16	16	16	16
September	21	21	21	21	21	21
October	25	25	25	25	25	25
November	23	23	23	23	23	23
December	37	37	37	37	37	37
Annual	603	603	603	603	603	603

LOW-SYR Demand Site	Computed Outflows (MCM)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	2087	1313	2170	1407	2021	971
February	2075	603	2154	777	1906	267
March	2199	730	2432	963	2070	1096
April	2026	1158	2279	1798	1899	1084
May	1334	1030	1590	1855	1235	1138
June	774	858	928	1673	748	1134
July	694	754	861	1716	673	1476
August	625	621	781	1864	604	1274
September	711	402	1146	1567	691	754
October	1041	400	1484	1052	901	440
November	1771	303	1919	668	1618	494
December	1985	473	2099	633	1856	355
Annual	17320	8642	19845	15975	16220	10483

7 2 3 Operating Rules of Toktogul and Chardara Reservoirs

The optimum monthly reservoir rule curves computed for Toktogul and Chardara reservoirs based on 1955-97 flows were plotted in Exhibits 7-5 and 7-6 The rule curves were derived for maximization of firm energy of each hydroelectric project

7 2.3 1 Toktogul Reservoir Rule Curve

For Toktogul reservoir, the reservoir elevation varies in a range of about 22 m between about 872 m to 894 m for three power-oriented scenarios, and a smaller range of about 11 m between 882 m to 893 m for two irrigation-oriented scenarios, BC-IRRIGATION and BC_F-IRRIGATION The BC_T-POWER and BC_T-IRRIGATION scenarios have the same rule curve derived using the 1998 agreement Toktogul release distribution pattern The BC-POWER and BC_F-POWER scenarios also have the same rule curve because of the same monthly firm energy distributions were used for power mode scenarios

As shown in Exhibit 7-5, the rule curves for power-oriented scenarios are lower than those of irrigation-oriented scenarios in the winter due to higher energy demand for power-oriented scenarios On the contrary, the rule curves for power-oriented scenarios are higher than those of irrigation-oriented scenarios in the summer irrigation season due to summer irrigation requirements for irrigation-oriented scenarios

The recorded Toktogul reservoir elevations for the period 1990-1997 were plotted as shown in Exhibit 7-7 A comparison of Exhibits 7-5 and 7-7 indicates that the computed rule curves of Toktogul reservoir in power-oriented scenarios follow the same pattern of lower elevation in winter and higher elevation in summer as the recorded elevations

7 2 3 2 Toktogul Reservoir Elevations for Short-Term Flow Scenarios

The computed reservoir elevations of Toktogul reservoir for the six scenarios using representative flows conditions were plotted in Exhibits 7-8 and 7-9 for power- and irrigation oriented modes, respectively The reservoir elevations of BC_D-POWER are all lower than those of BC_W-POWER However, the reservoir elevations of BC_N-POWER are not all lower than those of BC_W-POWER This is because the normal flow period has a few wet years in the beginning and dry years at the end of the period The irrigation scenarios have similar results as shown in Exhibit 7-9

Exhibit 7-8 also shows the pattern of lower elevations in the winter and higher elevation in the summer for power mode scenarios The irrigation mode scenarios have reverse trend as shown in Exhibit 7-9

The fluctuation of reservoir elevation in a year is smaller during dry flow period than that during wet or normal flow period The fluctuation of reservoir elevation in a year is also smaller for irrigation scenario than that of power scenario as indicated in Exhibit 7-5

7 2 3 3 Chardara Reservoir Rule Curve

Generally, the rule curve of Chardara reservoir shows higher elevation in winter than in summer and reaches minimum by the end of irrigation season in September or October For Chardara reservoir, the rule curves computed for the power-oriented scenarios BC-POWER, BC_T-POWER, and BC_F-POWER do not vary significantly As shown in Exhibit 7-6, the rule curve for BC_F-IRRIGATION is higher than that of BC-IRRIGATION in summer, due to smaller future irrigation requirements The small difference between the rule curves of BC-POWER and BC_T-POWER was caused by the Toktogul release pattern The significant difference between the rule curves of BC-IRRIGATION and BC_T-IRRIGATION was also caused by the different Toktogul release pattern The rule curve of BC_T-IRRIGATION scenario matches closer with that of the BC-POWER scenario in the winter season And the rule curve of BC_T-IRRIGATION scenario becomes much lower than that of the BC-POWER in the summer due to irrigation requirement This effect is also shown in sheet 5 of Exhibit 7-3 that the computed outflows of BC_T-IRRIGATION scenario for Low-Syr Darya demand area meet the irrigation requirements better than the other scenarios

7 2 4 Inflows into the Aral Sea

For environmental concern of the reduced Aral Sea elevation, the computed average outflows from the Low Syr Darya demand area which were used as inflow to the Aral Sea are summarized in Table 7-7 These flows were compared with two sets of Aral Sea flows tabulated in Table 7-8 which represent early and late 1970 conditions used by Dr D McKinney in his 1997 studies described in Chapter 3 The early 1970 flows are higher than the late 1970 flows

7 2 4 1 Comparison with Early 1970 Aral Sea Flows

The comparison of Tables 7-7 and 7-8 shows that the flows for the BC_F-IRRIGATION are all higher than the early 1970 flows The flows for the BC_F-POWER are higher than the early 1970 flows except for the months of June, July, and August The flows for the BC-IRRIGATION are higher than the 1970 flows for December and January only The flows for the BC-POWER and BC_T-POWER are higher than the 1970 flows from October to April except the months of May through September

The flows for the BC_T-IRRIGATION have higher flows than the early 1970 flows in the winter months from November to April and lower flows than the early 1970 flows in the summer months from May to October

7 2 4 2 Comparison with Late 1970 Aral Sea Flows

The comparison of flows at Aral Sea indicates that the flows for the BC_T-IRRIGATION, BC_F-POWER and BC_F-IRRIGATION scenarios are all higher than the late 1970 flows However, the flows for the BC-POWER and BC_T-POWER are higher than the late 1970 flows except for the month of August The flows for the BC-IRRIGATION are also higher than the late 1970 flows except for the months of August and September Therefore, for existing irrigation demand, only flows of BC_T-IRRIGATION scenario are higher than the late 1970 Aral Sea flows

Table 7-7
COMPUTED INFLOWS TO ARAL SEA

	Computed Inflows (MCM)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	2087	1313	2170	1407	2021	1373
February	2042	570	2134	757	1873	817
March	2076	607	2355	886	1947	883
April	1732	869	2095	1614	1605	1266
May	594	415	1098	1364	504	440
June	115	184	285	985	109	229
July	80	90	193	873	80	177
August	63	72	159	1204	60	202
September	196	86	855	1275	175	301
October	817	211	1359	928	677	325
November	1733	265	1896	645	1581	668
December	1985	473	2099	633	1856	562

Table 7-8
1970s ARAL SEA FLOWS

Month	Aral Sea Flows, KM^3	
	Early 1970s	late 1970s
January	0 460	0 150
February	0 600	0 130
March	0 800	0 157
April	1 010	0 080
May	0 750	0 080
June	0 520	0 100
July	0 460	0 070
August	0 590	0 100
September	0 710	0 120
October	0 480	0 100
November	0 420	0 100
December	0 370	0 150

7 3 Benefits Evaluation

The simulation results were evaluated in terms of outflows serving irrigation purposes This valuation of outflow were combined with the valuation of power based on the PROSYM results listed in Chapter 5 as the total benefit The valuation of power, outflows, and total benefit was considered in the assessment of scenarios

7 3 1 Valuation of Outflows

According to the procedures and assumptions discussed previously in Section 5 2 1, valuation of outflows were computed using unit water values from Tables 5-15 and 5-16 These outflow valuations were presented in Table 7-9

Table 7-9

VALUATION OF OUTFLOWS

	Values of Outflows for Downstream Irrigation ($ million)					
	BC-POWER	BC-IRRIGATION	BC_F-POWER	BC_F-IRRIGATION	BC_T-POWER	BC_T-IRRIGATION
January	0	0	0	0	0	0
February	2	2	4	5	2	2
March	7	10	17	20	7	9
April	17	22	38	46	17	20
May	49	66	152	185	51	58
June	84	112	215	261	87	99
July	110	147	249	302	113	129
August	102	136	178	216	105	119
September	66	88	92	111	68	76
October	30	40	41	49	31	35
November	2	3	5	6	2	3
December	0	0	0	0	0	0
Annual	470	627	991	1202	484	549

Table 7-9

(Continued)

	Values of Outflows for Downstream Irrigation ($ million)					
	BC_N-POWER	BC_N-IRRIGATION	BC_D-POWER	BC_D-IRRIGATION	BC_W-POWER	BC_W-IRRIGATION
January	0	0	0	0	0	0
February	2	2	2	2	2	3
March	7	9	7	9	8	11
April	16	22	16	21	18	24
May	47	64	46	63	53	71
June	81	109	80	108	91	122
July	105	142	104	141	118	159
August	98	132	96	131	110	148
September	63	85	62	85	71	96
October	29	39	28	39	32	44
November	2	3	2	3	2	3
December	0	0	0	0	0	0
Annual	449	607	443	603	504	681

The value of outflows for the irrigation scenario is higher than that of the power scenario For both power and irrigation scenarios, the values of outflow for the future irrigation demand is much higher than that of the existing irrigation demand This is mainly due to higher unit water values for future irrigation water

The BC_T-IRRIGATION scenario which has Toktogul release following the 1998 agreement pattern has about 17% higher outflow values than that of BC-POWER and about 9% lower outflow values than that of BC-IRRIGATION The 1998 agreement Toktogul release pattern is a mixture of power mode for winter months and irrigation mode for summer months Therefore, the outflow values for BC_T-IRRIGATION is between that of BC-POWER and BC-IRRIGATION

The outflow values for BC_T-POWER is about 12% lower than that of BC_T-IRRIGATION The average annual system energy production for BC_T-POWER is only about 2% higher than that of the BC_T-IRRIGATION By considering the factors of energy production of lower Naryn - Syr Darya hydroelectric projects and outflow values, it appears that the BC_T-IRRIGATION scenario

give better operation than the BC-POWER, BC-IRRIGATION, and BC_T-POWER scenarios

7 3 2 Valuation of Power

According to the marginal and production costs obtained using PROSYM as described in Section 5 1 , valuation of power were computed For each interconnected case tabulated in Table 5-1, the value of power which include both hydro and non-hydro power was estimated for all three republics, three year load demand, two operation modes, and two seasons by subtracting production cost from energy production benefit

The energy production benefit is equal to the sum of the benefit from domestic and exported energy production minus the cost of imported energy Each energy benefit is computed by multiplying the marginal cost with the corresponding amount of energy produced The value of power for two seasons were combined for each republic, operation mode and load demand The values of power for three republics were combined for regional total power value These valuation of power were performed for all of the six long-term flow scenarios

The results of these power valuations were presented in Tables 7-10, 7-11, and 7-12 for base cases with existing irrigation demand, cases with 1998 Agreement release pattern and existing irrigation demand, and cases with future irrigation demand, respectively

7 3 2 1 Comparison of Values of Power and Irrigation

The values of power and irrigation were estimated for each republic and the region The Republic of Uzbekistan has higher irrigation value than the other two republics The Republic of Kyrgyz has higher power value than the other two republics On the regional basis, the estimated irrigation value is much higher than the power value for all scenarios

7 3 2 2 Comparison of Interconnected Cases of Power- and Irrigation-oriented Scenarios

Republics that have a large amount of hydro generation relative to thermal generation realize large variations in marginal costs Operation in the irrigation mode results in large quantities of available energy in the summer and small amounts in the winter This is opposite of the republics' energy needs As a result, a republic like Kyrgyzstan will see a large increase in its marginal cost when moving from power mode to irrigation mode Less hydro energy is available in the winter, so Kyrgyzstan is forced to operate its more expensive units In the summer when less of the power is

needed, a large quantity energy is 'dumped" (see Section 5 1 3)

The other republics see less of a variation between the two modes because a small percentage of their generation is a result of hydro production Note that they often realize a slight increase in marginal cost because less energy is available for purchase from Kyrgyzstan in the winter during the irrigation mode of operation

Table 7-10

VALUATION OF POWER AND OUTFLOWS FOR CASES WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND

	Interconnected-Power			Interconnected-Irrigation		
	Load Demand Year 2000	Load Demand Year 2005	Load Demand Year 2010	Load Demand Year 2000	Load Demand Year 2005	Load Demand Year 2010
Values of Power *$ million)						
Kyr	179	233	219	69	123	106
S Kaz	52	66	99	41	107	243
Uzb	32	-6	-37	-104	9	92
Total	199	293	282	6	221	442
Values of Irrigation ($ million)						
Kyr	0	0	0	0	0	0
S Kaz	29	32	39	25	28	34
Uzb	441	487	594	602	665	810
Total	470	519	633	627	692	844
Total Values ($ million)						
Kyr	179	233	219	69	123	106
S Kaz	81	98	139	66	135	277
Uzb	409	481	557	498	656	903
Total	669	812	914	633	914	1286

* Value of power not including cost of providing district heating

Table 7-11

VALUATION OF POWER AND OUTFLOWS FOR CASES WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND AND 1998 AGREEMENT TOKTOGUL RELEASE PATTERN

	Interconnected-Power			Interconnected-Irrigation		
	Load Demand Year 2000	Load Demand Year 2005	Load Demand Year 2010	Load Demand Year 2000	Load Demand Year 2005	Load Demand Year 2010
Values of Power *$ million)						
Kyr	170	191	205	145	158	183
S Kaz.	53	60	50	40	44	93
Uzb	36	14	93	-96	56	50
Total	186	237	349	89	146	226
Values of Irrigation ($ million)						
Kyr	0	0	0	0	0	0
S Kaz.	29	32	39	38	42	51
Uzb	455	502	612	512	565	689
Total	484	534	651	549	606	739
Total Values ($ million)						
Kyr	170	191	205	145	158	183
S Kaz	82	92	89	78	86	144
Uzb	419	488	706	416	509	639
Total	670	772	1000	638	752	965

* Value of power not including cost of providing district heating

161

Table 7-12

VALUATION OF POWER AND OUTFLOWS FOR CASES WITH FUTURE IRRIGATION DEMAND

	Interconnected-Power			Interconnected-Irrigation		
	Load Demand Year 2000	Load Demand Year 2005	Load Demand Year 2010	Load Demand Year 2000	Load Demand Year 2005	Load Demand Year 2010
Values of Power *$ million)						
Kyr	194	213	210	74	628	83
S Kaz	55	61	102	56	96	186
Uzb	31	5	-36	-97	122	160
Total	218	270	276	32	280	429
Values of Irrigation ($ million)						
Kyr	0	0	0	0	0	0
S Kaz.	117	129	157	126	139	170
Uzb	874	965	1176	1077	1189	1450
Total	991	1094	1334	1203	1328	1619
Total Values ($ million)						
Kyr	194	213	210	74	62	83
S Kaz	172	190	259	182	235	355
Uzb	843	960	1140	980	1311	1609
Total	1209	1364	1609	1235	1608	2048

* Value of power not including cost of providing district heating

7 3 2 3 Comparison of Cases of Year 2000, 2005, and 2010 Load Demand

The irrigation values for the year 2005 and 2010 load demands were estimated by escalating the irrigation value for the 2000 load demand with an assumed annual factor of 2% On the regional basis, the value of power increases in the order of year 2000, year 2005, year 2010 load demand The only exception is the case with existing irrigation demand for year 2005 to year 2010 load demand

On the republic basis, the value of power increases from cases with year 2000 load demand to year 2005 load demand The only exception is the case with future irrigation demand, interconnected and irrigation mode However, the values of power for cases with year 2005 load demand are not always lower than the cases with year 2010 load demand

7 3.2 4 Comparison of Interconnected and Isolated Cases

The method used to compare the various scenarios in the interconnected mode is not suitable for use in the isolated mode In the interconnected mode, the method considers the effects of imports and exports A better method to compare and contrast the interconnected and isolated scenarios involves the comparison of marginal costs

Referring to Section 5 1 3, it becomes evident that the marginal costs in the isolated mode are higher than the marginal costs in the interconnected mode When the regions operate isolated, they are forced to dispatch expensive, inefficient units This increases the marginal cost And, in addition to requiring the dispatch of expensive units, it occasionally results in energy-not-served This energy is difficult to assign a price to, but, as explained in Section 5, for the purposes of this analysis, a value of 45mills/kWh has been used Kyrgyzstan has a very large amount of unserved energy in the irrigation mode (base case and future case) when operating isolated Operating with interconnections to the other two republics reduces Kyrgyzstan's marginal costs while at the same time allows it to better meet its energy needs

The benefits of interconnection therefore become apparent by the higher marginal costs in the isolated modes and by the amounts of unserved energy

Combined marginal costs of summer and winter for each case (Tables 5-2 to 5-4) were computed and listed in Table 7-13 The above analysis can also be illustrated by use of combined marginal cost This table 7-13 compares and contrasts the marginal costs of the interconnected and isolated modes of operations The numbers below illustrate the benefits of interconnection over isolation Countries that are importers of cheaper hydro power show lower marginal costs when operating interconnected South Kazakhstan realized a reduction in marginal cost for all of the scenarios and case Because it is a heavy importer, it sees a cost saving by buying power from the other republics

A country such as Kyrgyzstan will show a higher marginal cost when interconnected because it is generating more power and selling it to the other republics The interconnected marginal cost captures domestic energy, exported and imported energy Kyrgyzstan has a marginal cost as much as three times higher when interconnected than when isolated because it increases production to meet the energy needs of the other republics

Uzbekistan also realizes a reduction is its marginal for all cases and scenarios with the exception of year 2010 This is a result in the significant increase in exports for the year 2010 (see tables in

163

Section 5 1 3 Like Kyrgyzstan, Uzbekistan must dispatch more units to meet the increased energy needs of the other republics, this results in a higher marginal cost Therefore, this should not be viewed as a negative result of interconnected operation, but rather a positive one The increase in exports results in an increase in revenue for Uzbekistan

Table 7-13

Combined Marginal Costs ($/MWh)

	Power Mode						Irrigation Mode					
	2000		2005		2010		2000		2005		2010	
	Inter	Iso	Inter	Iso	Inter	Iso	Inter	Iso	Inter	Iso	Inter	Iso
CASES WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND												
Kyr	21 01	8 93	24 16	9 96	23 71	13 91	20 99	24 82	22 76	25 45	25 38	26 40
SKaz	24 70	27 10	27 12	29 37	28 96	35 36	24 74	27 40	27 67	29 75	32 45	35 97
Uzk	24 41	25 35	25 48	25 95	25 59	25 01	23 00	24 19	25 75	26 06	28 01	24 91
CASES WITH FUTURE IRRIGATION DEMAND												
Kyr	20 97	8 55	22 54	9 96	23 66	13 92	22 04	26 15	24 40	26 16	25 56	26 78
SKaz	24 67	26 99	27 12	29 41	28 95	35 39	25 12	27 31	28 77	29 89	32 53	35 95
Uzk	24 41	25 56	25 48	25 98	25 59	25 00	23 13	23 47	26 76	25 88	29 01	24 63
CASES WITH EXISTING IRRIGATION DEMAND AND 1998 AGREEMENT TOKTOGUL RELEASE PATTERN												
Kyr	20 49	13 92	22 00	14 76	23 17	18 01	18 92	13 89	19 82	14 91	22 55	17 56
SKaz	24 66	27 13	26 83	29 36	29 04	35 52	24 17	27 44	26 31	30 00	29 15	35 87
Uzk	24 30	25 28	25 33	25 96	25 50	25 05	23 40	24 25	24 92	25 95	25 72	24 89

7 3 3 Combination of Values of Power and Outflow for Irrigation

The combined values of power and outflow for cases with existing irrigation demand vary in a small range of about 633 to 670 $millions for interconnected cases For interconnected cases with future irrigation demand, the combined values are higher for irrigation mode than that for power mode This

124

is probably due to much higher unit value of water for irrigation for cases with future irrigation demand

7.4 Recommendations for Naryn-Syr Darya Operation Regime

Vis-à-Vis Water Sharing and Power Dispatch

7 4 1 Discussions

For Existing irrigation demand, the above result analysis indicated that the scenario BC_T-IRRIGATION with 1998 Agreement Toktogul release pattern, and irrigation-oriented mode has higher value of irrigation than that of two power-oriented scenarios BC-POWER and BC_T-POWER but lower value of irrigation than that of the irrigation scenario BC-IRRIGATION However, its computed energy production for the lower Naryn Syr-Darya hydroelectric projects are higher than those of BC-IRRIGATION This scenario has the advantage of implementing both the power and irrigation need of the region

Among these four scenarios with existing irrigation demand, this BC_T-IRRIGATION scenario is the only one with Aral Sea flows higher than the late 1970 flows for each month Based on consideration of the factors of power, irrigation, and Aral Sea flows, the operation of this BC_T-IRRIGATION scenario appears to be better than the other three scenarios Therefore, the resulting rule curve for Toktogul reservoir is recommended

7 4 2 Sensitivity Analysis

The combined values of power and outflow for this BC_T-IRRIGATION is about 5% lower than that of power mode scenarios This is within the accuracy of the estimated unit value of water for irrigation presented in Chapter 5 The unit value of water for irrigation was estimated based on extremely variable net return of crop production as shown in Tables 5-11 and 5-12 A sensitivity analysis of irrigation values was performed by changing unit value of water for 50%

For existing irrigation demand scenarios, the combined value of power and outflow is higher for irrigation mode than of power mode when the unit value was increased 50% This may be due to the value of irrigation is much higher than the value of power However, the combined value is still higher for power mode scenario than that of irrigation scenario when the unit value was decreased 50% The only exception is the isolated case with 1988 Agreement Toktogul release pattern

For future irrigation demand scenarios, the combined value of power and outflow is higher for irrigation mode than that of power mode by both decreasing and increasing the unit value of water by 50% This is because that the value of irrigation is much higher than the value of power for future irrigation demand scenarios

A sensitivity analysis of value of power was performed by changing the value 10% A decrease or increase 10% of the value of power does not change the trend For interconnected cases with existing irrigation demand, the combined value of power and outflow for power mode is still higher than that for irrigation mode For all cases with future irrigation demand, the combined value is also still higher for irrigation mode than that of power mode by increasing or decreasing 10% of the value of power This is because the value of outflow is much higher than the value of power

7 4 3 Future Work

For CAR's readily acceptance and application of the model, a transfer of the model to the CAR, and training sessions for the model application is highly recommended Engineers and scientists from the CAR can use the model with refined irrigation and energy data to evaluate potential impacts on the total combined power and irrigation benefits with various modes of the reservoir operation

This hydropower-irrigation model can also be expanded or modified to use in combination with the PROSYM for real-time dispatch of power plants for meeting the regional electric system demands This model can also be used with a risk analysis model to estimate the expected values of the irrigation and power for privatization purposes

MONTHLY AVERAGE SYSTEM ENERGY PRODUCTION
LOWER NARYN-SYR DARYA HYDROELECTRIC PROJECTS
(UNDER POWER MODE)

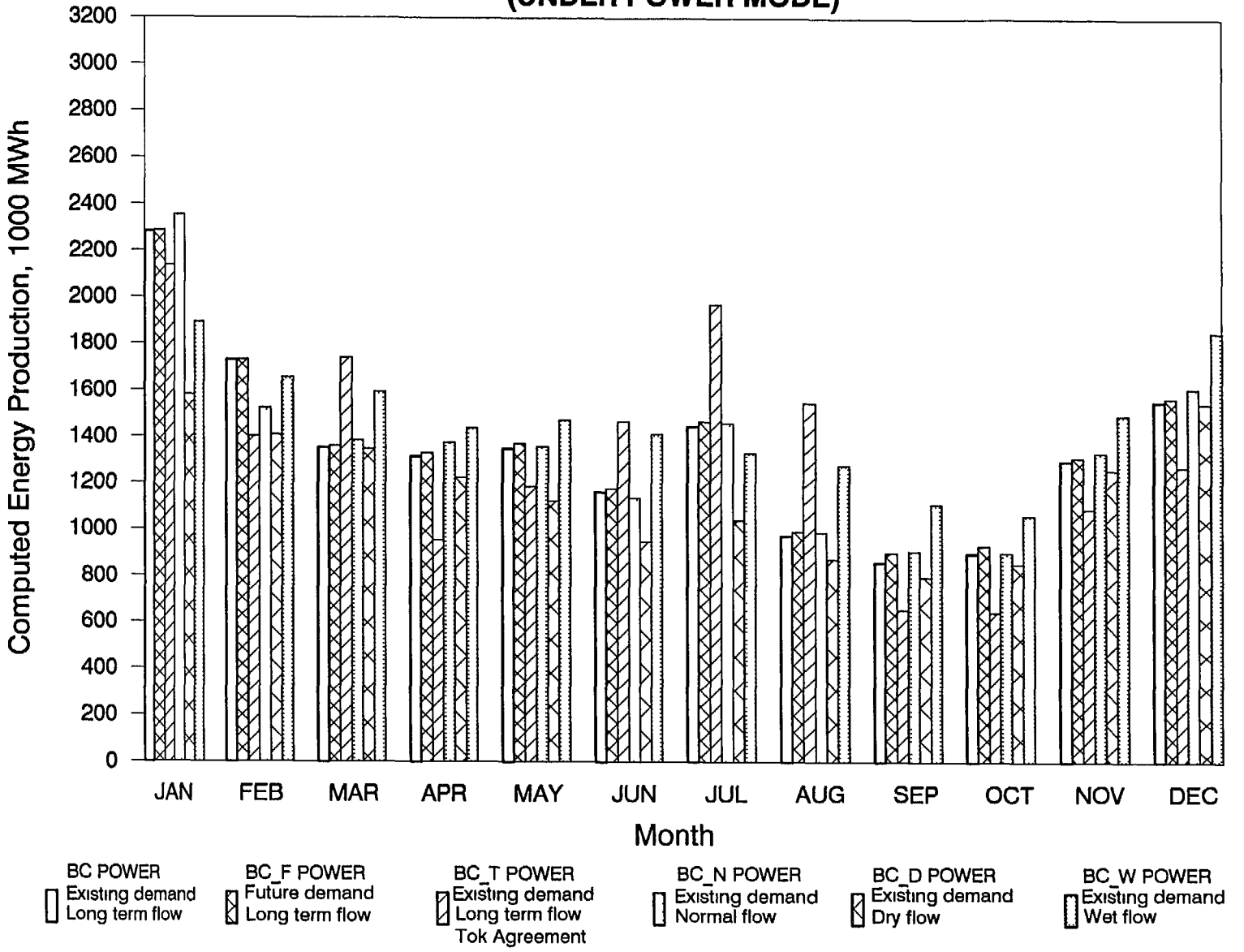


EXHIBIT 7-1

MONTHLY AVERAGE SYSTEM ENERGY PRODUCTION
LOWER NARYN-SYR DARYA HYDROELECTRIC PROJECTS
(UNDER IRRIGATION MODE)

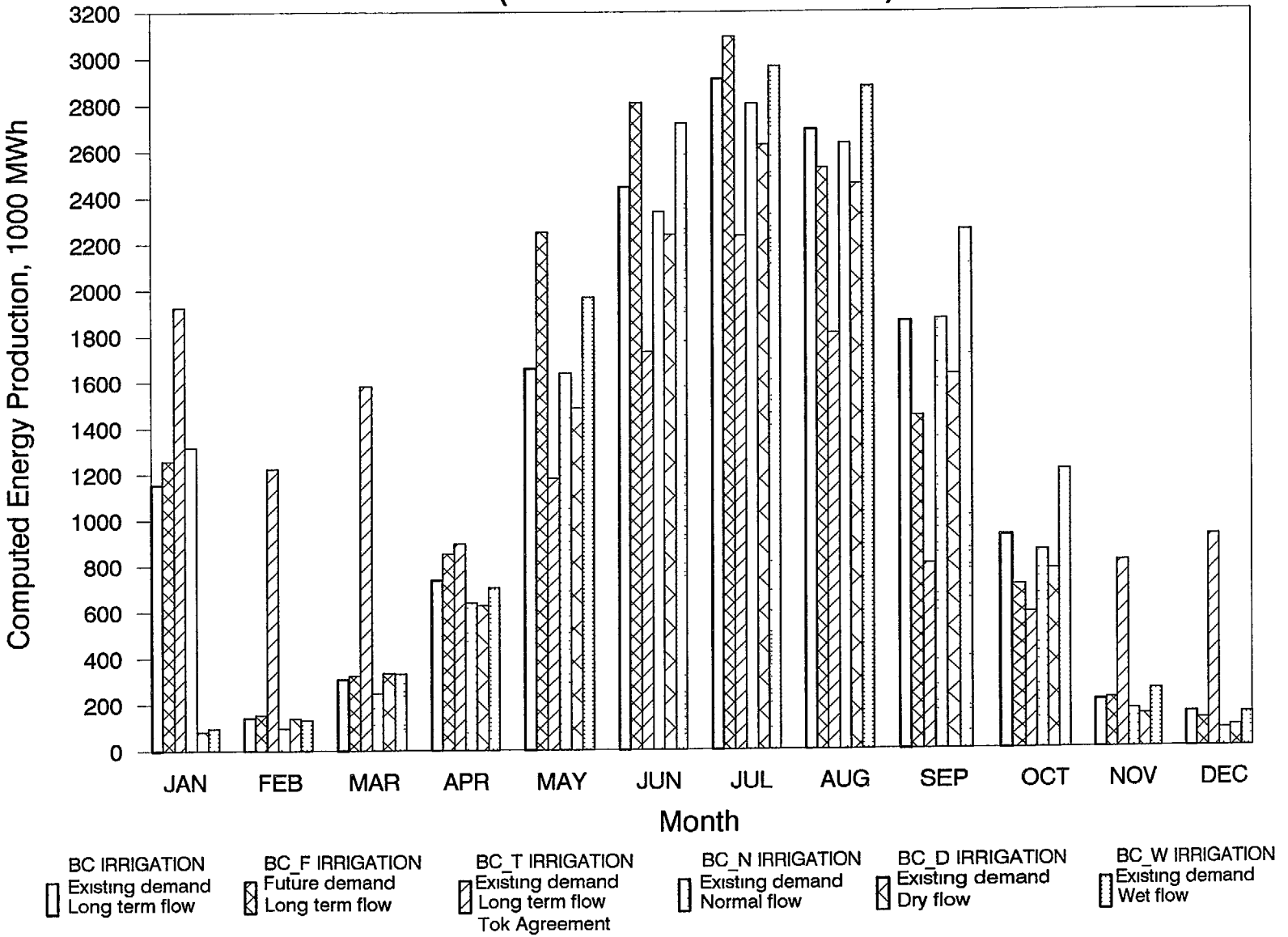


EXHIBIT 7-2

Computed Flows vs Irrigation Requirement
FERGANA Demand Area

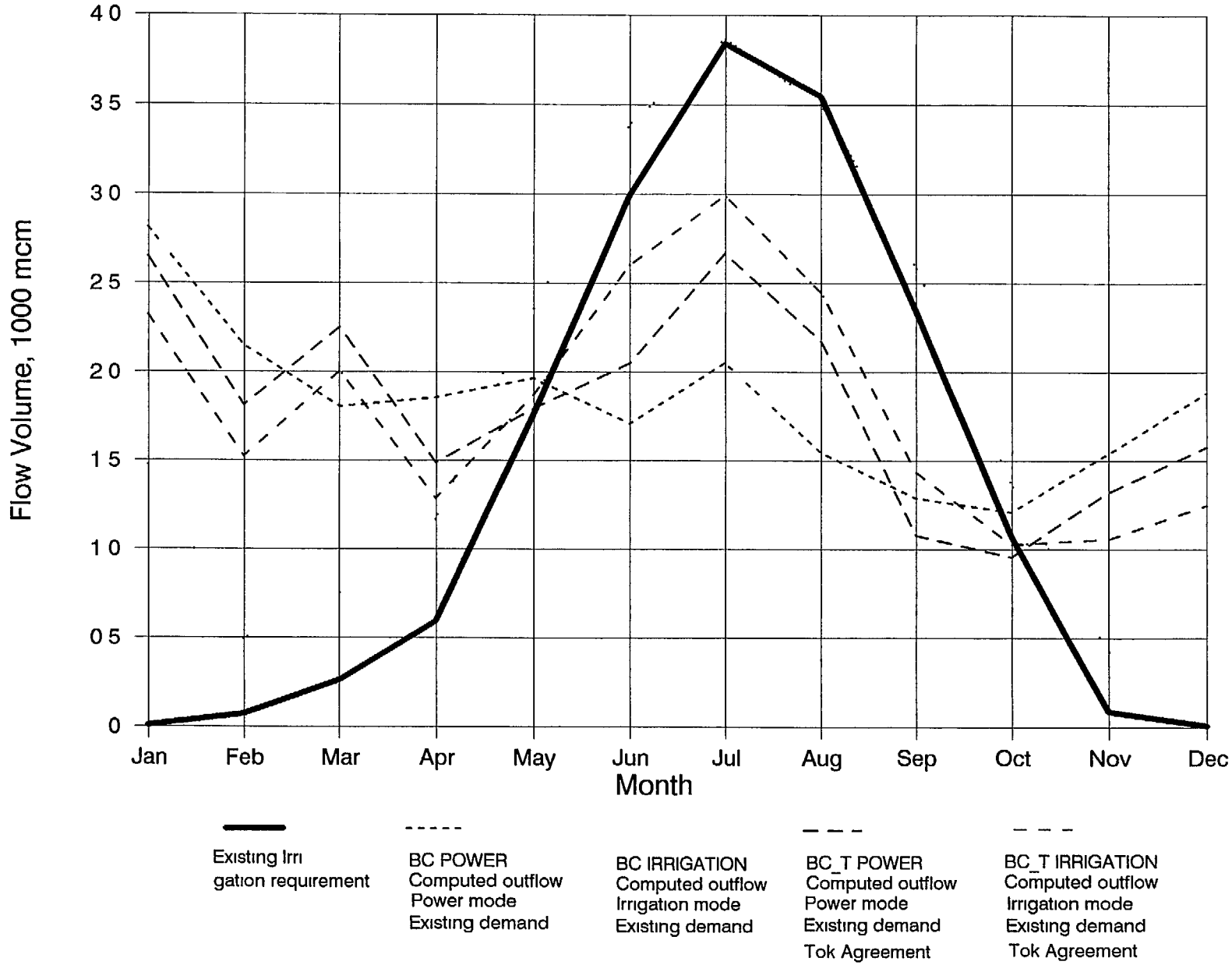


EXHIBIT 7-3
SHEET 1 OF 5

129

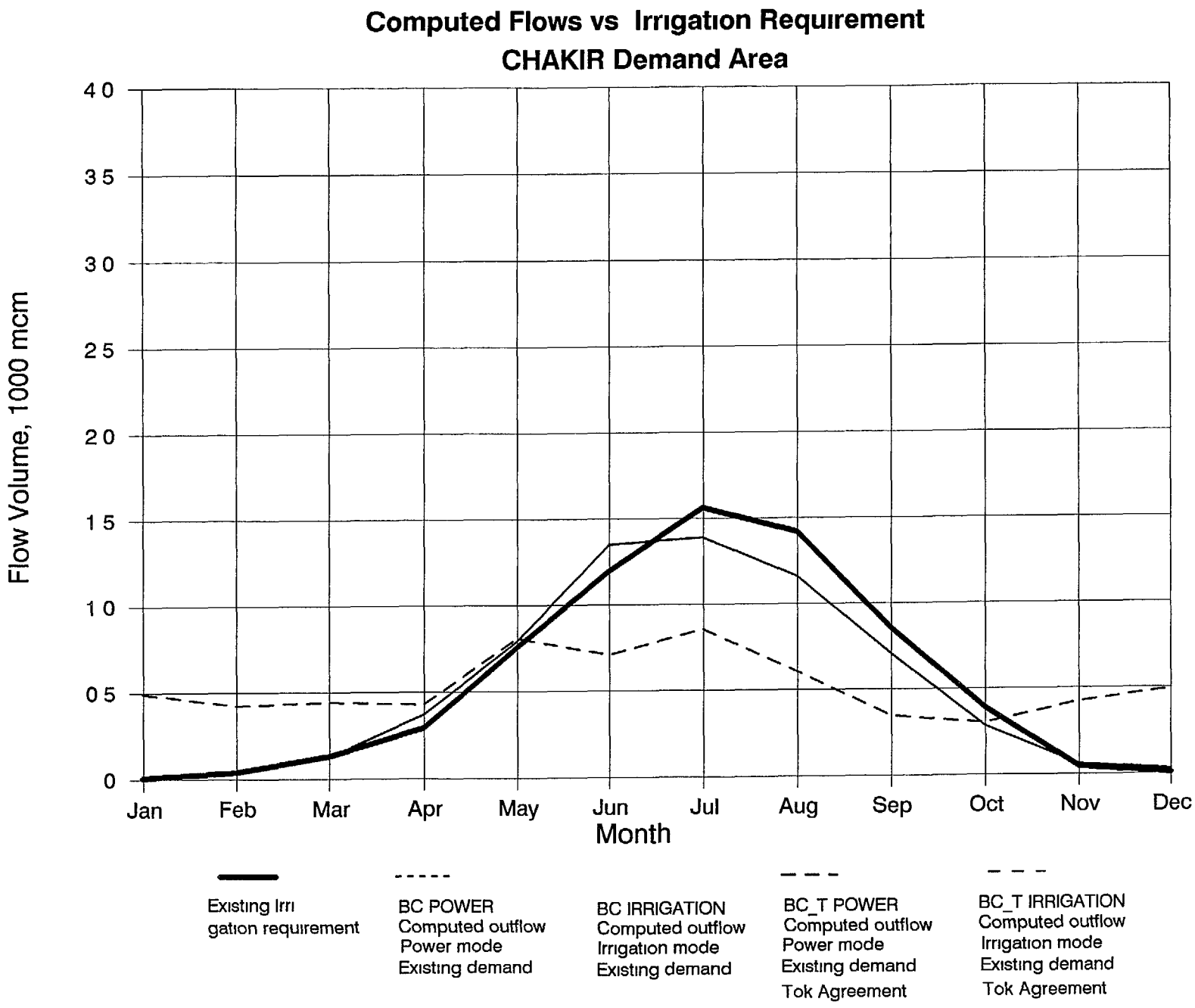
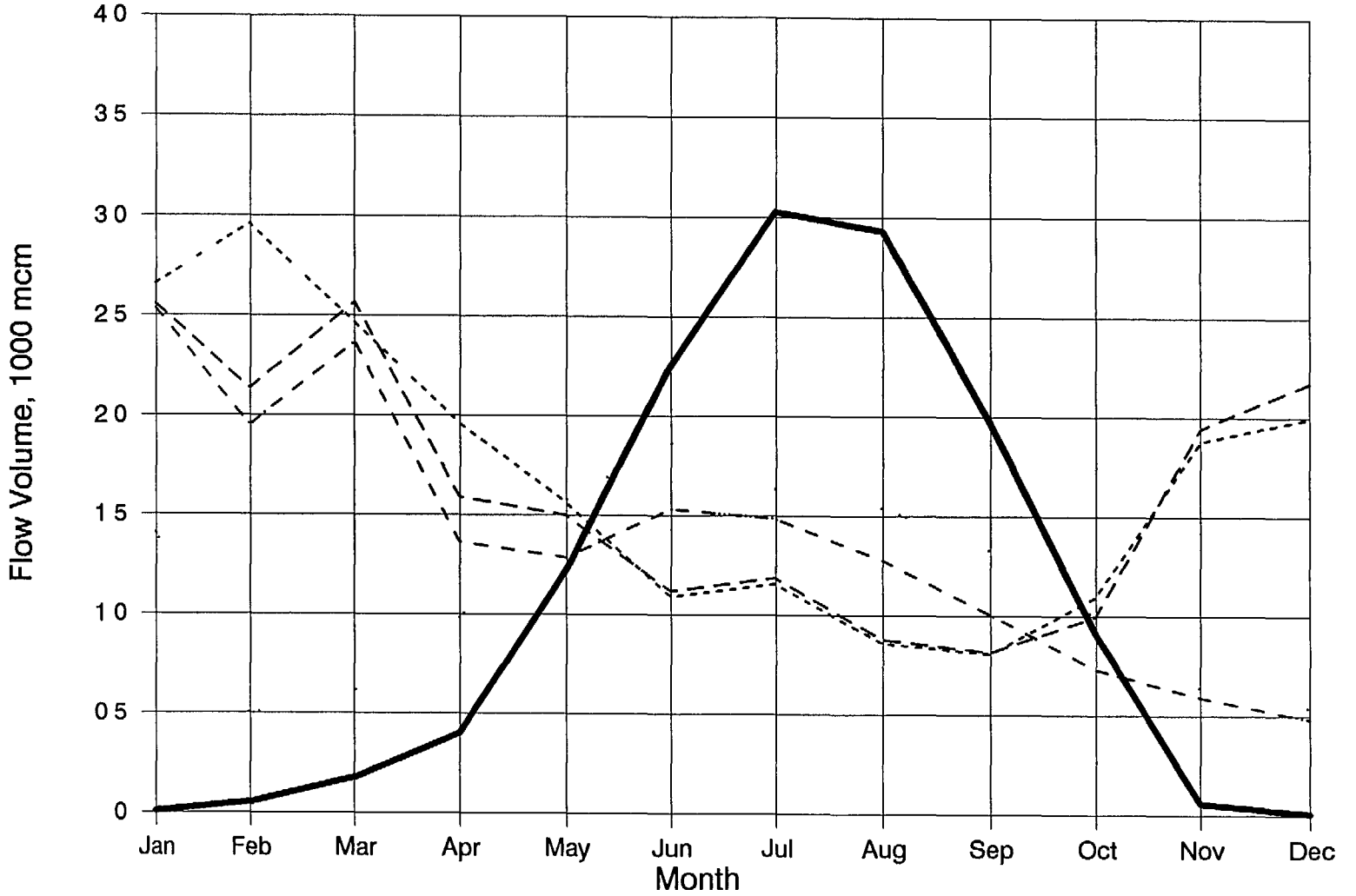


EXHIBIT 7-3
SHEET 2 OF 5

Computed Flows vs Irrigation Requirement
MID-SYR DARYA



Existing Irrigation requirement	BC POWER Computed outflow Power mode Existing demand	BC IRRIGATION Computed outflow Irrigation mode Existing demand	BC_T POWER Computed outflow Power mode Existing demand Tok Agreement	BC_T IRRIGATION Computed outflow Irrigation mode Existing demand Tok Agreement

EXHIBIT 7-3
SHEET 3 OF 5

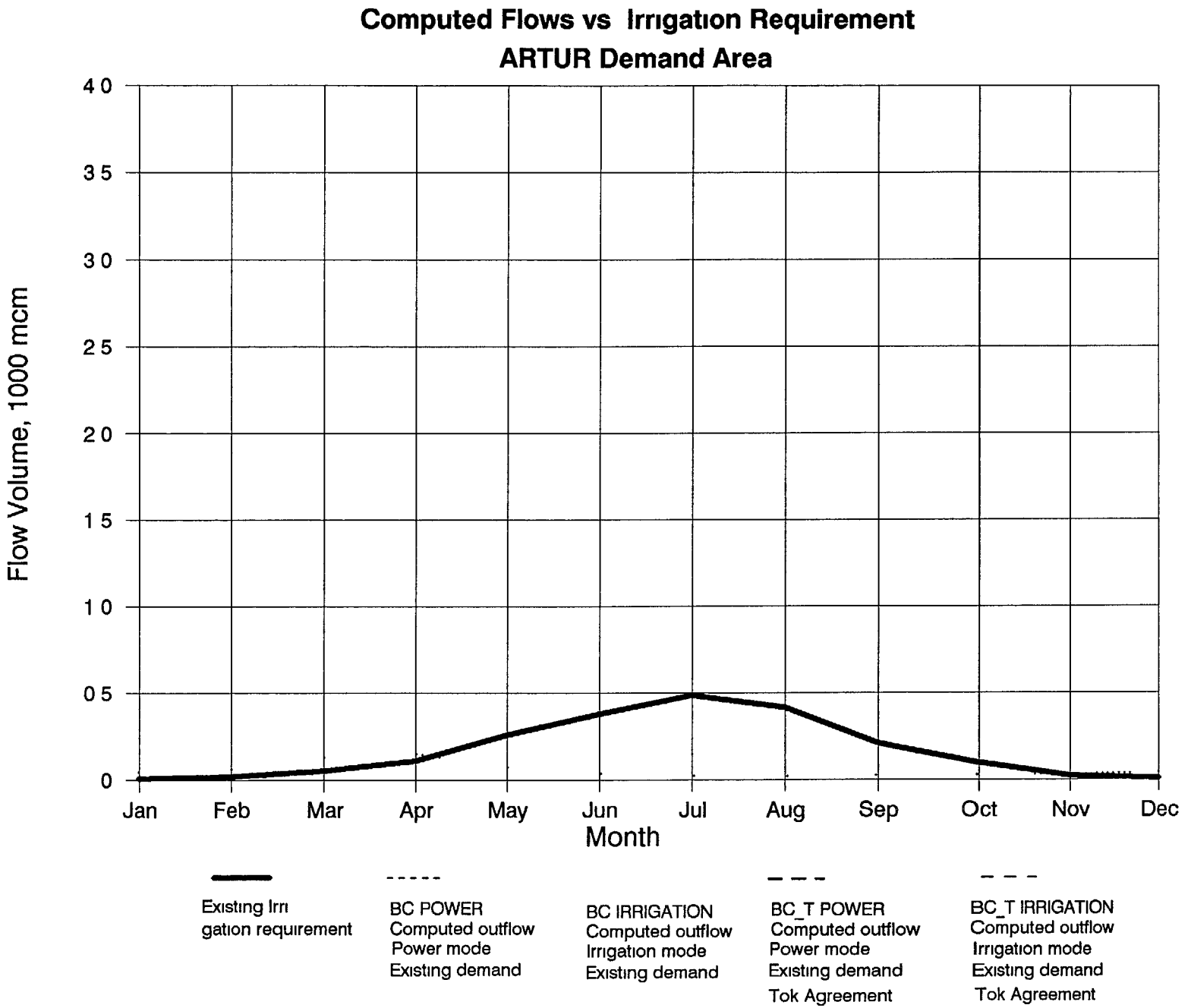


EXHIBIT 7-3
SHEET 4 OF 5

Computed Flows vs. Irrigation Requirement
LOW-SYR DARYA Demand Area

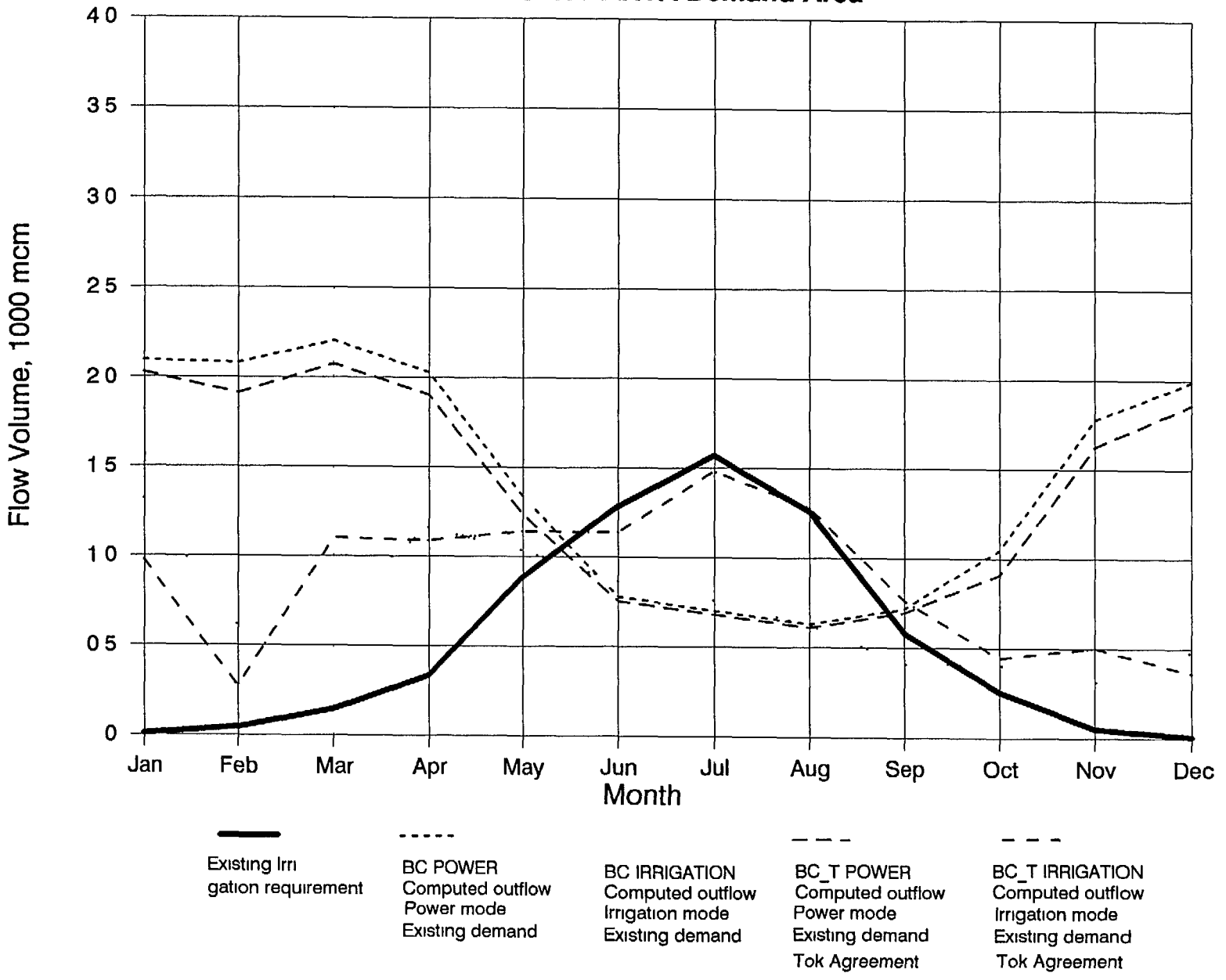


EXHIBIT 7-3
SHEET 5 OF 5

133

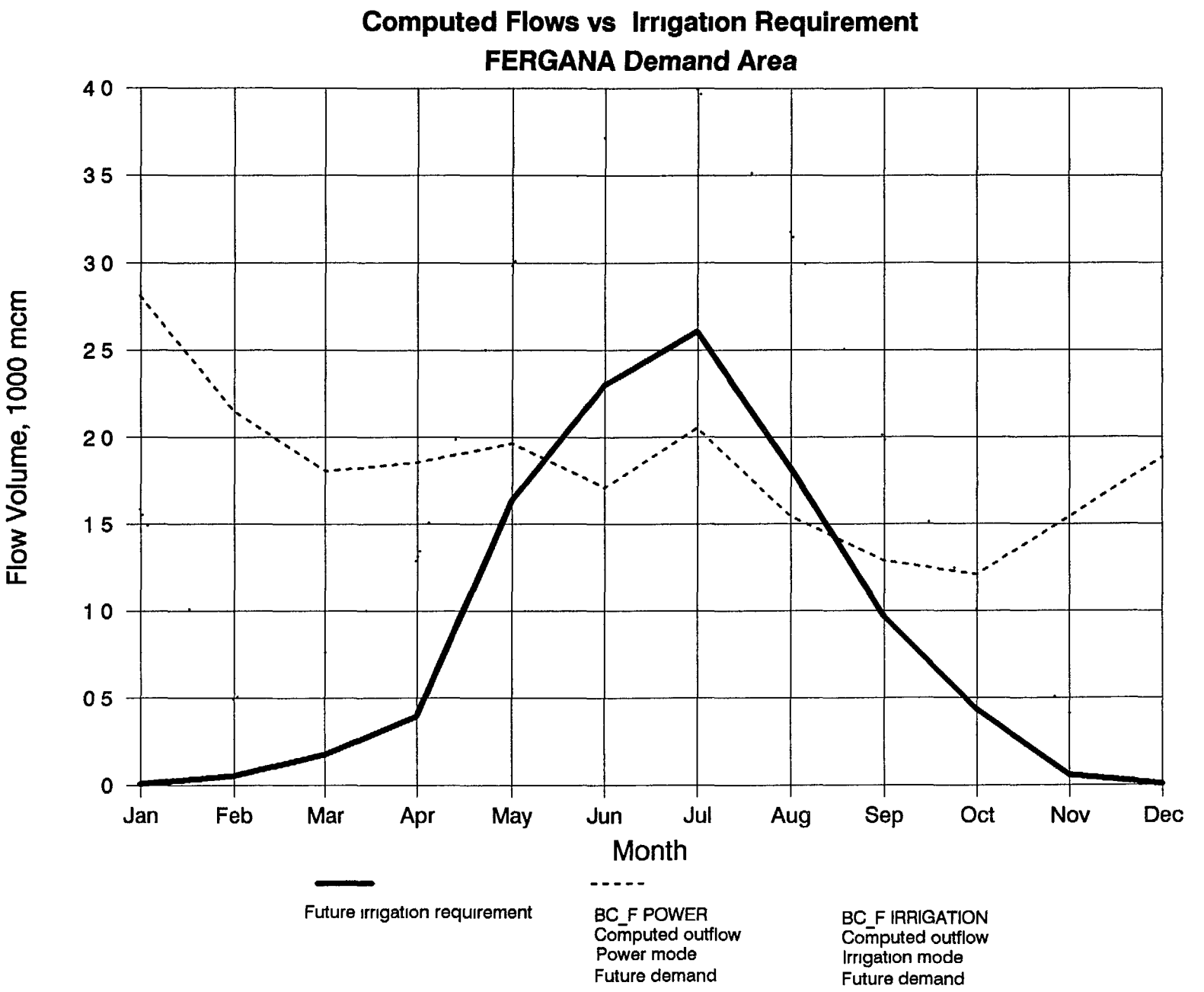


EXHIBIT 7-4
SHEET 1 OF 5

Computed Flows vs Irrigation Requirement
CHAKIR Demand Area

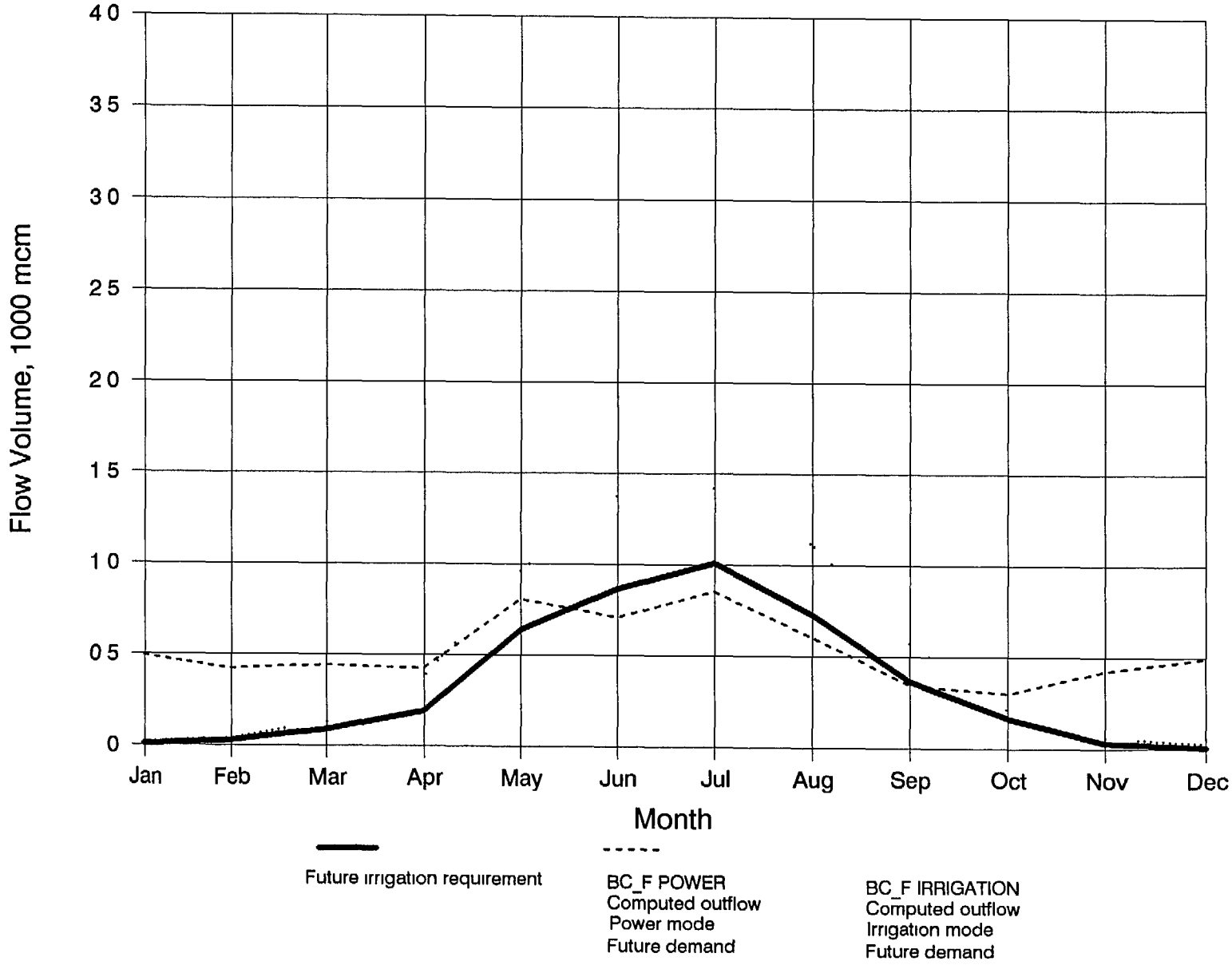


EXHIBIT 7-4
SHEET 2 OF 5

135

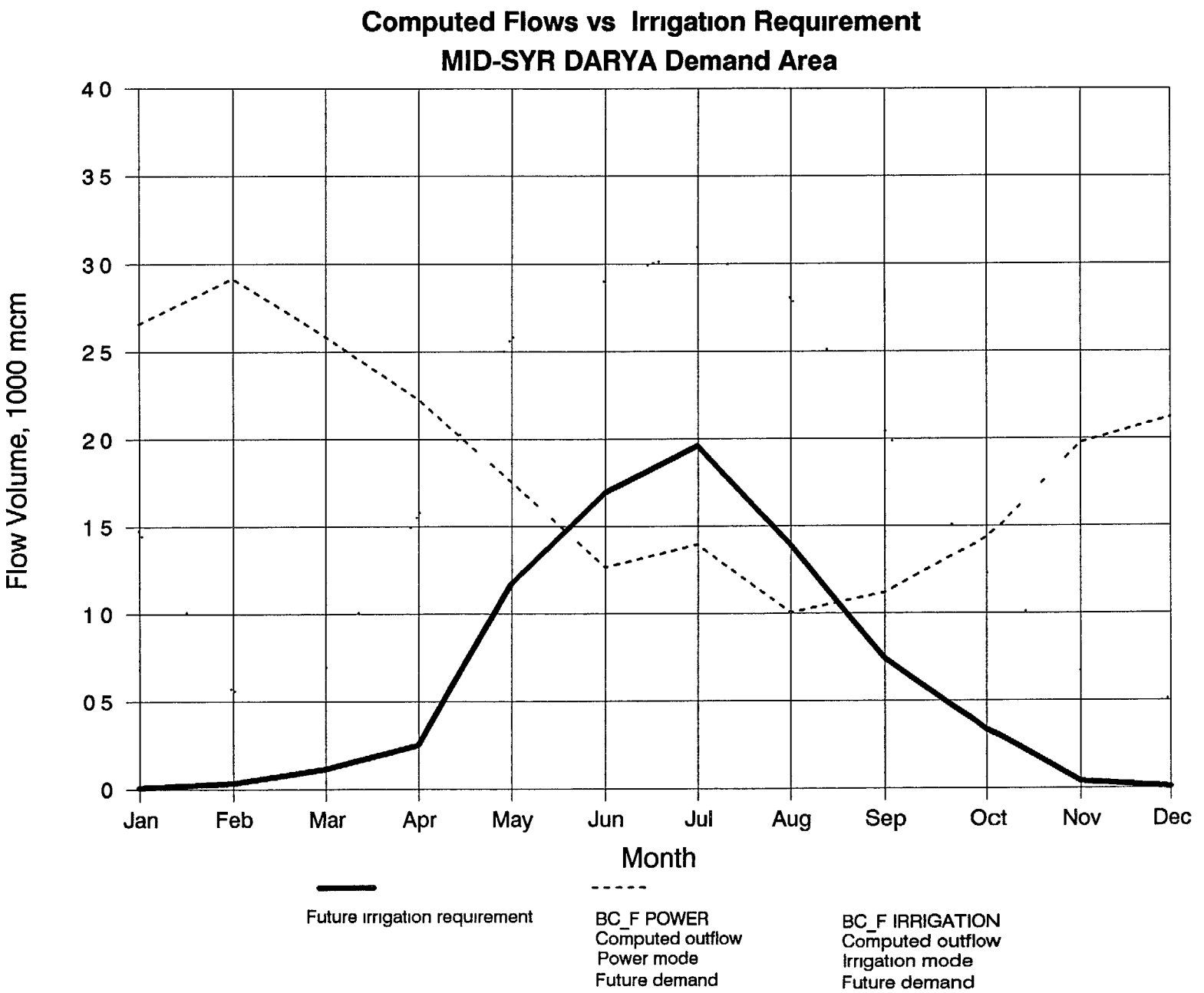


EXHIBIT 7-4
SHEET 3 OF 5

136

Computed Flows vs Irrigation Requirement
ARTUR Demand Area

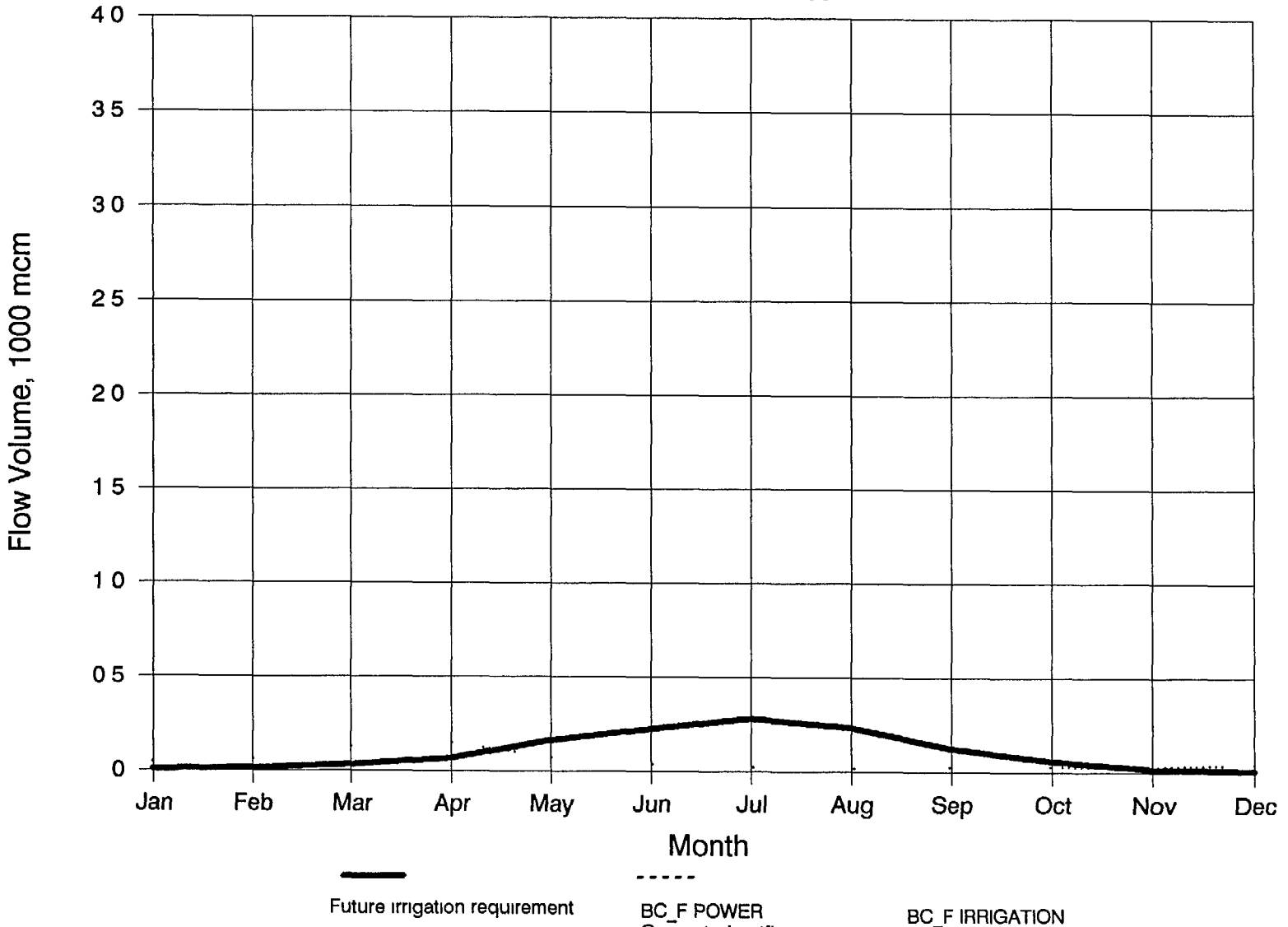


EXHIBIT 7-4
SHEET 4 OF 5

137

Computed Flows vs Irrigation Requirement
LOW-SYR DARYA

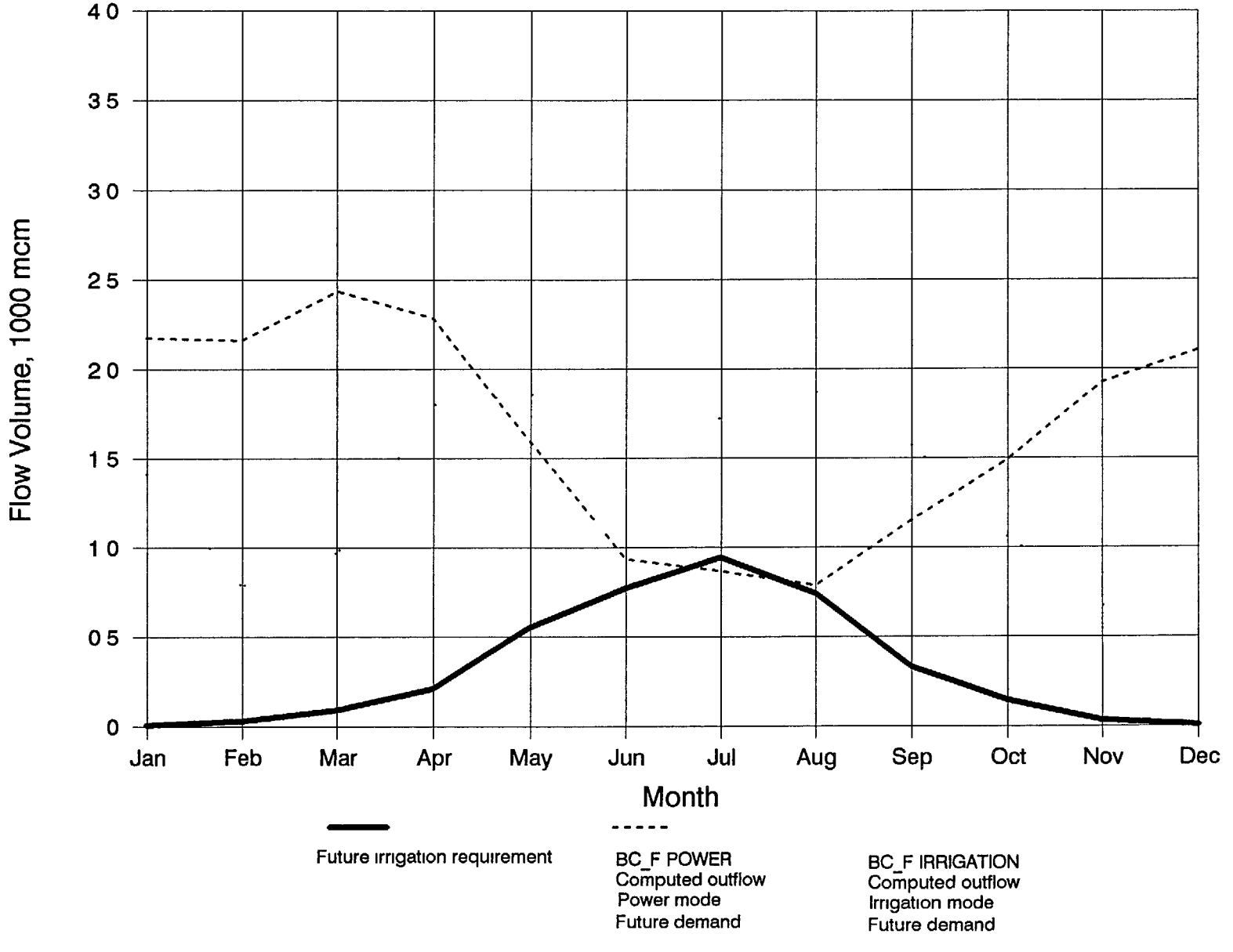


EXHIBIT 7-4
SHEET 5 OF 5

138

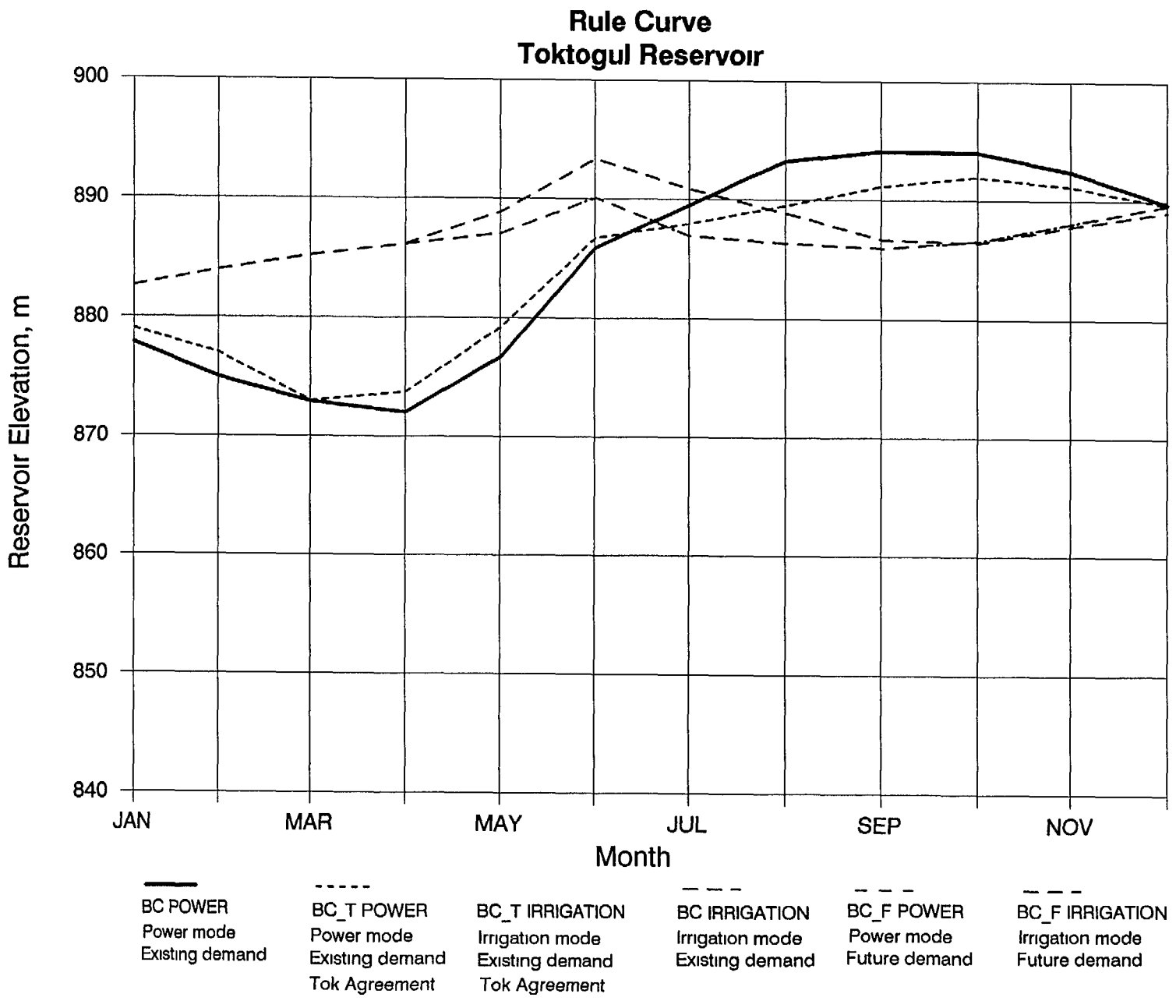


EXHIBIT 7-5

139

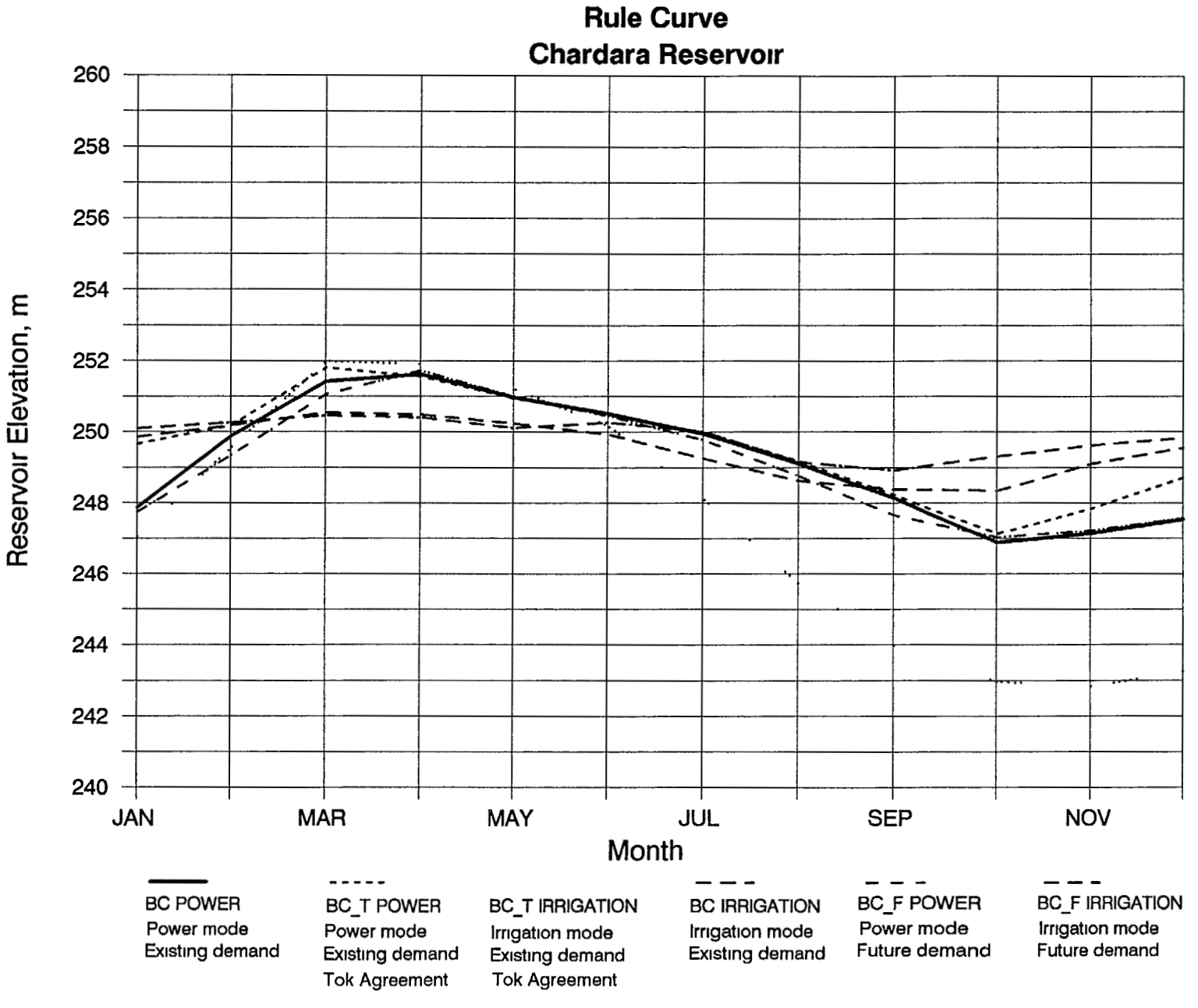


EXHIBIT 7-6

160

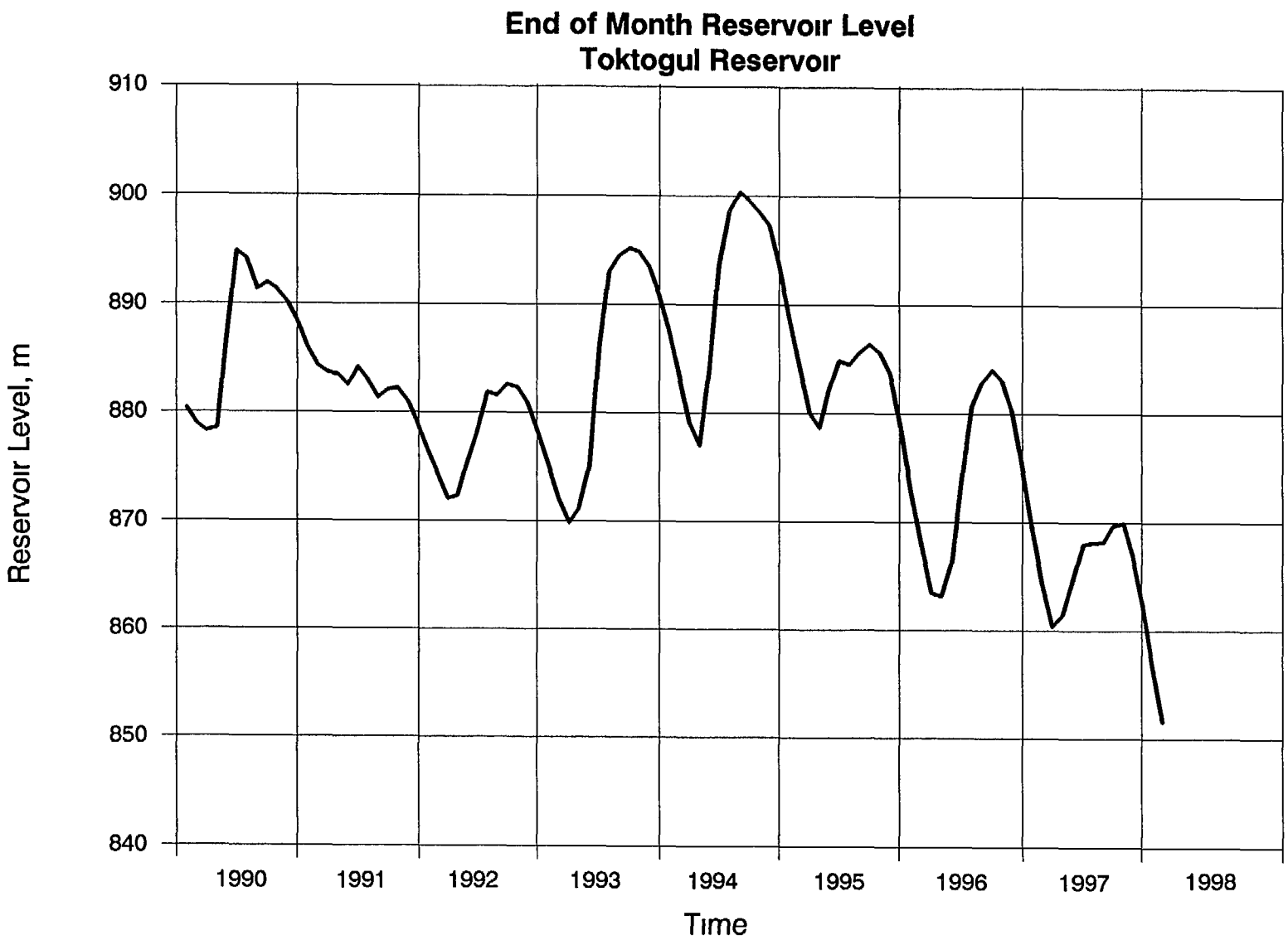
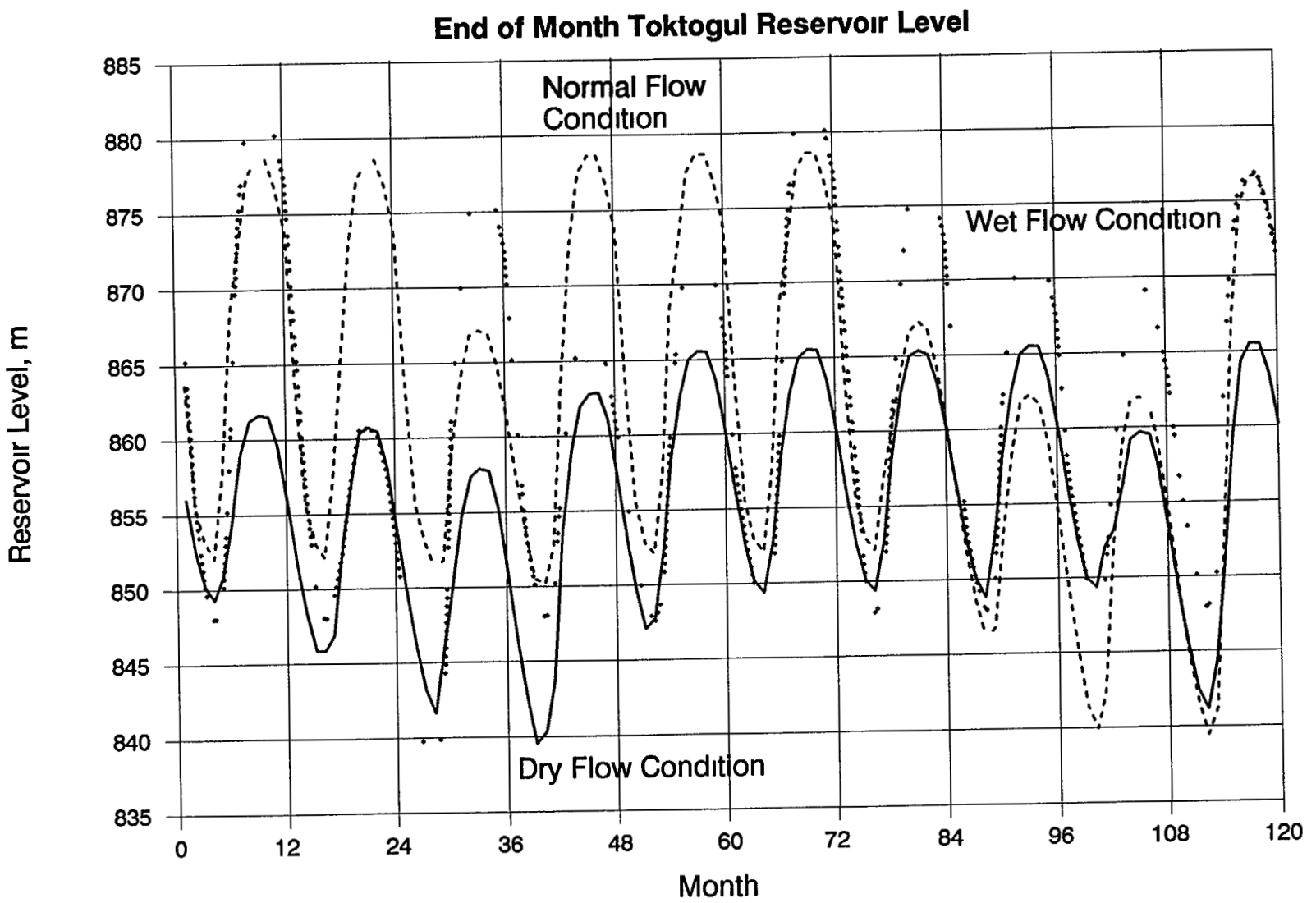

End of Month Reservoir Level
Toktogul Reservoir
910
900
890
880
870
860
850
840
Reservoir Level, m
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
Time

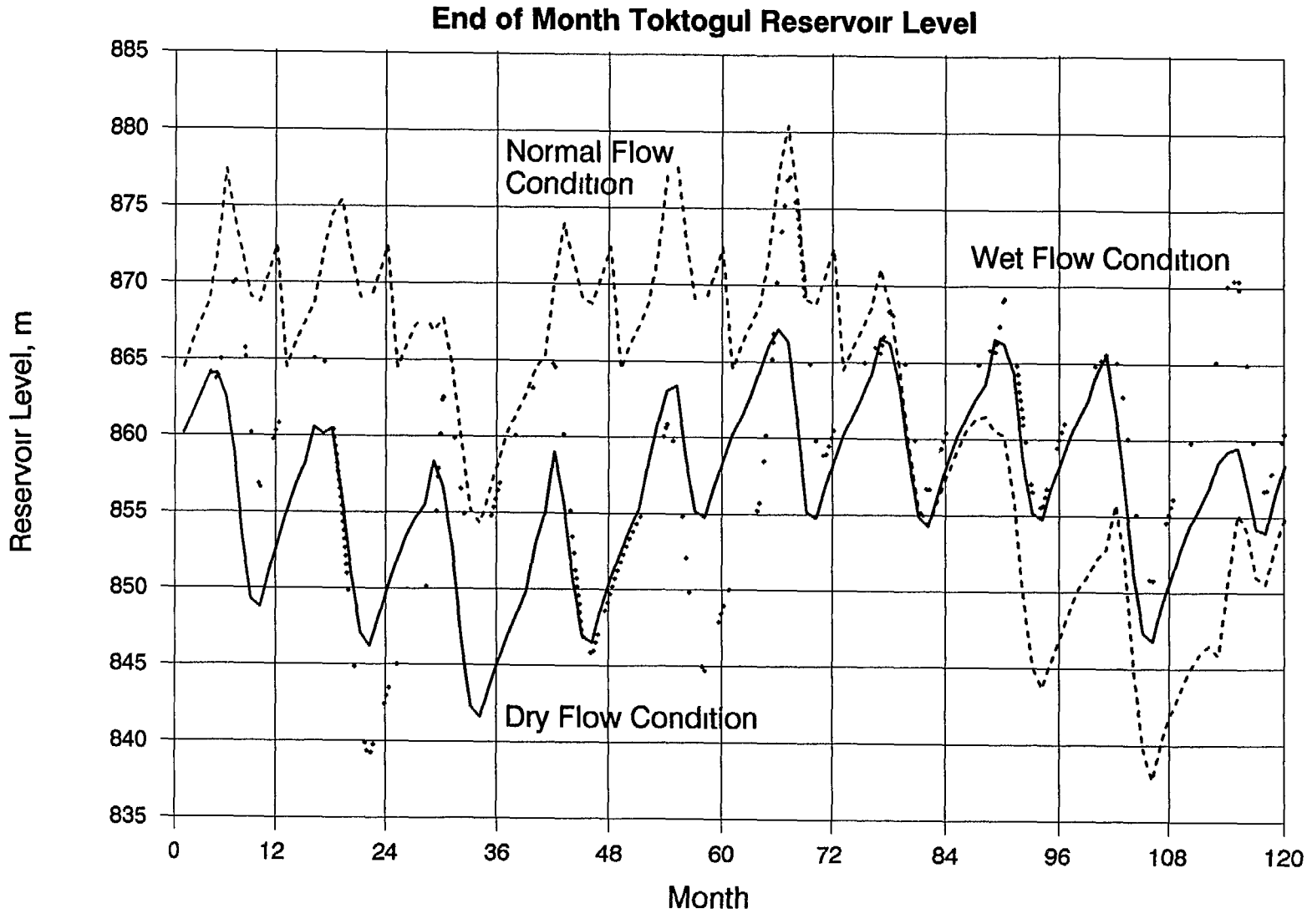
EXHIBIT 7-7



Simulation mode POWER mode
Simulation Period 10 representative years

EXHIBIT 7-8

142



Simulation mode IRRIGATION mode
Simulation Period 10 representative years

EXHIBIT 7-9

143

APPENDIX A
INQUIRY DOCUMENT FOR THERMAL GENERATION DATA

USAID DELIVERY ORDER NO. 7, TASK 3

Project Optimization

of

Naryn-Syr Darya System

Thermal Generation Model Questionnaire

for

Prepared by Burns and Roe Company
February, 1998

c:\kyrg_mem\desc_gen.doc (2/11/98)

145

TABLE OF CONTENTS

1 0 INTRODUCTION

2 0 GENERAL DATA AND INFORMATION

3 0 EXISTING THERMAL GENERATING UNIT DATA

- Table 3-1 Existing Thermal Generation Units - Non-CHP
- Instructions for Table 3-1

- Table 3-2 Existing Thermal Generation Units - CHP
- Instructions for Table 3-2

4 0 COMMITTED THERMAL GENERATING UNIT DATA

- Table 4-1 Committed Thermal Generation Units - Non-CHP
- Instructions for Table 4-1

- Table 4-2 Committed Thermal Generation Units - CHP
- Instructions for Table 4-2

5 0 (Not used)

6 0 HISTORIC ELECTRIC LOAD DATA

- Table 6-1 Maximum Demand, Energy Supply and Disposition
- Instructions for Table 6-1

- Table 6-2 Monthly Demand and Energy Statistics
- Instructions for Table 6-2

- Table 6-3 Hourly Load Shape Data for a Typical Week in Each Season in Year 1995
- Instructions for Table 6-3

7 0 FORECASTED DOMESTIC ELECTRIC LOAD DATA (1998-2020)

- Table 7-1 Maximum Annual Demand and Energy Consumption by Scenario
- Instructions for Table 7-1

- Table 7-2 Forecasted Monthly Demand and Energy Statistics - "Most Probable" Load Growth Scenario
- Instructions for Table 7-2

- Table 7-3 Sectorial Sales (GWh) - "Most Probable" Load Growth Scenario
- Instructions for Table 7-3

- Table 7-4 Hourly Load Shape Data for a Typical Week in Each Season - "Most Probable" Load Growth Scenario
- Instructions for Table 7-4

8 0 THERMAL LOAD DATA

- Table 8-1 Maximum Thermal Demand and Energy
- Instructions for Table 8-1

- Table 8-2 Monthly Thermal Demand and Energy Statistics
- Instructions for Table 8-2

- Table 8-3 Hourly Load Shape Data for a Typical Week in Each Season in Year 1997, 2000, 2005, 2010, 2015
- Instructions for Table 8-3

Section 1 0

INTRODUCTION

The attached sheets identify the electric power system data and information required to perform an optimization study of the Naryn-Syr Darya River System For the most part the data being requested is similar to that which was requested by Burns and Roe in 1996

The purpose of this questionnaire is to compile the electric system data for your Republic You will note that some data entries have been made based on information previously provided in response to the 1996 questionnaire It is necessary that you verify, update, and correct this data and provide all of the missing data Please review the instructions carefully to ensure that the data accurately reflects what is being requested on the data sheets

The data requested is broken down into nine (9) sections as follows

Section 2	-	General Data and Information
Section 3	-	Existing Thermal Generating Unit Data
Section 4	-	Committed Thermal Generating Unit Data
Section 5	-	(Not Used)
Section 6	-	Histrorical Electrical Load Data
Section 7	-	Forecasted Electrical Load Data
Section 8	-	Thermal Load Data

SECTION 2 0

GENERAL DATA AND INFORMATION

2 1 What is the spinning reserve criteria used for commitment of generating units?

2 2 What Criteria is used to determine the adequacy of installed capacity? For example, reserve margin at the time of maximum demand must be greater than a particular percent above demand

2 3 Has a least Cost Planning Study been prepared If so, when and by whom was it prepared? Please provide a copy of the most recent Least Cost Planning Study

2 4 Provide a description regarding the manner in which generating units are committed and dispatched to serve load

2 5 Are there agreements which govern the exchange of electricity with neighboring countries? If so, please provide information describing the details of such agreements

2 6 What thermal generating unit types and fuels are under consideration for meeting future electric generating needs?

SECTION 3 0

EXISTING THERMAL GENERATING UNIT DATA

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-1

Existing Thermal Generation Units - Non-CHP

General	On each line of Table 3-1 enter the following data for all units (including auto generators) located in the country or region covered by this inquiry
col 1	Plant Name Enter the name of the power plant where the unit is located
col 2	Unit No Enter the unit number
col 3	Plant Location Enter the name of the city or town nearest to the plant
col 4	Operating Entity Enter the name of the company which operates this unit
col 5	In-Service Date Enter the month/year that the unit was put into service
col 6	Retirement Date Enter the month/year in which this unit is currently planned for retirement
col 7	Start Up Fuel, Type In col 7 enter the name of the type of fuel (e g gas, mazut, etc) used for plant start up
col 7(a)	Start Up Time (hrs) In col 7a enter the time it takes for the unit to achieve minimum load defined in col 14 during a cold start, in hours
col 8	Start Up Fuel, Heat Input In col 8 enter the quantity of fuel in Gigajoules (GJ) used for a cold startup of this unit Heat input should be expressed on a lower caloric value basis
col 9a & 9b	Type 1 Fuel and Cost In col 9a enter the name of the primary fuel used during normal operation of this unit, (e g , coal, mazut, natural gas, etc) In col 9b enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ
col 9c & 9d	Type 2 Fuel and Cost If a second fuel type is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 9c (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ in col 9d

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-1 (cont'd)

col 9e & 9f — Type 3 Fuel and Cost If a third fuel type is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 9e (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ in col 9f

col 10 — Fuel, Mix (%) For each of the fuel types identified in col 9a, 9c, and 9e, enter the percent (%) of each fuel normally consumed on a heat input basis For example, an entry of "50 / 30 / 20" in col 10 would indicate that, on an annual basis, the first fuel type provides 50% of the heat input, the second fuel type provides 30% of the heat input and the third fuel type provides 20% of the heat input

col 11 — Coal Fuel Name For all units which are identified in col 9 as burning coal, enter the name of the coal used

col 12 — Design Capacity (MW) Enter the design net full load capacity ~~/AVAIL. CAPACITY~~

col 13 — Available Capacity, Full Load Enter the full load net capacity which is currently available from this unit

col 13(a) — Available Capacity, Intermediate Load Enter an intermediate load between minimum and full load where the unit typically operates

col 14 — Available Capacity, Minimum Load Enter the minimum capacity (MW) from this unit when the unit is operating at its lowest stable operating point

col 15, 15a, & 16 — Net Plant Heat Rate (kJ/kWh), Full Load, Intermediate Load, and Minimum Load Enter in col 15 the net heat rate for this unit at the full load capacity identified in col 13 Enter in col 15a the net heat rate for this unit at the intermediate load capacity identified in col 13a Enter in col 16 the net heat rate for this unit at the minimum load capacity identified in col 14 All heat rates should be on a lower caloric value basis

col 17 — Outage Rate (%), Planned Enter the average annual planned outage rate for this unit The planned outage rate (%) is calculated as

$$= (POH - 8760) \times 100$$

where POH is the number of hours in a year where the unit can reasonably be expected to be out of service for scheduled maintenance

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-1 (cont'd)

col 18 — Outage Rate (%), Forced Enter the average annual forced outage rate for this unit The forced outage rate (%) is calculated as

$$= (FOH - (8760 - POH)) \times 100$$

where, FOH is the average number of hours per year where the unit can reasonably be expected to be out of service as a result of unplanned events, and POH is as defined for col 17

col 19 — Operating and Maintenance Costs, Fixed ($/kW/y) Enter in col 19 the portion of annual operating and maintenance costs for this unit which do not vary with unit output The fixed operating and maintenance cost should be expressed in January 1998 U S dollars per year per kW of available full load capacity (i e col 13)

Fixed operating and maintenance costs generally include

- salaries, including burdens for operating and maintenance staff
- fixed portion of maintenance material costs

All local costs should be converted to U S dollars based on the following January, 1998 conversion rates

- Kyrgyzstan 18 Soms = 1 U S $
- Kazakhstan 76 Tenges = 1 U S $
- Uzbekistan 82 Sums = 1 U S $

col 20 — Operating and Maintenance Costs, Variable ($/MWh) Enter in col 20 the portion of annual operating and maintenance costs for this unit which vary with net plant output Variable costs generally include consumables such as, water, chemicals and other materials that are consumed in proportion to energy output Fuel costs are not included in Variable O&M costs Variable costs should be expressed in January 1998 U S dollars per MWh of net output from this unit The currency conversion rates identified in the instructions for col 19 should be used

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-2

Existing Thermal Generation Units - CHP

General	On each line of Table 3-2 enter the following data for all units (including auto generators) located in the country or region covered by this questionnaire
col 1	Plant Name Enter the name of the power plant where the unit is located
col 2	Unit No Enter the unit number
col 3	Plant Location Enter the name of the city or town nearest to the plant
col 4	Operating Entity Enter the name of the company which operates this unit
col 5	In-Service Date Enter the month/year that the unit was put into service
col 6	Retirement Date Enter the month/year in which this unit is currently planned for retirement
col 7	Start Up Fuel, Type In col 7 enter the name of the type of fuel (e g distillate, mazut, etc) used for plant start up
col 7a	Start Up Time (hrs) In col 7a enter the time it takes for the unit to achieve minimum load during a cold start Minimum load is defined as the capacity (MW) from this unit when the unit is operating at its lowest stable operating point
col 8	Start Up Fuel, Heat Input In col 8 enter the quantity of fuel in Gigajoules (GJ) used for a cold startup of this unit Heat input should be expressed on a lower caloric value basis
col 9a & 9b	Type 1 Fuel and Cost In col 9a enter the name of the primary fuel used during normal operation of this unit, (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) In col 9b enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ
col 9c & 9d	Type 2 Fuel and Cost If a second fuel type is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 9c (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ in col 9d

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-2 (cont'd)

col 9e & 9f — Type 3 Fuel and Cost If a third fuel type is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 9e (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January,1998 US$/GJ in col 9f

col 10 — Fuel, Mix (%) For each of the fuel types identified in col 9, enter percent (%) of each fuel normally consumed on a heat input basis For example, an entry of "50 / 30 / 20" in col 10 would indicate that, on an annual basis, the first fuel type provides 50% of the heat input, the second fuel type provides 30% of the heat input and the third fuel type provides 20% of the heat input

col 11 — Coal Fuel Name For all units which are identified in col 9 as burning coal, enter the name of the coal used

col 12 — Design / Available Capacity (MW) Enter in col 12 the design and currently available net plant capability without district heat production For example, an entry of "300 / 270" would indicate the unit was designed for a net output of 300 MW when not producing district heat and is currently capable of producing 270 MW when not producing district heat

col 13 — Outage Rate (%), Planned Enter the average annual planned outage rate for this unit The planned outage rate (%) is calculated as

$$= (POH - 8760) \times 100$$

where, POH is the number of hours in a year where the unit can reasonably be expected to be out of service for scheduled maintenance

col 14 — Outage Rate (%), Forced Enter the average annual forced outage rate for this unit The forced outage rate (%) is calculated as

$$= (FOH - (8760 - POH)) \times 100$$

where, FOH is the average number of hours per year where the unit can reasonably be expected to be out of service as a result of unplanned events, and POH is as defined for col 13

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-2 (cont'd)

col 15 — Operating and Maintenance Costs, Fixed ($/kW/y) Enter in col 15 the portion of annual operating and maintenance costs for this unit which do not vary with unit output The fixed operating and maintenance cost should be expressed in January 1998 U S dollars per year per kW of available full load capacity (i e col 12)

Fixed operating and maintenance costs generally include

- salaries, including burdens for operating and maintenance staff
- fixed portion of maintenance material costs

All local costs should be converted to U S dollars based on the following January, 1998 conversion rates

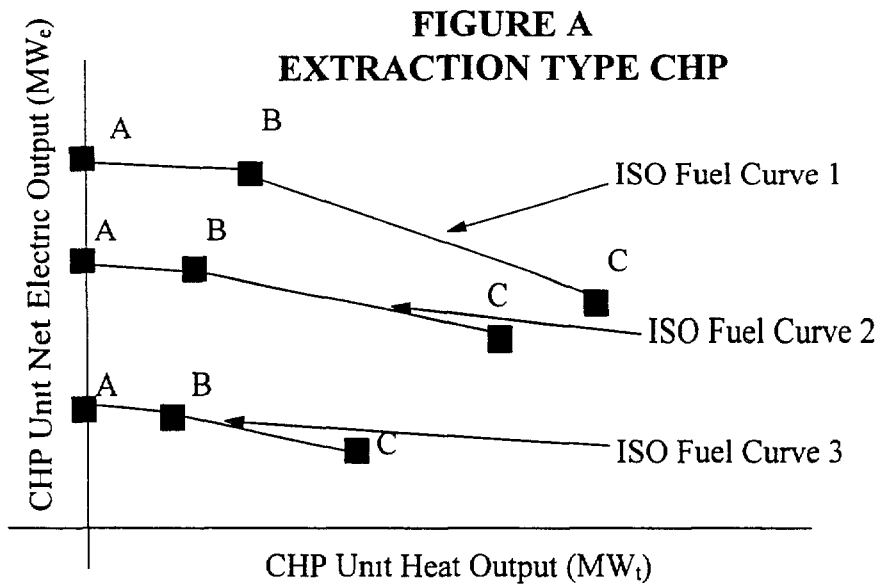
• Kyrgyzstan	18	Soms	= 1 U S $
• Kazakhstan	76	Tenges	= 1 U S $
• Uzbekistan	82	Sums	= 1 U S $

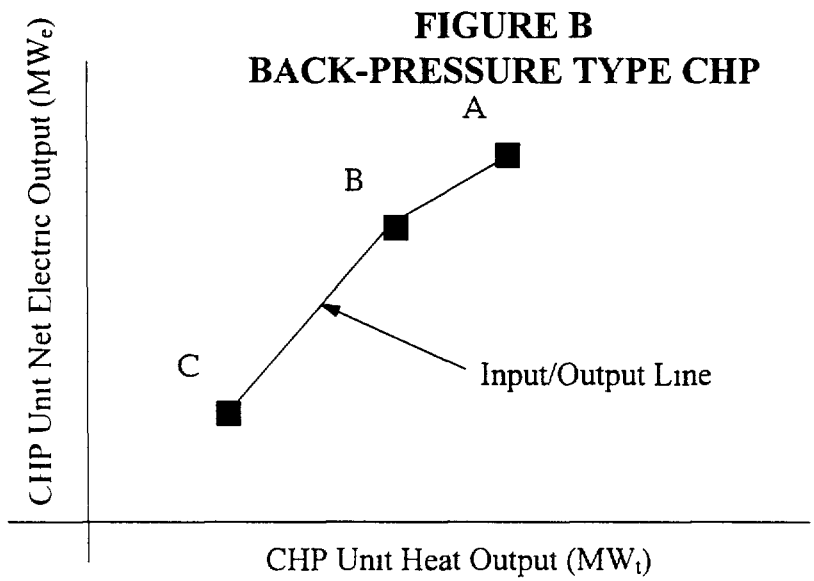
col 16 — Operating and Maintenance Costs, Variable ($/MWh) Enter in col 16 the portion of annual operating and maintenance costs for this unit which vary with net plant output Variable costs generally include consumables such as, water chemicals and other materials that are consumed in proportion to energy output Fuel costs are not included in Variable O&M costs Variable costs should be expressed in January 1998 U S dollars per MWh of net output from this unit The currency conversion rates identified in the instructions for col 15 should be used

col 17 — CHP Type Enter the type of CHP unit Enter "E" for an extraction or "B" for a back-pressure type, in col 17

Operating Curves In order to model the electric production associated with CHP plants, the heat/power characteristics associated with a unit must be known The heat/power characteristics are represented using iso-fuel curves for extraction type units (i e , type "E") and as an input/output line for back-pressure units (i e , type "B") Figures A and B illustrate heat/power characteristics for these two types of units

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-2 (cont'd)





c \kyrg_mem\desc_gen doc (2/11/98)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-2 (cont'd)

EXTRACTION TYPE CHP UNITS

For extraction type units point A on each iso-fuel curve corresponds to the electric output at zero district heat production and point C corresponds to the electric production and thermal production which is attained at maximum heat production Point B is an intermediate point on each iso-fuel curve

col 18, 19, 20 & 21

Iso-fuel Curve 1 Iso-fuel curve 1 should be chosen so as to represent the maximum operating capacity of the unit (i e , maximum fuel heat input) In col 18, enter the fuel associated with the maximum operating capacity of the unit in GJ In columns 19, 20, & 21 enter the power (MW_e)/heat (MW_t) associated with the heat input of col 18 at points A, B, & C, respectively

col 22, 23, 24, & 25

Iso-fuel Curve 2 In col 22 through 25 enter the data associated with iso-fuel curve 2, as shown in the Figure A

Iso-curve 2 should be chosen so as to represent an intermediate operating point In col 22 enter the fuel associated with this intermediate point in GJ In columns 23, 24, & 25 enter the power (MW_e)/heat (MW_t) associated with the heat input of col 22 at points A, B, & C, respectively

col 26, 27, 28 & 29

Iso-fuel Curve 3 In col 30 through 33 enter the data associated with iso-fuel curve 3, as shown in the Figure A

Iso-curve 4 should be chosen so as to represent the minimum operating capacity of the unit (i e , minimum fuel heat input) In col 26 enter the fuel input associated with the minimum operating capacity of the unit in GJ In columns 27, 28, & 29 enter the power (MW_e)/heat (MW_t) associated with the heat input of col 26 at points A, B, & C, respectively

INSTRUCTIONS FOR TABLE 3-2 (cont'd)

BACK-PRESSURE TYPE CHP UNITS

For back Pressure Units only three points are required to represent the heat/power characteristics of the units For back-pressure units the following entries are necessary

col 18	Enter the maximum fuel heat input for the unit in GJ
col 19	Enter the power (MW_e)/ heat (MW_t) associated with operation of the back-pressure unit at maximum fuel heat input (Point A)
col 22	Enter the fuel heat input (GJ) corresponding to an intermediate operating point
col 23	Enter the power (MW_e)/ heat (MW_t) associated with operation of the back-pressure unit at the intermediate fuel heat input identified in column 22 (Point B)
col 26	Enter the fuel heat input (GJ) corresponding to the minimum stable operating level of the unit
col 27	Enter the power (MW_e)/ heat (MW_t) associated with operation of the back-pressure unit at the minimum fuel heat input identified in column 26 (Point C)

SECTION 4 0

COMMITTED THERMAL GENERATING UNIT DATA

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-1

Committed Thermal Generation Units - Non-CHP

General	On each line of Table 4-1 enter the following data for all committed units (including auto generators) located in the country or region covered by this inquiry
col 1	Plant Name Enter the name of the power plant where the unit is located
col 2	Unit No Enter the unit number
col 3	Plant Location Enter the name of the city or town nearest to the plant
col 4	Operating Entity Enter the name of the company which will operate this unit
col 5	Expected Service Date Enter the month/year in which the unit is expected to be put into service
col 6	Start Up Fuel, Type In col 6 enter the name of the type of fuel (e g distillate, mazut, etc) expected to be used for plant start up
col 6a	Start Up Time (hrs) In col 6a enter the time it takes for the unit to achieve minimum load defined in col 12 during a cold start, in hours
col 7	Start Up Fuel, Heat Input In col 7 enter the quantity of fuel in Gigajoules (GJ) expected to be used for a cold startup of this unit Heat input should be expressed on a lower caloric value basis
col 8a & 8b	Type 1 Fuel and Cost In col 8a enter the name of the primary fuel used during normal operation of this unit, (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas etc) In col 8b enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ
col 8c & 8d	Type 2 Fuel and Cost If a second fuel is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 8c (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ in col 9d
col 8e & 8f	Type 3 Fuel and Cost If a third fuel is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 9e (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January 1998 US$/GJ in col 8f

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-1(cont'd)

col 9 — Fuel, Mix (%) For each of the fuel types identified in col 8(a)-(f), enter percent (%) of each fuel expected to be normally consumed on a heat input basis For example, an entry of "50 / 30 / 20" in col 9 would indicate that, on an annual basis, the first fuel type would provide 50% of the heat input, the second fuel type would provide 30% of the heat input and the third fuel type would provide 20% of the heat input

col 10 — Coal Fuel Name For all units which are identified in col 8 as burning coal, enter the name of the coal that is expected to be used

col 11 — Design Capacity, Full Load Enter the design net full load capacity (MW)

col 11a — Design Capacity, Intermediate Load Enter an intermediate load between minimum and full load

col 12 — Design Capacity, Minimum Load Enter the design minimum load capacity (MW) for this unit when the unit is operating at its lowest stable operating point

col 13, 13a & 14 — Net Plant Heat Rate (kJ/kWh), Full Load, Intermediate Load, and Minimum Load Enter in col 13 the net heat rate for this unit at the full load capacity identified in col 11 Enter in col 13a the net heat rate for this unit at the full load capacity identified in col 11a Enter in col 14 the net heat rate for this unit at the minimum load capacity identified in col 12 All heat rates should be on a lower caloric value basis

col 15 — Outage Rate (%), Planned Enter the expected average annual planned outage rate for this unit The planned outage rate (%) is calculated as

$$= (POH - 8760) \times 100$$

where, POH is the number of hours in a year where the unit can reasonably be expected to be out of service for scheduled maintenance

col 16 — Outage Rate (%), Forced Enter the expected average annual forced outage rate for this unit The forced outage rate (%) is calculated as

$$= (FOH - (8760 - POH)) \times 100$$

where, FOH is the average number of hours per year where the unit can reasonably be expected to be out of service as a result of unplanned events and POH is as defined for col 15

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-1 (cont'd)

col 17 — Operating and Maintenance Costs, Fixed ($/kW/y) Enter in col 17 the portion of expected annual operating and maintenance costs for this unit which do not vary with unit output The fixed operating and maintenance cost should be expressed in January 1998 U S dollars per year per kW of available full load capacity (i e col 11)

Fixed operating and maintenance costs generally include

- salaries, including burdens for operating and maintenance staff
- fixed portion of maintenance material costs

All local costs should be converted to U S dollars based on the following January, 1998 conversion rates

- Kyrgyzstan 18 Soms = 1 U S $
- Kazakhstan 76 Tenges = 1 U S $
- Uzbekistan 82 Sums = 1 U S $

col 18 — Operating and Maintenance Costs, Variable ($/MWh) Enter in col 18 the portion of the expected annual operating and maintenance costs for this unit which vary with net plant output Variable costs generally include consumables such as, water, chemicals and other materials that are consumed in proportion to energy output Fuel costs are not included in Variable O&M costs Variable costs should be expressed in January 1998 U S dollars per MWh of net output from this unit The currency conversion rates identified in the instructions for col 17 should be used

col 19 — Percent (%) Complete Enter in col 19 the percent of the total project completed to date

col 20 — Estimated Completion Cost Enter in col 20 the estimated cost to complete this unit Cost should be provided in millions of January 1998 U S $ (exclusive of financing costs) Currency conversion rates as indicated in the instructions for col 17 should be used

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-2

Committed Thermal Generation Units - CHP

General	On each line of Table 4-2 enter the following data for all committed units (including auto generators) located in the country or region covered by this questionnaire
col 1	Plant Name Enter the name of the power plant where the unit is located
col 2	Unit No Enter the unit number
col 3	Plant Location Enter the name of the city or town nearest to the plant
col 4	Operating Entity Enter the name of the company which will operate this unit
col 5	Expected Service Date Enter the month/year in which the unit is expected to be put into service
col 6	Start Up Fuel, Type In col 6 enter the name of the type of fuel (e g distillate, mazut, etc) used for plant start up
col 6a	Start Up Time (hrs) In col 6a enter the time it takes for the unit to achieve minimum load during cold start Minimum load is the capacity (MW) from this unit when the unit is operating at its lowest stable operating point
col 7	Start Up Fuel, Heat Input In col 7 enter the quantity of fuel in Gigajoules (GJ) expected to be used for a cold startup of this unit Heat input should be expressed on a lower caloric value basis
col 8a & 8b	Type 1 Fuel and Cost In col 8a enter the name of the primary fuel used during normal operation of this unit, (e g , coal, mazut, distillate oil, natural gas, etc) In col 8b enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ
col 8c & 8d	Type 2 Fuel and Cost If a second fuel type is used in the normal operation of this unit, enter the name of the fuel used in col 8c (e g , coal, mazut, distillate oil natural gas etc) Enter the cost of this fuel in January, 1998 US$/GJ in col 8d
col 8e & 8f	Type 3 Fuel and Cost If a third fuel type is used in the normal operation of this unit enter the name of the fuel used in col 8e (e g , coal, mazut distillate oil natural gas, etc) Enter the cost of this fuel in January,1998 US$/GJ in col 8f

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-2 (cont'd)

col 9 — Fuel, Mix (%) For each of the fuel types identified in col 8(a)-(f), enter percent (%) of each fuel expected to be normally consumed on a heat input basis For example, an entry of "50 / 30 / 20" in col 9 would indicate that, on an annual basis, the first fuel type would provide 50% of the heat input, the second fuel type would provide 30% of the heat input and the third fuel type would provide 20% of the heat input

col 10 — Design Capacity, Full Load (MW) Enter in col 11 the design net full load plant capability without district heat production

col 11 — Design Capacity, Minimum Load (MW) Enter in col 12 the design net minimum load plant capability without district heat production

col 12 — Coal Fuel Name For all units which are identified in col 8 as burning coal, enter the name of the coal that is expected to be used

col 13 — Outage Rate (%), Planned Enter the expected average annual planned outage rate for this unit The planned outage rate (%) is calculated as

$$= (POH - 8760) \times 100$$

where, POH is the number of hours in a year where the unit can reasonably be expected to be out of service for scheduled maintenance

col 14 — Outage Rate (%), Forced Enter the expected average annual forced outage rate for this unit The forced outage rate (%) is calculated as

$$= (FOH - (8760 - POH)) \times 100$$

where, FOH is the average number of hours per year where the unit can reasonably be expected to be out of service as a result of unplanned events, and POH is as defined for col 13

col 15 — Operating and Maintenance Costs, Fixed ($/kW/y) Enter in col 15 the portion of expected annual operating and maintenance costs for this unit which do not vary with unit output The fixed operating and maintenance cost should be expressed in January 1998 U S dollars per year per kW of available full load capacity (i e col 10)

Fixed operating and maintenance costs generally include

- salaries, including burdens for operating and maintenance staff
- fixed portion of maintenance material costs

All local costs should be converted to U S dollars based on the following January 1998 conversion rates

- Kyrgyzstan 18 Soms = 1 U S $
- Kazakhstan 76 Tenges = 1 U S $

c \kyrg_mem\desc_gen doc (2/11/98)

- Uzbekistan ___82___ Sums = 1 U S $

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-2 (cont'd)

col 16 — Operating and Maintenance Costs, Variable ($/MWh) Enter in col 16 the portion of expected annual operating and maintenance costs for this unit which vary with net plant output Variable costs generally include consumables such as, water, chemicals and other materials that are consumed in proportion to energy output Fuel costs are not included in Variable O&M costs Variable costs should be expressed in January 1997 U S dollars per MWh of net output from this unit The currency conversion rates identified in the instructions for col 39 should be used

col 17 — Percent (%) Complete Enter in col 17 the percent of the total project completed to date

col 18 — Estimated Completion Cost Enter in col 18 the estimated cost to complete this unit Cost should be provided in millions of January 1998 U S $ (exclusive of financing costs) Currency conversion rates as indicated in the instructions for col 39 should be used

col 19-30 — **Operating Curves** In order to model the electric production associated with CHP plants, the heat/power characteristics associated with a unit must be known The heat/power characteristics are represented using iso-fuel curves for extraction type units (i e , type "E") and as an input/output line for back-pressure units (i e , type "B") Figures A and B illustrate heat/power characteristics for these two types of units

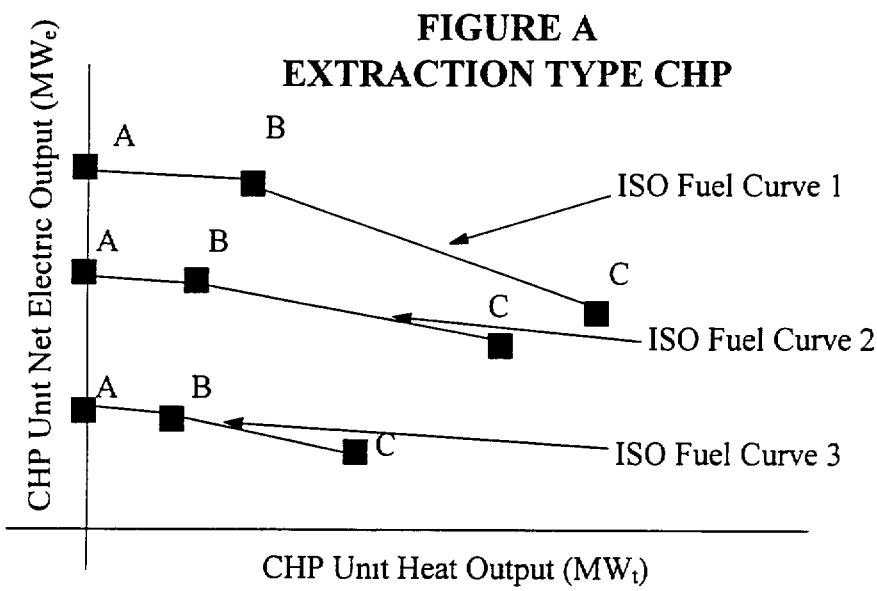


FIGURE A
EXTRACTION TYPE CHP
CHP Unit Net Electric Output (MWe)
A
B
C
ISO Fuel Curve 1
ISO Fuel Curve 2
ISO Fuel Curve 3
CHP Unit Heat Output (MWt)

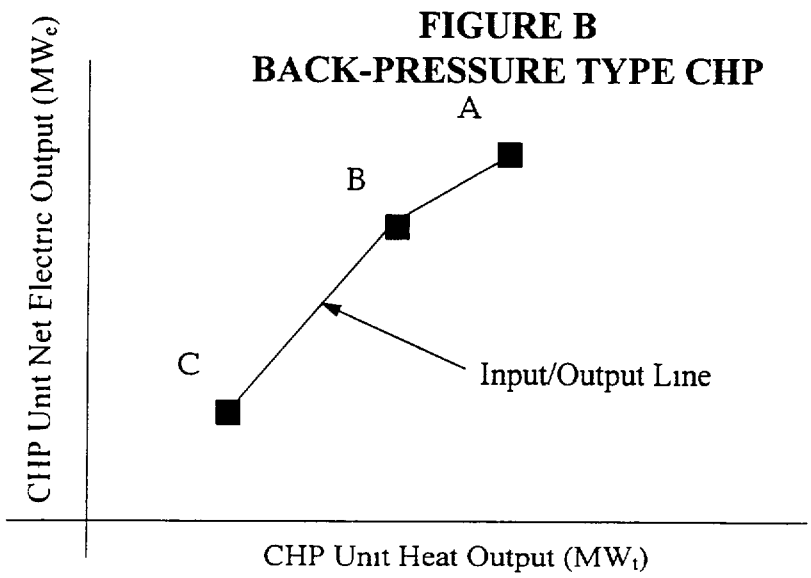


FIGURE B
BACK-PRESSURE TYPE CHP
CHP Unit Net Electric Output (MWe)
A
B
C
Input/Output Line
CHP Unit Heat Output (MWt)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-2 (cont'd)

EXTRACTION TYPE CHP UNITS

For extraction type units point A on each iso-fuel curve corresponds to the electric output at zero district heat production and point C corresponds to the electric production and thermal production which is attained at maximum heat production Point B is an intermediate point on each iso-fuel curve

col 19, 20, 21, & 22 — Iso-fuel Curve 1 Iso-fuel curve 1 should be chosen so as to represent the maximum operating capacity of the unit (i e , maximum fuel heat input) In col 19, enter the fuel associated with the maximum operating capacity of the unit in GJ In columns 20, 21, & 22 enter the power (MW_e)/heat (MW_t) associated with the heat input of col 19 at points A, B, & C, respectively

col 23, 24, 25, & 26 — Iso-fuel Curve 2 In col 23 through 26 enter the data associated with iso-fuel curve 2, as shown in Figure A

Iso-curve 2 should be chosen so as to represent an intermediate operating point In col 23 enter the fuel associated with this intermediate point in GJ In columns 24, 25, & 26 enter the power (MW_e)/heat (MW_t) associated with the heat input of col 23 at points A, B, & C, respectively

col 27, 28, 29, & 30 — Iso-fuel Curve 3 In col 27 through 30 enter the data associated with iso-fuel curve 3, as shown in the Figure A

Iso-curve 4 should be chosen so as to represent the minimum operating capacity of the unit (i e , minimum fuel heat input) In col 27 enter the fuel input associated with the minimum operating capacity of the unit in GJ In columns 28, 29, & 30 enter the power (MW_e)/heat (MW_t) associated with the heat input of col 27 at points A, B, & C, respectively

INSTRUCTIONS FOR TABLE 4-2 (cont'd)

BACK-PRESSURE TYPE CHP UNITS

For back Pressure Units only three points are required to represent the heat/power characteristics of the units For back-pressure units the following entries are necessary

col 19	Enter the maximum fuel heat input for the unit in GJ
col 20	Enter the power (MW_e)/ heat (MW_t) associated with operation of the back-pressure unit at maximum fuel heat input (Point A)
col 23	Enter the fuel heat input (GJ) corresponding to an intermediate operating point
col 24	Enter the power (MW_e)/ heat (MW_t) associated with operation of the back-pressure unit at the intermediate fuel heat input identified in column 23 (Point B)
col 27	Enter the fuel heat input (GJ) corresponding to the minimum stable operating level of the unit
col 28	Enter the power (MW_e)/ heat (MW_t) associated with operation of the back-pressure unit at the minimum fuel heat input identified in column 27 (Point C)

SECTION 5 0

(not used)

SECTION 6 0

HISTORIC ELECTRIC LOAD DATA

INSTRUCTIONS FOR TABLE 6-1

Maximum Demand, Energy Supply and Disposition

Line 6 1	Maximum Annual Domestic Demand (MW) Provide maximum annual demands for each year, 1989 to 1997 The maximum annual demand should be the total coincident generation basis demand for the country or region under study, exclusive of exports
Line 6 2	Annual Domestic Consumption (GWh) Provide annual domestic electricity consumption for each year, 1989 to 1997 Annual domestic consumption should be on a generation basis (i e , inclusive of transmission and distribution losses)
Line 6 3	Gross Generation (GWh) Provide total annual generation (GWh) from all domestic generating units on a gross output basis for each year, 1989 to 1997
Line 6 4	Station Uses (GWh) Provide total annual energy consumed to serve station uses (i e , auxiliary loads)
Line 6 5	Net Generation (GWh) Provide total annual net generation produced by electric generating units in the country or region under study for each year, 1989 to 1997 Note that Line 6 5 = Line 6 3 - Line 6 4
Lines 6 6-6 10	Imports (GWh) For each year, 1989 to 1997, identify the amount and source of electric energy imported into the country or region under study
Line 6 11	Total Imports (GWh) This Line is the sum of the annual imports of electric energy from all sources as identified in Lines 6 6-6 10
Line 6 12	Total Net Energy Generated and Imported (GWh) This Line is the sum of Line 6 5 (Net Generation) and Line 6 11 (Total Imports) and reflects the total annual energy into the electric system of the country or region under study
Lines 6 13-6 17	Domestic Sales (GWh) Provide historical domestic sales by sector for each year, 1989 to 1997 Use Lines 6 16 and 6 17 to report sales for sectors not otherwise classified as industrial, commercial, or residential Domestic sales do not include exports out of the country or region under study
Line 6 18	Total Domestic Sales (GWh) This Line is the sum of Lines 6 13 to 6 17

c \kyrg_mem\desc_gen doc (2/11/98)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 6-1 (cont'd)

Line 6 19-6 23	Exports (GWh) For each year, 1989 to 1997, identify the amount and purchaser of electric energy exported out of the country or region under study
Line 6 24	Total Exports (GWh) This Line is the sum of the annual exports of electric energy identified in Lines 6 19 to 6 23
Line 6 25	Transmission and Distribution Losses (GWh) Provide annual transmission and distribution losses for each year, 1989 to 1997
Line 6 26	Unaccounted for Losses (GWh) Report any other losses not accounted for in Line 6 25 for each year, 1989 to 1997
Line 6 27	Total Disposition of Energy (GWh) This Line is the sum of Line 6 18 (Total Domestic Sales), Line 6 24 (Total Exports), Line 6 25 (Transmission and Distribution Losses) and Line 6 26 (Unaccounted for Losses)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 6-2

Monthly Demand and Energy Statistics

Line 6 28, Line 6 30, Line 6 32, & Line 6 34	Monthly to Annual Maximum Domestic Demand Ratio Provide monthly to annual maximum domestic demand ratios for each month for the years 1989, 1992, 1995, and 1997 The ratios should be presented on a generation basis using the maximum annual domestic demands presented in Line 6 1 of Table 6-1
Line 6 29, Line 6 31, Line 6 33, & Line 6 35	Monthly to Annual Domestic Energy Consumption Ratio Provide monthly to annual domestic energy consumption ratios for each month for the years 1989, 1992, 1995, and 1997 The ratios should be presented on a Line generation basis using the annual domestic energy consumption presented in Line 6 2 of Table 6-1

INSTRUCTIONS FOR TABLE 6-3

Hourly Load Shape Data for a Typical Week in Each Season in Years 1995 and 1997

Lines 6 36-6 39 Hourly Load Shape Data Provide hourly load shape data for a typical week
Lines 6 40-6 43 in each of the four seasons for the years 1995 and 1997 The load shape data should be provided on a generation basis and expressed as the ratio (decimal) of the typical hourly domestic load to the maximum annual domestic demand presented as Line 6 1 for 1997 in Table 6-1

SECTION 7 0

FORECASTED ELECTRIC DOMESTIC LOAD DATA

(1998-2015)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 7-1

Maximum Annual Demand and Energy Consumption by Scenario

Line 7 1, Line 7 5 & Line 7 9	Maximum Annual Domestic Demand (MW) Provide forecasted maximum annual domestic demands for each year 1998 to 2000, 2005, 2010, and 2015 The forecasts should be provided on Lines 7 1, 7 5 and 7 9 for the "Most Probable", "High" and "Low" load growth scenarios, respectively The maximum annual demands should be presented on a generation basis for the country or region under study
Line 7 2, Line 7 6 & Line 7 10	Domestic Sales (GWh) Provide forecasted domestic annual sales for each year 1998 to 2000, 2005, 2010, and 2015 The forecasts should be provided on Lines 7 2, 7 6 and 7 10 for the "Most Probable", "High" and "Low" load growth scenarios, respectively
Line 7 3, Line 7 7 & Line 7 11	Transmission, Distribution and Unaccounted for Losses (GWh) Provide forecasted transmission, distribution and unaccounted for losses for each year 1998 to 2000, 2005, 2010, and 2015 The forecasts should be provided on Lines 7 3, 7 7 and 7 11 for the "Most Probable", "High" and "Low" load growth scenarios, respectively
Line 7 4, Line 7 8 & Line 7 12	Annual Domestic Energy Consumption (GWh) Provide domestic energy consumption for each year 1998 to 2000, 2005, 2010, and 2015 The forecasts should be provided on Lines 7 4, 7 8 and 7 12 for the "Most Probable", "High" and "Low" load growth scenarios, respectively Domestic energy consumption should be provided on a generation basis i e , sales plus transmission, distribution and unaccounted for losses

INSTRUCTIONS FOR TABLE 7-2

Forecasted Monthly Demand and Energy Statistics
"Most Probable" Load Growth Scenario

Line 7 13, Line 7 15, Line 7 17, Line 7 19, & Line 7 21	Monthly to Annual Maximum Domestic Demand Ratio Provide forecasted monthly to annual maximum domestic demand ratios for each month of each of the years 1998 (Line 7 13), 2000 (Line 7 15), 2005 (Line 7 17), 2010 (Line 7 19), and 2015 (Line 7 21) These data should be provided only for the "Most Probable" load growth scenario The data should express the ratio of forecasted monthly maximum demand to the forecasted maximum annual demand presented on Line 7 1 of Table 7-1
Line 7 14, Line 7 16, Line 7 18, Line 7 20, Line 7 22	Monthly to Annual Domestic Energy Consumption Ratio Provide forecasted monthly to annual domestic energy consumption ratios for each month of each of the years 1998 (Line 7 14), 2000 (Line 7 16), 2005 (Line 7 18), 2010 (Line 7 20), and 2015 (Line 7 22) These data should be provided only for the "Most Probable" load growth scenario The data should be on a generation basis and express the ratio of forecasted monthly electric energy consumption to the forecasted annual domestic energy consumption presented on Line 7 4 of Table 7-1

INSTRUCTIONS FOR TABLE 7-3

Sectorial Sales Forecast (GWh)
"Most Probable" Load Growth Scenario
1998 to 2015

Lines 7 25-7 29 Sectorial Sales Forecast (GWh) Provide forecasted domestic sales (GWh) by sector for the "Most Probable" load growth scenario for each of the years 1998, 2000, 2005, 2010, and 2015 Use Lines 7 28 and 7 29 for sales not otherwise classified as commercial, residential or industrial

Line 7 30 Total Domestic Sales (GWh) This Line is the sum of the sectorial sales by year

INSTRUCTIONS FOR TABLE 7-4

Hourly Load Shape Data
"Most Probable" Load Growth Scenario

Lines 7 31-7 54 Hourly Load Shape Data Provide hourly load shape data for a typical week in each of the four seasons (winter, spring, summer and fall) for each year 1998, 2000, 2005, 2010, and 2015 These data should be provided only for the "Most Probable" load growth scenario The hourly load shape data should be provided on a generation basis and expressed as a ratio (decimal) of the typical hourly load to the forecasted maximum annual domestic demands presented on Line 7 1 of Table 7-1

SECTION 8 0

THERMAL LOAD DATA
(1997--2015)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 8-1

Maximum Annual Thermal Demand and Consumption by Scenario

The purpose of this section is to compile thermal load data for each of the district heating systems in the country which are served by the CHP units that were identified in Tables 3 2 and 4 2

Table 8-1 should be filled for each district heating system in the country

line 8 0 — District Heating System Enter the name of the District Heating System for which the data is being provided Please name all CHP units that belong to that system

line 8 1 — Maximum Annual Thermal Demand (GJ/h) Enter actual maximum thermal demand for 1997 and forecasted demand for the years 2000, 2005, 2010, and 2015, corresponding to "most probable", "high", and "low" thermal growth forecasts Note, maximum demand (GJ/h) should be on a generation basis, i e , inclusive of transmission and distribution losses

col 8 2 — Annual Thermal Energy Consumption (GJ) Enter the actual thermal energy consumption for 1997 and forecasted consumption for the years 2000, 2005, 2010, and 2015, corresponding to the "most probable", "high", and "low" growth forecasts Note, consumption (GJ) should be on a generation basis, i e , inclusive of transmission and distribution losses

INSTRUCTIONS FOR TABLE 8-2

Monthly Thermal Demand and Consumption Statistics
Most Probable Load Growth Scenario

Table 8-2 should be filled for each district heating system in the country

line 8 0	District Heating System Enter the name of the District Heating System for which the data is being provided Please name all CHP units that belong to that system
lines 8 7, 8 9, 8 11, 8 13, & 8 15	Monthly to Annual Maximum Thermal Demand Ratios Enter Monthly to annual maximum thermal demand ratios (decimal) for each month for the year 1997 (actual) and for the years 2000, 2005, 2010, and 2015 (or most probable district heating system thermal load growth scenario) For example, if the maximum annual thermal demand was 100 GJ/h and occurred in January and the maximum demand was 75 GJ/h in February, then the February entry would be 0 75 (i e , 75/100) and the January entry would be 1 00 (i e , 100/100)
line 8 8, 8 10, 8 12, 8 14, & 8 16	Monthly to Annual Thermal Energy Consumption Ratios Enter monthly to annual thermal energy consumption ratios (decimal) for each month for the year 1997 (actual) and for the years 2000, 2005, 2010, and 2015 (or the most probable load growth scenario) For example, if the total monthly consumption was 1000 GJ for January (the maximum for all months) and the monthly thermal energy consumption for February was 500GJ, then the February entry would be 0 50 (i e , 500/1000) and the January entry would be 1 00 (i e , 1000/1000)

INSTRUCTIONS FOR TABLE 8-3

Hourly Thermal Load Shape Data
"Most Probable" Load Growth Scenario

Table 8-3 should be filled for each district heating system in the country

lines 8 0 — District Heating System Enter the name of the District Heating System for which the data is being provided Please name all CHP units that belong to that system

lines 8 17-8 36 — Hourly Thermal Load Shape Data Provide hourly load shape data for a typical day in each of the four seasons (winter, spring, summer and fall) for each year 1997 (actual), 2000, 2005, 2010, and 2015 These data should be provided only for the "Most Probable" load growth scenario The hourly load shape data should be provided on a generation basis and expressed as a ratio (decimal) of the typical hourly load to the forecasted maximum annual thermal demands presented on Line 8 1 of Table 8-1

APPENDIX B
RESPONSES OF THE INQUIRY DOCUMENT FOR THERMAL GENERATION DATA

KAZAKHSTAN

#1

USAID Delivery Order No 7, Task 3

Проект Оптимизации

Системы Рек Нарин и Сыр Дарья

Вопросник для Моделирования Тепловых Станций

для

ЮЖНОГО КАЗАХСТАНА

Подготовлено Компанией Бернс энд Рой

Февраль, 1998

1/79

190

СОДЕРЖАНИЕ

1 0 ВСТУПЛЕНИЕ

2 0 ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ

3 0 ДАННЫЕ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ АГРЕГАТАМ

- Таблица 3 – 1 Существующие Агрегаты – ГРЭС
- Инструкции для Таблица 3 – 1

- Таблица 3 – 2 Существующие Агрегаты – ТЭЦ
- Инструкции для Таблицы 3 – 2

4 0 ДАННЫЕ ПО ПЛАНИРУЕМЫМ АГРЕГАТАМ

- Таблица 4 – 1 Планируемые Агрегаты – ГРЭС
- Инструкции для Таблицы 4 – 1

- Таблица 4 – 2 Планируемые Агрегаты – ТЭЦ
- Инструкции для Таблицы 4 – 2

5 0 (Не используется)

6 0 ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

- Таблица 6 – 1 Максимальное потребление и прозводство электроэнергии
- Инструкции для Таблицы 6 – 1

- Таблица 6 – 2 Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии
- Инструкции для Таблицы 6 – 2

- Таблица 6 – 3 Кривая часовых нагрузок для типичной недели каждого времени года
- Инструкции для Таблицы 6 – 3

7 0 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 – 2000)

- Таблица 7 – 1 Максимальное ежегодное потребление и прозводство электроэнергии для различных сценариев развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 1

- Таблица 7 – 2 Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 2

- Таблица 7 – 3 Ежемесячное продажа электроэнергии по секторам для наиболее вероятного сценария развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 3

2/79

- Таблица 7 – 4 Кривая часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года для наиболее вероятного сценария развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 4

8 0 ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

- Таблица 8 – 1 Максимальное потребление и прозводство тепловой энергии
- Инструкции для Таблицы 8 – 1

- Таблица 8 – 2 Ежемесячное потребление и прозводство тепловой энергии
- Инструкции для Таблицы 8 – 2

- Таблица 8 – 3 Кривая часовых тепловых нагрузок для типичной недели каждого времени года
- Инструкции для Таблицы 8 – 3

Раздел 1.0

ВСТУПЛЕНИЕ

Прилагаемые страницы определяют данные энергетической системы необходимые для осуществления Проекта Оптимизации Систем Рек Нарин и Сыр Дарья В основном эти данные похожи на предыдущие, собранные компанией Бернс анд Роу в 1996 году

Целью данного вопросника является определение и сбор данных по энергетическому сектору вашей республики Необходимо отметить, что некоторые данные, включенные в данный вопросник, были предоставлены нам в ответ на документ – справку 1996 года

Вам нобходимо проверить, подкорректировать и обновить эти данные, а так же заполнить все пропуски существующих и новых данных Пожалуйста, просмотрите инструкции внимательно для обеспечения предоставления необходимых данных

Данный вопросник состоит из серии таблиц и инструкций для их заполнения Вопросник состоит из следующих девяти (9) разделов

Раздел 2	–	ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ
Раздел 3	–	ДАННЫЕ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ ТЕПЛОВОМ АГРЕГАТАМ
Раздел 4	–	ДАННЫЕ ПО ПЛАНИРУЕМЫМ ТЕПЛОВЫМ АГРЕГАТАМ
Раздел 5	–	(Не используется)
Раздел 6	–	ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
Раздел 7	–	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 – 2000)
Раздел 8	–	ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

4/79

РАЗДЕЛ 2 0

ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ

2 1 Какой критерий используется для определения резерва мощности системы? (например, мощность наибольшего работающего агрегата, и т д)

Мощность наибольшего из работающих агрегатов

2 2 Какой критерий используется для определения достаточности мощности системы? (например, резерв во время максимальной нгрузки сустемы, и т д)

Резерв во время максимальной нагрузки 10% от максимальной.

2 3 Существует ли Экономическое Обоснование планирования системы? Если да, то кем и когда оно подготовленно? Предоставьте пожалуйста копию последнего Обоснования

нет

2 4 Предоставьте описание оснований ввода в работу агрегатов и состовления графика работы агрегатов для поддержки нобходимой нагрузки системы

В настоящее время основанием ввода в работу агрегата для поддержания необходимой нагрузки является проплата за потребленную электроэнергию потребителями.

2 5 Существуют ли договоры по обмены электоэнергией с соседними странами? Предоставьте детали таких договоров

Есть договоры на поставку электро энергии из соседних стран, но они находятся у потребителей КЕГОС является транспортной компанией и осуществляет услуги по транспорту электроэнергии

2 6 Какие типы агрегатов и топлив рессматриваются в перспективе для обеспечения будущих нагрузок?

Рассматривается вариант строительства Южно-Казахстанской ГРЭС с блоками 500 МВт на экибастузском угле. Окончательного решения по этому вопросу еще нет.

РАЗДЕЛ 3 0

ДАННЫЕ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ АГРЕГАТАМ

8/79

197

Таблица 3 – 1 Существующие Агрегаты – ГРЭС

Южный Казахстан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 7	кол 7а	кол 8	кол 9а	кол 9б	кол 9в	кол 9г	кол 9д	кол 9е	кол 10
								Пуск		Основное Топливо						
In	Название Станции	No Агрег	Располож Станции	Управ Орг	Ввод в Экспл	Вывод из Экс	Раст Топл	Время Пуск (ч)	Расход Топл (т/ч)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/Гдж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип1($/Гдж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип1($/Гдж)	Смесь(%)
1	Джамбульская		the town of Zhambyl	ТС Дж ГРЭС ~~Kazakstanenergo~~												
2		1			1967	1999	мазут	4 *	~~480~~ 108	газ	34 53	мазут	61 95			79 7/20 3
3		2			1968	2000	мазут	4,3	~~480~~ 108	газ	34 53	мазут	61 95			79 7/20 3
4		3			1969	2001	мазут	4,3	~~480~~ 108	газ	34 53	мазут	61 95			79 7/20 3
5		4			1972	2007	мазут	4 3	~~480~~ 127	газ	34 53	мазут	61 95			79 7/20 3
6		5			1973	2008	мазут	4,3	~~480~~ 127	газ	34 53	мазут	61 95			79 7/20 3
7		6			1976	2011	мазут	4,3	~~480~~ 127	газ	34,53	мазут	61 95			79 7/20 3
8																
9	Алматинская		the city of Almaty	АПК Трактебел ~~Almatyenergo~~												
10		1			1962	1998	mazut	4,0	~~1226~~ 80	уголь	9 35					100
11		2			1963	1999	mazut	4,0	~~1226~~ 80	уголь	9 35					100
12		3			1964	2000	mazut	4 0	~~1226~~ 80	уголь	9 35					100
13		4			1965	2001	mazut	4 0	~~1226~~ 80	уголь	9 35					100
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																

x) Стоимость топлива принятая в энергетике Казахстана ($/тонну условного – тут)

[redacted]

xx) Пуск осуществляется на мазуте (всех станции)
мазут – Q = 9500 ккал/кг.

xxx) Срок службы проектный. (При наработке проектного числа часов необходимо 100% обследование металла турбины и специальное заключение)

192

10/79

Таблица 3 – 1 Существующие Агрегаты – ГРЭС

Южный Казахстан

	кол 9		кол 1	кол 12	кол 13	кол 13а	кол 14	кол 15	кол 15а	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20
			Уголь		Сущ Мощность (МВт)			Тепл Мощность Станции (КДж/КВт.Час))			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл	
in	Название Станции	No Агрег	Coal Fuel Name	Проект Мощ (МВт) Полн Нагр	Пол Нагр	Пром Нагр	Мин Нагр	Пол Нагр	Пром Нагр	Мин Нагр	План	Вынуж	Фикс ($/КВт/год)	Перем ($/МВт час)
1	Джамбульская			1230	1104		~~120~~	~~10200~~			13 4	12 5	2 7	0 9
2		1		200	196	150	110	10148	10236	10324	13 4	12 5	2 7	0 9
3		2		200	196	150	110	10148	10236	10324	13 4	12 5	2 7	0 9
4		3		200	196	150	110	10148	10236	10324	13 4	12 5	2 7	0 9
5		4		210	205	160	115	10148	10236	10324	13 4	12 5	2 7	0 9
6		5		210	205	160	115	10148	10236	10324	13 4	12 5	2 7	0 9
7		6		210	205	160	115	10148	10236	10324	13 4	12 5	2 7	0 9
8														
9	Алматинская		Borlinsky	173	165		~~36~~	~~5700~~			13 7	3 1	24 2	4 75
10		1	Ekibastuzsky	41	38	35	32	14482	14982	15105	13 7	3 1	24 2	4 75
11		2	Shubarkol	41	38	35	32	14782	14982	15105	13 7	3 1	24 2	4 75
12		3		41	38	35	32	14782	14982	15105	13 7	3 1	24 2	4 75
13		4		50	50	40	27	14668	14963	14978	13 7	3 1	24 2	4 75
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														

199 9/79

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 3 – 1

Существующие Агрегаты – ГРЭС

Общее В каждую линию Таблицы 3 – 1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 Дата Вывода из Эксплуатации Напишите месяц/год, в котором в настоящий момент планироуется вывести данный агрегат из эксплатации

кол 7 Растопочное Топливо В колонке 7 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 7(а) Время Пуска В колонке 7(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 8 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 8 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 9(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 9(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(в) (г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 9(в) название второго основного типа топлива используемого в данном агрегате т е уголь мазут дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

11|79

кол 9(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 9(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 10 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 9(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 10 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 11 Название угольного топлива Для всех агрегатов, описанных в колонке 9, как использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 12 Проектная Мощность Напишите проектную мощность при полной нагрузке

кол 13 Существующая Мощность, Полная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при полной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 13(а) Существующая Мощность, Промежуточная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при промжуточной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 14 Существующая Мощность, Минимальная Нагреузка Напишите реальную мощность (мвт) при минимальной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 15, 15(а), 16 Тепловая Мощность Станции (кДж/кВт/ч), Полная, Промежуточная, и Минимальная Нагрузки Напишите в кол 15 тепловую мощность для данного агрегата при полной нагрузке, в кол 15(а) тепловую мощность для данного агрегата при промежуточной нагрузке, в кол 14 тепловую мощность для данного агрегата при минимальной нагрузке Все значения тепловой мощности должны быть на основании низшей теплотворной способности

кол 17 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 18 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 17

кол 19 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 19 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все маестные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан	??? сом	= 1 US $
Казахстан	76 тенге	= 1 US $
Узбекистан	??? сум	= 1 US $

кол.20 Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч) Запишите в колонку 20 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 19

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 3–2

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

Общее В каждую линию Таблицы 3–2 запишите следующие данные по всем агрегатам (вкл автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданном вопрос

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 Дата Вывода из Эксплуатации Напишите месяц/год, в котором в настоящий момент планироуется вывести данный агрегат из эксплатации

кол 7 Растопочное Топливо В колонке 7 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 7(а) Время Пуска В колонке 7(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 8 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 8 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата и достижения минимально допустимой мощности Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 9(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 9(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 9(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 9(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 10 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 9(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 10 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 11 Название угольного топлива Для всех агрегатов, описанных в колонке 9, как использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 12 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную/ существующую в настоящее время мощность станции без производства тепла для централизованного отопления Например, запись "300/270" означала бы то, что агрегат был рассчитан на чистую выработку 300 МВт без производства тепла для централизованного отопления, а в настоящее время он может производить 270 МВт без производства тепла для централизованного отопления

кол 13 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 14 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год когда ожидается что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев и ЧПО, как определено в колонке 17

15/79

стр 143г

ТАБЛИЦА 3-2

Лист 1 из 3

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

lin	1 Назв Станции	2 No Агрегата	3 Располож Станции	4 Управл Орг	5 Ввод в Экспл	6 Вывод из Экс	7 Раст Топл	7а Пуск Время Пуск (ч)	8 Расх ~~Подвод~~ Топл (Тонн мазута) Топл (ГДж)	9а Основное Топливо Тип 1 Топлива	9б Стоимость тут Тип1($/ГДж)	9в Тип 2 Топлива	9г Стоимость тут Тип2($/ГДж)	9д Тип 3 Топлива	9е Стоимость тут Тип3($/ГДж)	10 Смесь(%)	11 Название Угля	12 Проект/Мощ (МВт)
																		145/95
1	Алматинская 1		the city of Almaty	~~УПК Трест м Almatyenergo~~														
2		1			1960	1997 x	мазут	3	~~470~~ 75	мазут	61 95	газ	34 53	уголь	13 68	16/22/62	Karaganda	25/ 80
3		2			1970	2006	мазут	3 5	~~470~~ 84	мазут	61 95	газ	34,53	уголь	13 68	16/22/62	Karaganda	60/ 50
4		3			1971	2007	мазут	3 5	~~470~~ 84	мазут	61 95	газ	34 53	уголь	13 68	16/22/62	Karaganda	60/ 50
																		510/391
5	Алматинская 2		the city of Almaty	~~Алм ТР Алматы и Almatyenergo~~														
6		1			1986	2020	мазут	4,0	~~1285~~ 80	уголь	10 71					100	Borlinsky and Ekibastuz	50/
7		2			1980	2015	мазут	4 0	~~1285~~ 88	уголь	10 71					100	Borlinsky and Ekibastuz	80/ 80
8		3			1981	2016	мазут	4 0	1285 88	уголь	10 71					100	Borlinsky and Ekibastuz	80/ 80
9		4			1982	2017	мазут	4 0	1285 88	уголь	10 71					100	Borlinsky and Ekibastuz	80/ 80
10		5			1988	2028	мазут	4 0	~~1285~~ 91	уголь	10 71					100	Borlinsky and Ekibastuz	110/100
11		6			1989	2028	мазут	4 0	~~1286~~ 91	уголь	10 71					100	Borlinsky and Ekibastuz	110/100
																		24/24
12	Текелийская		the town of T kell	~~Алматыэнерго Almatyenergo~~														
13		1			1959	1996 x	мазут	3 5	~~235~~ 69	уголь	9,35					100	Shub rkol and Ekibastuz	12/12
14		2			1960	1997 x	мазут	3 5	~~295~~ 69	уголь	9,35					100	Shubarkol and Ekibastuz	12/12
																		30/21
15	Шимкентская 1		th town of Shimkent	~~South East Kazakstanenergo~~														
16		1			1955	1991 x	мазут	3 0	~~235~~ 60	газ	34 53	мазут	61,95			92/8		6/ 6
17		2			1963	1999	мазут	3 0	~~235~~ 60	газ	34,53	мазут	61 95			92/8		6/ 6
18		3			1964	2000	мазут	3 0	~~295~~ 60	газ	34 53	мазут	61,95			92/8		6/ 6
19		4			1959	1995 x	мазут	3 0	~~295~~ 69	газ	34,53	мазут	61,95			92/8		12/ 8
																		12/8
20	Шимкентская 2		the town of Shimkent	~~East South Kazakstanenergo~~														
21		1			1953	1989 x	мазут	3 0	~~100~~ 60	газ	34,53					100		6/ 4
22		2			1954	1990 x	мазут	3,0	~~100~~ 60	газ	34 53					100		6/ 4
																		160/112
23	Шимкентская 3		the town of Shimkent	~~East South Kazakstanenergo~~														
24		1			1981	2017	мазут	4,0	~~1300~~ 88	газ	34 53	мазут	61 95			67/33		80/ 74
25		2			1983	2019	мазут	4,0	~~1300~~ 88	газ	34 53	мазут	61,95			67/33		80/ 74
																		60/27
26	Джамбульская 4		the town of Zhambyl	~~East South Kazakstanenergo~~														
27		1			1963	1999	мазут	4 0	~~600~~ 76	газ	34,53	мазут	61,95			94/6		30/ 27
28		2			1963	1999	мазут	4 0	~~600~~ 76	газ	34,53	мазут	61 95			94/6		30/ 27
																		18/15
29	Кентавская 5		the town of Kentau	~~East South Kazakstanenergo~~														
30		1			1952	1988 x	мазут	3 0	~~100~~ 60	газ	31 5	мазут	61,45			100	Uzbeksky. K ganda ~~Ekibastuz~~	6/ 6
31		2			1955	1991 x	мазут	3 0	~~100~~ 60	газ	34 53	мазут	61,95			100	Kaarganda ~~Ekibastuz~~	6/ 6
32		3			1959	1995 x	мазут	3,0	~~100~~ 60	газ	34 53	мазут	61,95			100	Kaarganda Ekibstuz	6/ 6

Тонн мазута

x) Проведены полные обследования металла

CIP 43 C

33	Кызыл – Ординская 6		the t wn of Kzyl – Orda	Kzl ~~South Kazakhstinnogo~~														Ekibastuz	146/55
34		1			1964	2000	мазут	36	540 69	газ	34 53	мазут	61 95			50/50 ~~100~~	~~Uzbeksky Karaganda~~	12/ 18
35		2			1967	2003	мазут	40	540 75	газ	34,53	мазут	61 95			50/50 ~~100~~	~~Uzbeksky Karaganda~~	25/ 26
36		3			1968	2004	мазут	40	540 75	газ	34 53	мазут	61 95			50/50 ~~100~~	~~Uzbeksky Karaganda~~	25/ 26
37		4			1974	2010	мазут	40	540 80	газ	34 53	мазут	61 95			50/50 ~~100~~	Uzbeksky ~~Karaganda~~	42/ 32
38		5			1976	2012	мазут	40	540 80	газ	34 53	мазут	61 95			50/50 ~~100~~	Uzbeksky Karaganda	42/32
39																			
40																			
41																			
42																			
43																			
44																			

17/79

206

стр 1 из 2

ТАБЛИЦА 3–2

Лист 2 из 3

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

line	Назв Станции	No Агрегата No	Нормы Откл План (13)	Нормы Откл Вынуж (14)	Ремонт и Тех Обсл Фикс ($/КВт/год) (15)	Ремонт и Тех Обсл Перем ($/МВт час) (16)	Тип ТЭЦ (17)	Изо-Топливная Кривая 1 Кол-во Топл (ГДж) (18)	Изо-Топливная Кривая 1 Точка А МВте/МВтт (19 x)	Изо-Топливная Кривая 1 Точка В МВте/МВтт (20)	Изо-Топливная Кривая 1 Точка С МВте/МВтт (21)	Изо-Топливная Кривая 2 Кол-во Топл (ГДж) (22)	Изо-Топливная Кривая 2 Точка А МВте/МВтт (23)	Изо-Топливная Кривая 2 Точка В МВте/МВтт (24)	Изо-Топливная Кривая 2 Точка С МВте/МВтт (25)
1	Алматинская 1		18 0	3 3	6 15	13 7									
2		1 (N8)	18 0	3 3	6 15	13 7	Р-25-90/18		10		1				
3		2 (N9)	18 0	3 3	6 15	13 7	ПТ 60 90/13		10						
4		3 (N10	18 0	3 3	6 15	13 7	ПТ 60 90/13		10						
5	Алматинская 2		15 9	3 25	17 0	5 4									
6		1	15 9	3 25	17 0	5 4	Р 50-130/13								
7		2	15 9	3 25	17 0	5 4	ПТ 80/100								
8		3	15 9	3 25	17 0	5 4	ПТ 80/100								
9		4	15 9	3 25	17 0	5 4	ПТ 80/100								
10		5	15 9	3 25	17 0	5 4	Т-100/120								
11		6	15 9	3 25	17 0	5 4	Т-100/120								
12	Текелинская		20 6	3 4	12 9	8 2									
13		1	20 6	3 4	12 9	8 2	Т-12 35								
14		2	20 6	3 4	12 9	8 2	К 12-35								
15	Шимкентская 1		13 7	3 1	2 7	4 7									
16		1	13 7	3 1	2 7	4 7	ПР-6-35/								
17		2	13 7	3 1	2 7	4 7	Р-6-35								
18		3	13 7	3 1	2 7	4 7	ПР 6 35/5								
19		4	13 7	3 1	2 7	4 7	ПР 12-35/10								
20	Шимкентская 2		30 8	3 9	15 52	12									
21		1	30 8	3 9	15 52	12	ПР-6 35/5								
22		2	30 8	3 9	15 52	12	ПР-6 35/5								

12/22 По пунктам 18 – 25 на каждой станции есть утвержденная норма и вид характеристики работы агрегатов в зависимости от состава оборуд

287

СГР 2432

23	Шимкентская 3		3 8	1 42	18 5	3 45									
24		1	3 8	1 42	18 5	3 45	ПТ 80/ 0								
25		2	3 8	1 42	18 5	3 45	ПТ-80/100								
26	Джамбулская 4		14	3 1	12 9	3 8									
27		1	14	3 1	12 9	3 8	ПТ 30 90/10								
28		2	14	3 1	12 9	3 8	ПТ 30 90/10								
29	Кентавская 5		12 8	3 1	11 0	8 3									
30		1	12 8	3 1	11 0	8 3	ПР-5 35/10								
31		2	12 8	3 1	11 0	8 3	КО-6								
32		3	12 8	3 1	11 0	8 3	Р-6-35/1,2	21							
33	Кызил – Ординская 6		16 2	3 2	7 7	2 9									
34		1	16 2	3 2	7 7	2 9	ПТ 12-90/10								
35		2	16 2	3 2	7 7	2 9	ПТ 25 90/10								
36		3	16 2	3 2	7 7	2 9	ПТ-25 90/10								
37		4	16 2	3 2	7 7	2 9	Т-42 90/3								
38		5	16 2	3 2	7 7	2 9	Т-42 90/4								
39															
40															
41															
42															
43															
44															

19/79

208

стр 1 из 3

ТАБЛИЦА 3 – 2

Лист 3 из 3

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

line	1 Назв Станции	2 No Агрегата	26 Изо–Топливная Кривая 3 Кол – во Топл (ГДж)	27 Точка A МВте/МВтт	28 Точка B МВте/МВтт	29 Точка C МВте/МВтт
1	Алматинская 1					
2		1				
3		2				
4		3				
5	Алматинская 2					
6		1				
7		2				
8		3				
9		4				
10		5				

11		6				
12	Текелийская					
13		1				
14		2				
15	Шимкентская 1					
16		1				
17		2				
18		3				
19		4				
20	Шимкентская 2					
21		1				
22		2				
23	Шимкентская 3					
24		1				
25		2				
26	Джамбульская 4					
27		1				
28		2				

29	Кентавская 5					
30		1				
31		2				
32		3				
33	Кызил – Ординская 6					
34		1				
35		2				
36		3				
37		4				
38		5				
39						
40						
41						
42						
43						
44						

кол 15 <u>Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год)</u> Впишите в колонку 19 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все местные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан 18 ~~ет~~ сом = 1 U S $
Казахстан 76 тенге = 1 U S $
Узбекистан 82 ~~ет~~ сум = 1 U S $

кол 16 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u> Запишите в колонку 20 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 19

кол 17 Тип ТЭЦ Впишите "Е"для турбин с отбором или "В" для турбин с противодавлением

кол 17 — 29

Рабочие Кривые

Для моделирования производительности агрегатов ТЭЦ нобходимо знать их тепловые/электрические характеристики Тепловые/электрические характеристики можно отобразить используя изо—топливные кривые для турбин с отботом пара (тип Е) и кривые ввода/ввывода для турбин с противодавлением (тип В) Рисуники а и б наглядно показывают такие кривые

Рисунок А

Агрегаты ТЭЦ с Отбором Пара

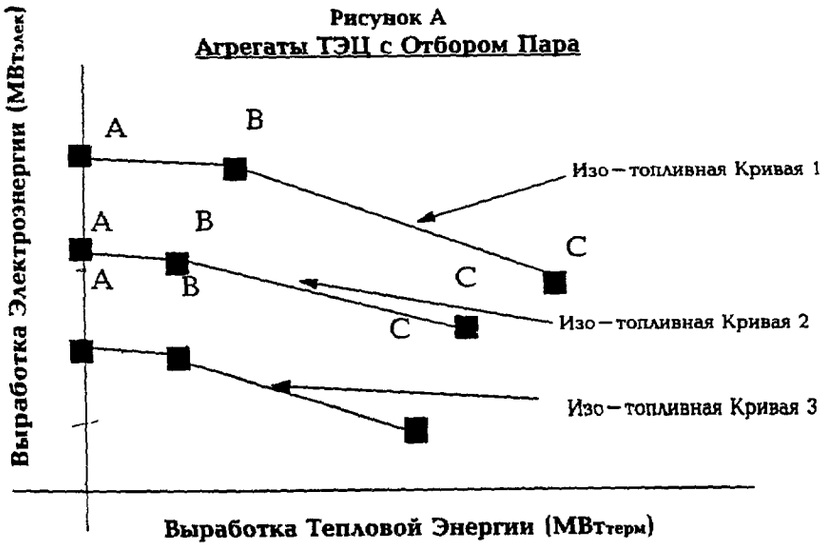
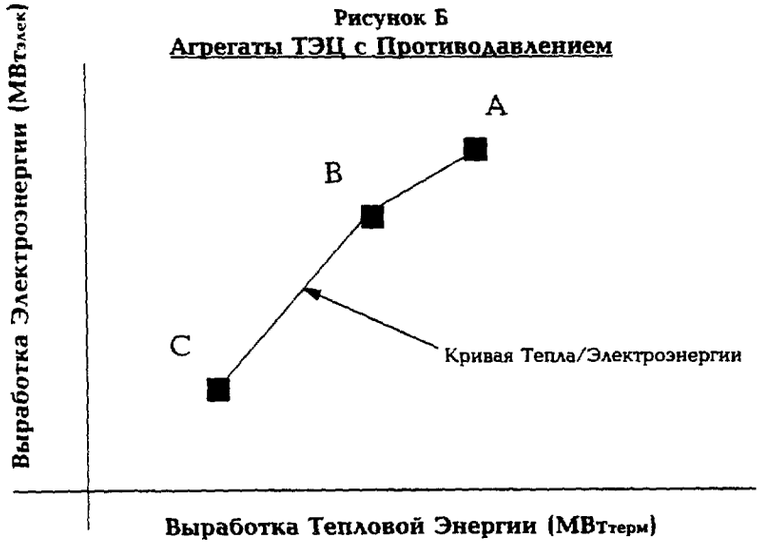


Рисунок Б

Агрегаты ТЭЦ с Противодавлением



Изо – топливные кривые для турбин с отботом пара

кол 18,19 20,21 Изо – топливная кривая 1 должна изображать работу при максимальной нагрузке (т е использование макс количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при максимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при максимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при максимальном сжигании топлива

В колонке 18 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на макс нагрузке В колонках 19, 20, и 21 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 22,23 24,25 Изо – топливная кривая 2 должна изображать работу при средней нагрузке (т е использование среднего количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при среднем количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при среднем количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при среднем сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на средней нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 26,27 28,29 Изо – топливная кривая 3 должна изображать работу при минимальной нагрузке (т е использование минимального количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при минимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при минимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при минимальном сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на мин нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

Для турбин с противодавлением

Для турбин с противодавлением необходимо определить только три точки на кривой тепла/электроэнергии Эти точки определяются следующим образом

кол 18 Введите максимальное количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 19 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании макс количества топлива

кол 22 Введите промежуточное значение количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 23 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании промеж количества топлива обозначенного в кол 22

кол 26 Введите мин значение количество топлива (в ГДж) для стабильной работы агрегата

кол 27 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании мин количества топлива обозначенного в кол 26

РАЗДЕЛ 4.0

ТЕПЛОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ПЛАНИРУЕМЫМ АГРЕГАТАМ

27/79

40

Таблица 4 – 1 Планируемые Тепловые Агрегаты – ГРЭС

Южный Казахстан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 6а	кол 7	кол 8а	кол 8б	кол 8в	кол 8г	кол 8д	кол 8е	кол 9
						Пуск		расход топлива (тонн)	Основное Топливо						
line	Назв Станции	No Агрегата	Располож Станции	Управл Орг	Дата Пуска	Тип Топлива	Время Пуска (час)	~~Теплота~~ (ГДж)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ТУТ ~~ГДж~~)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип2($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип3($/ГДж)	Топлив Смесь (%)
1	Южно – Казах тан кая	Boiler – 540 – 240	Settlement Ulken	? ~~Казахстанэнерго~~	30 12 2001	mazut	4 5	325	coal	15					100
2		Boiler – 540 – 240			12/30/2005	mazut	4 5	325	coal	15					100
3		Boiler – 540 – 240			2008	mazut	4 5	325	coal	15					100
4	или														100
5	~~Южно – Казах тан кая~~	1 K – 320	Settlement Ulken	? ~~АЛУ~~	until 2005	mazut	4 5	236	coal	15					100
6		1 K – 320			until 2005	mazut	4 5	236	coal	15					100
7		3 K – 320			2006 – 2010	mazut	4 5	236	coal	15					100
8		4 K – 320			2006 – 2010	mazut	4 5	236	coal	15					100
9	~~ПГУ~~	600 MW	the city of Almaty		2011 – 2020	mazut	4 5	236	gas	60					100
10			the city ofShimkent												
11			the town of Kyzyl – Orda												
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

22/25

21

Таблица 4 – 1 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

Южный Казахстан

	кол 1	кол 2	кол 10	кол 11	кол 11а	кол 12	кол 13	кол 13а	кол 14	кол 15	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20
	Назв Станции	о Агрегат	Источник	Проект Мощность (МВт)			Тепл Мощность Станции (КДж/КВт.Час)			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл		%	Пример Стоим Завершения
			Угля									Фикс	Перем		
Ine				Пол Нагр	Пром Нагр	ин Нагр	Пол Нагр	Пром Нагр	Мин Нагр	План	Вынуж	($/КВт/год)	($/МВт час)	Заверш	(на Янв 1998 US $)
1	Южно – Казахстанская	1	Ekibastuzski coal	540		324	11090		6700	12	1 2	72 0	3 5	86 5	1470 mln US $
2		2	Ekibastuzski coal	540		324				12	1 2	72 0	3 5	86 5	
3		3	Ekibastuzki coal	540		324				12	1 2	72 0	3 5	86 5	
4	или														
5	Южно – Казахстанская	1	Shubarkolski coal	320						12	1 2	120	3 5		384
6		2	or	320						12	1	100	3 5		320
7		3	Yubileiny coal	320						12	1 2	100	3 5		320
8		4		320						12	1 2	100	3 5		320
9	ПГЮ			600						12	1 2	76 6	2		460
10				Almaty											
11				Shimkent											
12				Kyzyl – Orda											
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

25/45

28

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 4 – 1

ПЛАНИРУЕМЫЕ АГРЕГАТЫ – ГРЭС

Общее В каждую линию Таблицы 3 – 1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название корода или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Ожидаемая Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 Растопочное Топливо В колонке 6 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 6(а) Время Пуска В колонке 6(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 7 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 7 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 8(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 8(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 8(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 8(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

30/79

кол 9 — Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 8(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 9 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 10 — Название угольного топлива Для всех агрегатов, киспользующих уголь, напишите название используемого угля

кол 11 — Существующая Мощность, Полная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при полной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 11(а) — Существующая Мощность, Промежуточная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при промжуточной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 12 — Существующая Мощность, Минимальная Нагреузка Напишите реальную мощность (мвт) при минимальной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 13, 13(а), 14 — Тепловая Мощность Станции (кДж/кВт/ч), Полная, Промежуточная, и Минимальная Нагрузки Напишите в кол 13 тепловую мощность для данного агрегата при полной нагрузке, в кол 13(а) тепловую мощность для данного агрегата при промежуточной нагрузке, в кол 14 тепловую мощность для данного агрегата при минимальной нагрузке Все значения тепловой мощности должны быть на основании низшей теплотворной способности

кол 15 — Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 16 — Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 15

кол 17 — Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 17 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

31/79

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все маестные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан 18 сом = 1 U S $
Казахстан 76 тенге = 1 U S $
Узбекистан 82 сум = 1 U S $

кол 18 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u>
Запишите в колонку 18 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 17

кол 19 Процент Завершения(%) Впишите в колонку 19 процент общего завершения проекта до настоящего времени

кол 20 Оцененная Стоимость Завершения Впишите в колонку 20 оцененную стоимость для завершения данного агрегата Стоимость должна быть дана в миллионах долларах США на январь 1996 года (за исключением стоимости финансирования)

Таблица 4 – 2 Планируемые Тепловые Агрегаты – ТЭЦ

Южный Казахстан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 6а	кол 7	кол 8а	кол 8б	кол 8в	кол 8г	кол 8д	кол 8е	кол 9	кол 10	кол 11	кол 12
						Пуск			Основное Топливо							Проект Мощность (МВт)		Источник Угля
lin	Назв Станции	No Агрегата	Располож Станции	Управл Орг	Дата Пуска	Тип Топлива	Время Пуска (час)	Теплота (ГДж)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип2($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип3($/ГДж)	Топливо Смесь (%)	Пол Нагр	Мин Нагр	
1	Шымкентская	#3 Steam Turbine – 80 – 130	the town of Shymkent	? South Kazakstanenerg	2005	gas			mazut						70	80	42	
2		#4 Steam Turbine – 80 – 130			2010	gas			gas						30	80	42	
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		

33/79

227

Таблица 4 – 1 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

Лист 2 из 3

Южный Казахстан

	кол 1	кол 2	кол 13	кол 14	кол 15	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20	кол 21	кол 22	кол 23	кол 24	кол 25
			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл		Тип	Изо-Топливная Кривая 1				Изо-Топливная Кривая 2			
	Назв Станции	No Агрегата			Фикс	Перем	ТЭЦ	Кол – во	Точка А	Точка В	Точка С	Кол – во	Точка А	Точка В	Точка С
line			План	Вынуж	($/КВт/год)	($/МВт час)		Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт	Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт
1	Шимкентская	3	16 2		7 7										
2		4	16 2		7 7										
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															

Таблица 4 – 1 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

Южный Казахстан

	кол 1	кол 2	кол 26	кол 27	кол 28	кол 29	кол 30	кол 31
			Изо–Топливная Кривая 3					
line	Назв Станции	No Агрегата	Кол – во Топл (ГДж)	Точка А МВте/МВтт	Точка В МВте/МВтт	Точка С МВте/МВтт	% Завершен	Стоим Завершен Янв 1998 $США
1	Шимкентская	3						$ 204 mln US
2		4						
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								

224

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 4–2

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

Общее В каждую линию Таблицы 2–1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в страен или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат будет введен в эксплуатацию

кол 6 Растопочное Топливо В колонке 6 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 6(а) Время Пуска В колонке 6(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 7 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 7 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата и достижения минимально допустимой мощности Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 8(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 8(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 8(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 8(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 8(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 9 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 10 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную мощность станции при максимальной нагрузке без производства тепла для централизованного отопления

кол 11 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную мощность станции при минимальной нагрузке без производства тепла для централизованного отопления

кол 12 Название угольного топлива Для всех агрегатов использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 13 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 14 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 13

кол 15 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 15 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все местные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан	??? сом	= 1 U S $
Казахстан	76 тенге	= 1 U S $
Узбекистан	??? сум	= 1 U S $

кол 16 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u>
Запишите в колонку 16 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 15

кол 17 Тип ТЭЦ Впишите "Е"для турбин с отбором или "В" для турбин с противодавлением

кол 17 – 29

Рабочие Кривые

Для моделирования производительности агрегатов ТЭЦ нобходимо знать тепловые/электрические характеристики Тепловые/электрические характеристики мо отобразить используя изо–топливные кривые для турбин с отботом пара (тип Е) и кри ввода/ввывода для турбин с противодавлением (тип В) Рисуники а и б наглядно показыв такие кривые

Рисунок А

Агрегаты ТЭЦ с Отбором Пара

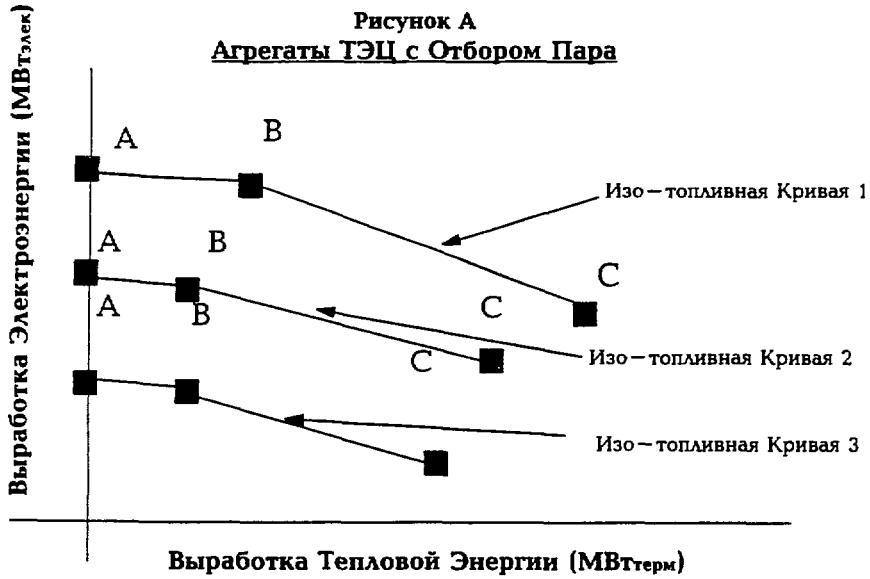
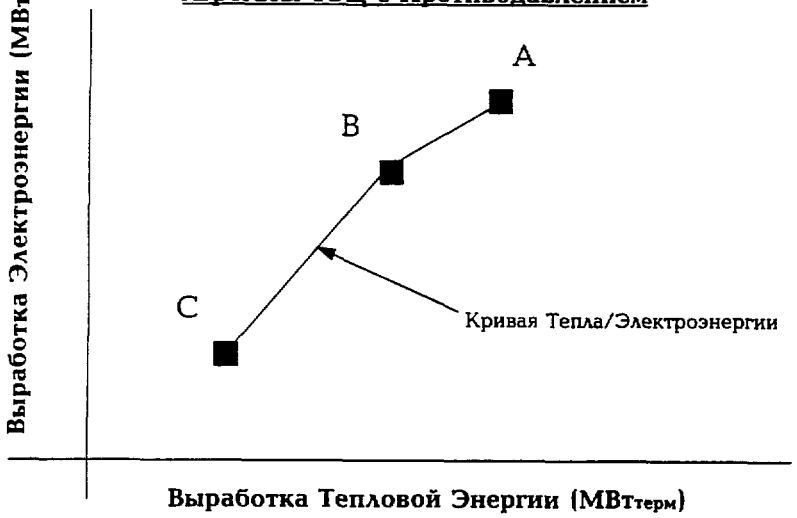


Рисунок Б

Агрегаты ТЭЦ с Противодавлением



Изо – топливные кривые для турбин с отботом пара

кол 18,19 20,21 Изо – топливная кривая 1 должна изображать работу при максимальной нагрузке (т е использование макс количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при максимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при максимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при максимальном сжигании топлива

В колонке 18 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на макс нагрузке В колонках 19, 20, и 21 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 22,23 24,25 Изо – топливная кривая 2 должна изображать работу при средней нагрузке (т е использование среднего количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при среднем количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при среднем количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при среднем сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на средней нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 26,27 28,29 Изо – топливная кривая 3 должна изображать работу при минимальной нагрузке (т е использование минимального количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при минимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при минимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при минимальном сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на мин нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

Для турбин с противодавлением

Для турбин с противодавлением необходимо определить только три точки на кривой тепла/электроэнергии Эти точки определяются следующим образом

кол 18	Введите максимальное количество топлива (в ГДж) при работе агрегата
кол 19	Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании макс количества топлива
кол 22	Введите промежуточное значение количество топлива (в ГДж) при работе агрегата
кол 23	Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании промеж количества топлива обозначенного в кол 22
кол 26	Введите мин значение количество топлива (в ГДж) для стабильной работы агрегата
кол 27	Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании мин количества топлива обозначенного в кол 26
кол 35	Процент (%) Завершения Впишите в колонку 41 процент общего завершения проекта к сегодняшнему дню
кол 46	Оцененная Стоимость Завершения Впишите в колонку 42 оцененную стоимость для завершения проекта Стоимость необходимо дать в миллионах $ США (исключая финансовые затраты) Курсы обмена валют указаны в инструкциях к колонке 15

41/75

РАЗДЕЛ 5.0

(не используется)

42/28

РАЗДЕЛ 6 0

Исторические данные электрических нагрузок

43/29

232

Таблица 6 – 1

Максимальная Нагрузка Энергоснабжение и Распложение

Ю Казхстан

Line		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	Распределение Электроэнергии ~~мил~~ kВтч									
	Внутренняя Продажа									
6 13	Индудтриальная	14 48	14 41	11 92	9 49	6 51	4 64	3 70	2,75	1,08
6 14	Не Индудтриальная (Коммерческ)	1 17	1 26	1 43	1 30	1 07	0 96	0 94	0,63	0,51
6 15	Сельскохоз	1 71	1 77	1 78	1 82	1 90	1 62	1 21	0,95	0,81
6 16	Комунальная	4 53	4 85	5 22	4 68	4 69	4 56	4 45	4,10	3,15
6 17	Другие	0 42	0 27	0 33	0 36	0 37	0 44	0 35	0,32	0,31
6 18	Всего Внутренняя Продажа	22 31	22 56	20 68	17 65	14 54	12 22	10 65	8,75	5,86
	Экспорт	ГВтч								
6 19	в Казахстан				1736 1	1023 0	2505 0	782 5	–	0,16
6 20	в Киргизстан				405 4			516 0	–	
6 21	в Ухбекистан							69 1	–	
6 22	в Туркменистан	5909 5	3954 5	4292 8					–	
6 23	в Таджикистан								–	
6 24	Общий Экспорт	5909 5	3954 5	4292 8	2175 9	1023 0	2505 0	1367 6	–	0,16
6 25	Потери При Передаче	2 0	1 97	2 04	2 12	2 46	2 71	2 80	2,92	2,98
6 26	Неучтен Потери	0 29	0 29	0 30	0 32	0 31	0 28	0 23	0,25	0,26
6 27	Общее Располож Энергии	24 6	24 82	23 03	20 09	17 31	15 21	13 68	11,92	9,26

(by Seasonal (Summer) out & winter (in))

Таблица 6 – 1

Максимальная Нагрузка Энергоснабжение и Расположение

Ю Казхстан

Линия		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
6 1	Макс Ежегод Внутренняя Нагрузка (МВт)	4160	4195	4129	3715	3344	3038	2750	2499	1846
6 2	Ежег Внутр Потребление (ГВтч)	25 98	26 43	24 54	21 63	18 64	16 45	14 78	12 92	9,96
	Внутренняя Выработка									
6 3	Валовая Выработка Электроэнергии (ГВтч)	15 60	16 27	15 71	14 77	11 73	9 20	10 47	9,53	8,21
6 4	Потребление Станции (ГВтч)	1 38	1 61	1 51	1 54	1 33	1 24	1 10	1,00	0,86
6 5	Чистая Выработка (ГВтч)	14 22	14 66	14 20	13 23	10 40	7 96	9 37	8,53	7,35
	Импорт									
6 6	из С Казахстана	0 57	0 41	0 50	0 90	1 31	1 40	1 11	0,18	–
6 7	их Киргизстана	2 04	1 92	1 35	1 74	1 02	2 51	0 78	1,64	0,72
6 8	из Ухбекистана				0 17	0 94	0 54	0 43	–	0,02
6 9	из Туркменистана	7 77	7 83	6 98	3 97	3 19	2 13	1 68	1,19	1,17
6 10	из Таджикистана				0 08	0 45	0 67	0 31	0 38	–
6 11	Общии Импорт	10 38	10 16	8 83	6 86	6 91	7 25	4 31	3,39	1,91
6 12	6 5+6 11	24 60	24 82	23 03	20 09	17 31	15 21	13 68	11,92	9,26

44/29

ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–1

Максимальная Нагрузка, Энергоснабжение и Расположение

Линия 6 1 Максимальная Ежегодная Внутренняя Нагрузка (МВт) Дать максимальные ежегодные нагрузки для всех лет с 1989 по 1997 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую нагрузку для изучаемой страны или региона, исключая экспорт

Линия 6 2 Ежегодное Внутреннее Потребление (ГВтч) Дайте ежегодное внутреннее потребление электроэнергии для годов 1989 по 1997 Ежегодное внутреннее потребление должно быть на базе производства (т е включая потери передачи и распределения)

Линия 6 3 Валовая Выработка Электроэнергии (ГВтч) Дайте общую ежегодную выработку (ГВтч) по всем внутренним вырабатывающим станциям на основании выходной мощности для каждого года, с 1989 по 1995

Линия 6 4 Потребление Станции (Гвтч) Дайте общую потребленную энергию для обслуживания самой станции (т е нагрузки собственных нужд)

Линия 6 5 Чистая Выработка (ГВтч) Дайте общую ежегодную чистую выработку, произведенную станциями, производящими электричество в рассматриваемой стране или регионе на каждый год, с 1989 по 1995 Примечание Линия 6 5 = Линия 6 3 – Линия 6 4

Линия 6 6 – 6 10 Импорт(ГВтч) На каждый год, с 1989 по 1997 определите объем и источник электроэнергии, импортируемой в рассматриваемую страну или регион

Линия 6 11 Общий Импорт (ГВтч) Линия представляет собой сумму ежегодного импорта электроэнергии от всех источников, определенных в линиях 6 8 – 6 10

Линия 6 12 Общая Чистая Выработанная и Импортируемая Энергия (ГВтч) Данная Линия представляет собой сумму Линии 2 5 (Чистая Выработка) и Линии 2 11 (Общий Импорт) и отражает общую ежегодную энергию в электрической системе рассматриваемой страны или региона

Линии 6 13 – 6 17 Внутренняя продажа (ГВтч) Дайте прошлые данные по внутренней продаже по секторам на каждый год, с 1989 по 1997 Используйте Линии 6 16 и 6 17 для указания продажи по секторам, классифицируемым не иначе, как промышленный, коммерческий, жилой Внутренняя продажа не включает в себя экспорт за пределы рассматриваемой страны или региона

Линия 6 18 Общая Внутренняя Продажа (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму Линий 6 13 и 6 17

Линии 6 19–
6 23 Экспорт (ГВтч) На каждый год, с 1989 по 1997, определите количество и покупателя электроэнергии, экспортируемой из рассматриваемой страны или региона

Линия 6 24 Общий Экспорт (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму ежегодного экспорта электроэнергии, определенную в Линиях 6 19–6 23

Линия 6 25 Потери Передачи и Рраспределения (ГВтч) Дайте ежегодные потери Передачи и Распределения на каждый год, с 1989 по 1997

Линия 6 26 Неучтенные Потери (ГВтч) Запишите любые другие потери, не учтенные в Линии 6 25

Линия 6 29 Общее Расположение Энергии (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму Линии 6 18 (Общая Внутренняя Продажа), Линии 2 24 (Общий Экспорт), Линии 2 25 (Потери Передачи и Распределения) и Линии 2 26 (Неучтенные Потери)

Кыргызстан 18 = 1 US $
Казахстан 76 = 1 US $
Узбекистан 82 сум = 1 US $

Таблица 6 – 2

Ю Казахстан

Ежемесячная Нагрузка и Энергетичесая Статистика

Линия		Янв	Фев	Мар	Апр	Маи	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек	
	1989													
6 28	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 95/3959	0 91/3780	0 905/3767	0 87/3609	0 79/3287	0 795/3306	0 78/3243	0 79/3287	0 78/3246	0 797/3314	0 94/3915	1 0/4160	МВт
6 29	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 09/2 42	0 08/2 09	0 09/2 32	0 08/2 11	0 078/2 02	0 075/1 94	0 076/1 98	0 076/1 97	0 07/1 92	0 08/2 11	0 087/2 25	0 09/2 41	млрд КВтч
	1992													
6 30	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 9/3332	0 95/3526	1 0/3715	0 93/3444	0 85/3148	0 82/3054	0 92/3427	0 78/2907	0 76/2826	0 82/3045	0 83/3089	0 84/3125	МВт
6 31	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 09/2 02	0 09/1 98	0 098/2 13	0 089/1 93	0 086/1 85	0 077/1 66	0 078/1 69	0 07/1 55	0 066/1 43	0 074/1 61	0 083/1 8	0 083/1 8	млрд КВтч
	1995													
6 32	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1 0/2750	0 996/2739	0 93/2564	0 825/2269	0 73/1997	0 69/1892	0 6/1652	0 64/1753	0 67/1855	0 86/2368	0 88/2411	0 97/2659	МВт
6 33	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 113/1 67	0 097/1 44	0 099/1 46	0 078/1 16	0 071/1 05	0 069/1 02	0 064/0 95	0 065/0 96	0 065/0 96	0 081/1 2	0 088/1 3	0 106/1 57	млрд КВтч
	1997													
6 34	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0,993/1833	0 971/1792	0,921/1702	0,845/1559	0,756/1395	0 726/1329	0 591/1091	0,582/1074	0,571/1054	0,789/1456	0 921/1702	1,0/1846	МВт
6 35	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,107/1,07	0,101/1,01	0,095/0,95	0,083/0,83	0,076/0,76	0 073/0,73	0,058/0,58	0 058/0,58	0,058/0,58	0 076/0,76	0,091/0,91	0,120/1,20	млрд КВтч

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–2

Ежемесячная Нагрузка и Энергетическая Статистика

Линия 6 28, 6 30, 6 32, 6 34 — Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1989, 1992 и 1995, 1997 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 6 1 Таблицы 6 – 1

Линия 6 29, 6 31, 6 33, 6 35, — Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1989, 1992, 1995, 1997 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 6 2 Таблицы 6 – 1

4/9/79

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995

Линия	Сезон	Воскресенье HOUR 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 85	0 80	0 82	0 77	0 76	0 79	0 78	0 81	0 84	0 84	0 85	0 86	0 83	0 82	0 80	0 80	0 78	0 81	0 89	0 90	0 89	0 91	0 91	0 89
		2326	2211	2243	2107	2087	2170	2141	2241	2303	2317	2346	2367	2270	2251	2208	2191	2132	2241	2456	2473	2461	2489	2494	2446
6 37	Весна	0 65	0 55	0 53	0 53	0 52	0 51	0 54	0 54	0 57	0 60	0 63	0 61	0 61	0 60	0 59	0 59	0 57	0 59	0 61	0 61	0 63	0 72	0 73	0 71
		1784	1503	1471	1450	1421	1390	1473	1784	1560	1647	1729	1665	1667	1640	1610	1612	1572	1631	1667	1684	1734	1970	1996	1944
6 38	Лето	0 46	0 49	0 45	0 37	0 39	0 41	0 40	0 42	0 41	0 42	0 42	0 45	0 47	0 47	0 46	0 45	0 45	0 44	0 44	0 46	0 46	0 48	0 51	0 54
		1271	1341	1244	1022	1079	1129	1099	1146	1136	1166	1153	1238	1279	1304	1267	1234	1235	1216	1218	1254	1272	1319	1404	1494
6 39	Осень	0 66	0 66	0 63	0 62	0 63	0 60	0 63	0 69	0 66	0 67	0 62	0 66	0 69	0 69	0 68	0 66	0 67	0 69	0 78	0 82	0 79	0 83	0 80	0 76
		1809	1805	1734	1708	1725	1645	1731	1893	1823	1845	1717	1822	1884	1910	1870	1828	1855	1886	2136	2247	2180	2275	2188	2077

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

Линия	Сезон	Воскресенье HOUR 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Зима	0 86	0,84	0,82	0,77	0,76	0,78	0,78	0,82	0 85	0 85	0,85	0 85	0,83	0,82	0 81	0 80	0 78	0 80	0,87	0,90	0,90	0 91	0 90	0,88
	1846 МВт																								
6 41	Весна	0,64	0,56	0 54	0,53	0,52	0,51	0,53	0,55	0 57	0,60	0 63	0 61	0,61	0,60	0,59	0,59	0,59	0,59	0,61	0 62	0,65	0 73	0,73	0,70
6 42	Лето	0,49	0,47	0,44	0,39	0,38	0 40	0,42	0 42	0 41	0,42	0,43	0,44	0 46	0 46	0 46	0,45	0,45	0 44	0 45	0,46	0 49	0 51	0 51	0,50
6 43	Осень	0,65	0,63	0,63	0,62	0,62	0,60	0,63	0 69	0,68	0,67	0,65	0 65	0,69	0,68	0 67	0,67	0,66	0,67	0,68	0 76	0,82	0 83	0,80	0,76

57/75

239

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Понедельник												HOUR											
ИНН	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 87	0 81	0 80	0 79	0 79	0 78	0 80	0 83	0 89	0 93	0 94	0 90	0 88	0 86	0 86	0 84	0 84	0 83	0 88	0 90	0 92	0 91	0 92	0 90
		2393	2217	2210	2163	2178	2150	2194	2274	2459	2566	2589	2486	2415	2365	2364	2313	2304	2292	2430	2478	2541	2495	2535	2477
6 37	Весна	0 67	0 60	0 56	0 55	0 54	0 55	0 56	0 62	0 70	0 72	0 69	0 70	0 69	0 65	0 58	0 64	0 63	0 61	0 59	0 64	0 66	0 75	0 80	0 76
		1840	1643	1551	1503	1475	1507	1547	1701	1932	1979	1912	1935	1887	1795	1873	1762	1734	1675	1635	1759	1811	2059	2189	2091
6 38	Лето	0 41	0 36	0 32	0 30	0 30	0 33	0 29	0 32	0 38	0 44	0 45	0 45	0 44	0 43	0 37	0 53	0 51	0 48	0 46	0 49	0 49	0 50	0 49	0 49
		1141	1006	872	814	814	902	805	888	1058	1221	1248	1246	1208	1174	1013	1455	1400	1329	1277	1346	1360	1376	1358	1346
6 39	Осень	0 60	0 53	0 52	0 50	0 51	0 52	0 55	0 60	0 67	0 69	0 57	0 64	0 64	0 64	0 64	0 67	0 68	0 67	0 72	0 78	0 74	0 74	0 71	0 67
		1645	1471	1434	1366	1390	1434	1519	1643	1844	1893	1554	1760	1753	1754	1769	1832	1860	1836	1982	2153	2043	2034	1945	1854

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Понедельник												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,88	0,82	0,80	0,78	0,76	0,77	0,75	0 84	0,90	0,93	0,94	0,93	0,90	0,87	0,86	0,84	0,84	0,86	0,89	0,91	0 92	0,93	0 91	0,90
	1846 мВт																								
6 41	Spring	0,67	0,62	0,54	0 53	0 54	0 55	0,57	0,62	0,70	0,74	0,72	0 70	0,69	0,67	0,62	0,63	0,64	0,62	0,60	0 63	0,67	0,75	0,80	0,74
6 42	Summer	0,42	0,39	0,33	0,30	0,30	0,32	0 32	0,32	0,38	0,42	0,46	0,45	0,45	0,44	0,46	0,51	0,51	0,48	0,46	0,48	0,49	0,51	0,50	0,47
6 43	Fall	0,63	0,55	0,51	0 50	0,50	0,51	0,54	0,60	0,67	0,69	0,64	0,64	0,64	0,64	0,66	0,67	0,68	0,69	0,73	0,75	0,77	0,77	0,72	0,67

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Вторник												HOUR											
инн	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		0 85	0 82	0 79	0 79	0 81	0 79	0 80	0 84	0 90	0 91	0 89	0 89	0 85	0 86	0 85	0 84	0 85	0 85	0 90	0 88	0 90	0 91	0 91	0 90
6 36	Зима	2350	2286	2183	2169	2224	2187	2201	2321	2474	2507	2454	2446	2338	2367	2344	2319	2342	2339	2465	2422	2463	2501	2490	2464
		0 67	0 64	0 62	0 58	0 61	0 58	0 62	0 63	0 70	0 70	0 71	0 73	0 70	0 68	0 68	0 65	0 64	0 62	0 61	0 61	0 67	0 73	0 76	0 75
6 37	Весна	1835	1758	1697	1604	1690	1589	1715	1743	1917	1927	1941	1996	1930	1869	1872	1780	1755	1711	1692	1676	1832	1994	2086	2053
		0 42	0 41	0 40	0 38	0 40	0 40	0 39	0 42	0 47	0 47	0 51	0 49	0 48	0 50	0 46	0 49	0 48	0 45	0 48	0 49	0 47	0 49	0 51	0 51
6 38	Лето	1162	1135	1096	1040	1095	1093	1083	1157	1297	1304	1409	1348	1314	1366	1269	1340	1334	1226	1331	1338	1299	1336	1394	1402
		0 63	0 57	0 56	0 56	0 57	0 58	0 60	0 67	0 71	0 70	0 68	0 69	0 68	0 67	0 67	0 66	0 67	0 69	0 75	0 79	0 74	0 74	0 69	0 69
6 39	Осень	1720	1582	1540	1549	1561	1584	1641	1831	1960	1925	1862	1893	1877	1849	1847	1815	1843	1886	2073	2167	2045	2048	1903	1886

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Вторник												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,86	0,83	0,79	0 78	0,78	0 79	0,81	0 84	0,90	0,91	0 89	0 89	0,86	0 86	0 85	0,84	0 85	0 86	0,91	0,90	0,91	0,92	0 91	0,88
1846 МВт																									
6 41	Spring	6,66	0,63	0,62	0 58	0,58	0,58	0,62	0,63	0 70	0,70	0,72	0,71	0,70	0 68	0 68	0,66	0,65	0,62	0 61	0,63	0,68	0,74	0,72	0,70
6 42	Summer	0,42	0,41	0,39	0,37	0,37	0,39	0,39	0,42	0,46	0,49	0,51	0,50	0 49	0,50	0,47	0 49	0,48	0,46	0,48	0,48	0,49	0,50	0,51	0,48
6 43	Fall	0,63	0,56	0,54	0 53	0,53	0,56	0,60	0 65	0,70	0,71	0,70	0,70	0,69	0,68	0,68	0,67	0,67	0,68	0,70	0,75	0 75	0,76	0,72	0,68

55/75

247

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Среда												HOUR											
ИНН	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		0 87	0 81	0 83	0 80	0 79	0 79	0 79	0 85	0 91	0 87	0 89	0 87	0 86	0 86	0 87	0 86	0 84	0 85	0 89	0 89	0 92	0 93	0 90	0 89
6 36	Зима	2392	2216	2270	2193	2179	2177	2160	2334	2514	2404	2452	2381	2353	2369	2389	2361	2302	2327	2445	2453	2517	2544	2487	2438
		0 68	0 62	0 56	0 55	0 53	0 55	0 55	0 63	0 68	0 69	0 69	0 69	0 69	0 65	0 66	0 64	0 61	0 59	0 61	0 63	0 65	0 71	0 75	0 72
6 37	Весна	1861	1716	1548	1513	1464	1506	1526	1749	1868	1913	1905	1900	1895	1781	1817	1770	1683	1627	1664	1741	1779	1949	2070	1991
		0 44	0 44	0 40	0 42	0 42	0 40	0 41	0 45	0 44	0 50	0 52	0 49	0 52	0 51	0 51	0 50	0 49	0 47	0 45	0 50	0 49	0 48	0 51	0 52
6 38	Лето	1209	1214	1088	1161	1143	1089	1118	1246	1212	1387	1439	1359	1424	1395	1414	1379	1347	1301	1238	1374	1340	1313	1405	1435
		0 64	0 58	0 57	0 55	0 55	0 55	0 62	0 65	0 75	0 75	0 71	0 73	0 71	0 73	0 69	0 72	0 69	0 74	0 83	0 79	0 81	0 81	0 77	0 73
6 39	Осень	1771	1590	1555	1522	1515	1503	1695	1785	2064	2060	1962	1998	1944	1996	1906	1967	1896	2032	2274	2161	2222	2223	2111	1996

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Среда												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,88	0,82	0,81	0,80	0,78	0,78	0,79	0,84	0,90	0,89	0,89	0,87	0,86	0,87	0,86	0 87	0,85	0,85	0,89	0 90	0,92	0,93	0,91	0 89
	1846 МВТ																								
6 41	Spring	0,67	0,61	0,54	0,53	0,53	0,54	0,53	0,63	0,69	0,69	0,69	0 69	0 69	0,65	0,65	0,65	0,62	0,60	0,61	0,61	0,65	0,70	0,72	0,69
6 42	Summer	0,43	0,42	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41	0,44	0,44	0,50	0,51	0 50	0,52	0 51	0,51	0,50	0,49	0,47	0,45	0,50	0,49	0 48	0,51	0,47
6 43	Fall	0,66	0 59	0,57	0 54	0,54	0 54	0 56	0 66	0 65	0 70	0,73	0,74	0,73	0,72	0 73	0,70	0,72	0 70	0,74	0,80	0,79	0,81	0,77	0 74

53/78

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Четверг												HOUR											
или	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		0 86	0 82	0 81	0 80	0 77	0 78	0 79	0 83	0 85	0 88	0 88	0 88	0 87	0 85	0 86	0 84	0 83	0 81	0 87	0 89	0 90	0 90	0 89	0 87
6 36	Зима	2363	2257	2215	2203	2126	2144	2159	2295	2348	2423	2432	2430	2392	2348	2369	2318	2278	2220	2389	2441	2477	2486	2451	2393
		0 66	0 59	0 56	0 55	0 54	0 54	0 56	0 62	0 67	0 72	0 71	0 70	0 66	0 65	0 63	0 61	0 61	0 59	0 59	0 59	0 64	0 77	0 80	0 74
6 37	Весна	1805	1624	1530	1500	1494	1479	1530	1715	1841	1977	1958	1916	1805	1800	1741	1678	1665	1624	1620	1621	1767	2106	2196	2048
		0 46	0 45	0 42	0 39	0 40	0 38	0 40	0 41	0 46	0 46	0 46	0 47	0 47	0 46	0 47	0 52	0 47	0 48	0 47	0 50	0 50	0 49	0 53	0 54
6 38	Лето	1265	1234	1149	1080	1100	1053	1093	1120	1258	1268	1276	1294	1298	1274	1281	1429	1304	1314	1303	1372	1364	1341	1467	1474
		0 64	0 60	0 56	0 57	0 57	0 56	0 61	0 67	0 77	0 76	0 75	0 77	0 73	0 73	0 71	0 69	0 67	0 66	0 74	0 77	0 79	0 78	0 78	0 74
6 39	Осень	1773	1653	1536	1564	1570	1553	1669	1846	2109	2094	2064	2118	2005	1996	1941	1900	1854	1802	2043	2116	2180	2146	2154	2045

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Четверг												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0 87	0,82	0,80	0,78	0,77	0,76	0,77	0 81	0 85	0 87	0,88	0 88	0 87	0 86	0 86	0 85	0,83	0,81	0,87	0,89	0,90	0,91	0 90	0 88
18V6 MBT																									
6 41	Spring	0,67	0,58	0,55	0,54	0,53	0,53	0,55	0,62	0,66	0,71	0,72	0,71	0,66	0,65	0,64	0,61	0,61	0 60	0,60	0,60	0 64	0,75	0,79	0,74
6 42	Summer	0,46	0,44	0,42	0,38	0,37	0 38	0,40	0,41	0,47	0,47	0,47	0 47	0,47	0,46	0,48	0,51	0,49	0,48	0,47	0,49	0,51	0 52	0,53	0,50
6 43	Fall	0,65	0,60	0,57	0,54	0,54	0,55	0,56	0,61	0,66	0,71	0,78	0,77	0,77	0,76	0,73	0,71	0,69	0,67	0,66	0,74	0,77	0,78	0,78	0,71

52/79

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Пятница												HOUR											
ИНИ	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		0 83	0 79	0 77	0 77	0 76	0 76	0 76	0 80	0 87	0 87	0 85	0 85	0 81	0 85	0 81	0 79	0 80	0 81	0 85	0 88	0 88	0 90	0 90	0 89
6 36	Зима	2286	2175	2128	2129	2101	2087	2090	2205	2394	2393	2351	2341	2232	2332	2216	2173	2199	2237	2343	2435	2431	2484	2473	2460
		0 66	0 62	0 57	0 56	0 56	0 56	0 59	0 66	0 71	0 67	0 86	0 65	0 64	0 62	0 61	0 57	0 58	0 58	0 59	0 61	0 66	0 73	0 74	0 68
6 37	Весна	1828	1716	1562	1532	1549	1539	1619	1804	1957	1846	2367	1792	1754	1716	1685	1574	1592	1607	1612	1688	1803	2015	2043	1881
		0 47	0 46	0 43	0 41	0 40	0 39	0 38	0 41	0 47	0 48	0 48	0 47	0 47	0 47	0 51	0 47	0 47	0 41	0 48	0 50	0 49	0 46	0 49	0 54
6 38	Лето	1290	1274	1173	1129	1100	1066	1042	1126	1280	1335	1317	1299	1288	1303	1392	1305	1301	1141	1331	1367	1347	1257	1347	1498
		0 71	0 61	0 64	0 58	0 60	0 59	0 64	0 71	0 77	0 79	0 73	0 74	0 74	0 75	0 74	0 71	0 71	0 71	0 76	0 80	0 79	0 80	0 79	0 74
6 39	Осень	1945	1681	1750	1588	1651	1617	1749	1964	2122	2172	2014	2038	2034	2056	2027	1949	1942	1965	2080	2199	2180	2209	2170	2045

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Пятница												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,85	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,77	0 81	0,88	0,88	0,86	0,86	0,83	0,86	0,83	0,81	0,82	0,83	0,87	0,90	0 90	0,91	0,91	0 88
1846 мвт																									
6 41	Spring	0,67	0 62	0,56	0,55	0,55	0,55	0,58	0,64	0,70	0,68	0,70	0,68	0,64	0,62	0,61	0,59	0 58	0,59	0,59	0,61	0,66	0 74	0,75	0,68
6 42	Summer	0,48	0,46	0,42	0 41	0,40	0,39	0,37	0,40	0,46	0,49	0,49	0 48	0 48	0 48	0,50	0,48	0,48	0,47	0,48	0,50	0,49	0,48	0,52	0,51
6 43	Fall	0,72	0,63	0,62	0,58	0,57	0 60	0,62	0,68	0,74	0,78	0,78	0,76	0,76	0,77	0,76	0,72	0,73	0,72	0 75	0,80	0,79	0,80	0,77	0 74

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Субота												HOUR											
ИНН	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		0 85	0 81	0 79	0 77	0 76	0 77	0 77	0 80	0 83	0 85	0 83	0 83	0 82	0 82	0 79	0 80	0 82	0 84	0 90	0 91	0 90	0 89	0 90	0 87
6 36	Зима	2351	2241	2182	2108	2093	2088	2120	2199	2282	2340	2279	2284	2254	2244	2169	2190	2254	2319	2469	2492	2463	2434	2480	2379
		0 63	0 57	0 56	0 50	0 52	0 51	0 52	0 55	0 58	0 62	0 65	0 60	0 62	0 59	0 58	0 59	0 57	0 63	0 61	0 61	0 63	0 68	0 73	0 69
6 37	Весна	1742	1563	1533	1386	1425	1404	1436	1513	1607	1710	1794	1662	1713	1623	1599	1626	1560	1735	1669	1671	1730	1882	1999	1894
		0 46	0 41	0 42	0 41	0 39	0 40	0 41	0 41	0 41	0 43	0 46	0 49	0 48	0 49	0 49	0 46	0 46	0 47	0 46	0 47	0 47	0 48	0 52	0 52
6 38	Лето	1260	1119	1159	1134	1078	1089	1124	1127	1135	1185	1272	1341	1307	1356	1341	1261	1252	1279	1270	1282	1301	1310	1427	1440
		0 72	0 68	0 54	0 61	0 55	0 59	0 61	0 68	0 71	0 73	0 68	0 65	0 66	0 68	0 66	0 65	0 65	0 67	0 74	0 73	0 72	0 74	0 79	0 73
6 39	Осень	1985	1866	1493	1677	1501	1633	1684	1871	1950	1999	1859	1774	1826	1859	1809	1785	1787	1830	2044	2008	1977	2046	2170	1996

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Субота												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0 86	0,80	0,79	0,75	0,75	0,76	0,77	0,81	0 84	0,86	0 84	0,84	0,82	0,82	0,80	0,82	0,81	0 85	0,90	0,92	0 91	0,90	0,90	0,87
1846 мвт																									
6 41	Spring	0,64	0,58	0 57	0,50	0,51	0,52	0,53	0,56	0 59	0,63	0,66	0,64	0,62	0,60	0,60	0,59	0,58	0,63	0,62	0,62	0,63	0,68	0,74	0,67
6 42	Summer	0,46	0 40	0,40	0,40	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,43	0,47	0,49	0,48	0,49	0,49	0,47	0,48	0,47	0,47	0,48	0,48	0,50	0 52	0,50
6 43	Fall	0,71	0,67	0,54	0,53	0,53	0,57	0,60	0,67	0,70	0,74	0,70	0,69	0,68	0,68	0,66	0,63	0,65	0,68	0,72	0,73	0,72	0,75	0,80	0,73

52/75

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6-3

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 году

Линии 6 36 –

6 39 Данные по Часовым Ннагрузкам Дайте данные по часовым нагрузкам на типичную неделю в каждом из четырех времен года на 1995 I 1997 года Эти данные должны быть даны на основе выработки и должны быть выражены как отношение(десятичное) типичной часовой внутренней нагрузки к максимальной годовой внутренней нагрузке, данной в Линии 6 1 в Таблице 6 – 1

57/79

246

РАЗДЕЛ 7.0

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 – 2000)

Таблица 7 – 1

1998 to 2015

Макс ежегодное потребление и производство электроэнергии для различных сценариев развития

Сценарий	Линия		1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Наиболее Вероятный	7 1	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	~~3240~~ 2000	~~3270~~ 2200	~~3450~~ 2750	~~4200~~ 3420	5000 3650	~~5200~~ 3900	~~5500~~ 4400
	7 2	Внытренняя Продажа (ГВтч)	~~14 8~~ 8,6	~~15 3~~ 9,5	~~16 1~~ 10,1	~~19 4~~ 14,8	~~22 7~~ 18,2	~~24 2~~ 20,7	~~27 7~~ 24,0
	7 3	Потери (ГВтч)	~~2 7~~ 2,9	~~2 7~~ 2,9	~~2 9~~ 2,9	~~3 6~~ 2,9	~~4 3~~ 3,8	~~4 8~~ 3,8	~~5 3~~ 4,0
	7 4	Годовое Внытр Потребление (ГВтч)	~~17 5~~ 11,5	~~18 0~~ 12,4	~~19 0~~ 13,0	~~23 0~~ 17,7	~~27 0~~ 22,0	~~30 0~~ 24,5	~~33 0~~ 28,0
Высокий	7 5	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	~~2990~~ 2100	~~3110~~ 2300	~~3257~~ 2950	~~4103~~ 3450	~~4964~~ 3850	~~5700~~ 4150	~~6300~~ 4550
	7 6	Внытренняя Продажа (ГВтч)	~~13 9~~ 10	~~14 6~~ 10 5	~~15 5~~ 11,6	~~20 0~~ 16 7	~~24 9~~ 20,7	~~28 0~~ 23,2	~~31 9~~ 27,2
	7 7	Потери (ГВтч)	~~2 5~~ 2,9	~~2 6~~ 2,9	~~2 8~~ 2,9	~~3 7~~ 3,0	~~4 7~~ 3,8	~~5 4~~ 4,0	~~6 1~~ 4,8
	7 8	Годовое Внытр Потребление (ГВтч)	~~16 4~~ 12,9	~~17 2~~ 13,4	~~18 3~~ 14,5	~~23 7~~ 19,7	~~29 6~~ 24,5	~~34 0~~ 27,2	~~38 0~~ 32,0
Низкий	7 9	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	~~2930~~ 1950	~~3009~~ 2010	~~3105~~ 2100	~~3650~~ 2750	~~4115~~ 3330	~~4600~~ 3700	~~5000~~ 4100
	7 10	Внытренняя Продажа (ГВтч)	~~13 55~~ 7,3	~~14 15~~ 7,6	~~14 7~~ 8,6	~~17 0~~ 12,2	~~20 0~~ 15,6	~~22 7~~ 17,7	~~25 2~~ 20,2
	7 11	Потери (ГВтч)	~~2 45~~ 2,90	~~2 55~~ 2 9	~~2 7~~ 2,9	~~3 3~~ 2 9	~~3 9~~ 2,9	~~4 3~~ 3,3	~~4 8~~ 3,8
	7 12	Годовое Внытр Потребление (ГВтч)	~~16 0~~ 10,2	~~16 7~~ 10,5	~~17 4~~ 11,5	~~21 1~~ 15,1	~~24 5~~ 18,5	~~27 0~~ 21,0	~~30 0~~ 24,0

cf 7 7, 7 5 7 11 = 5% tech losses, 5% consumer 1/

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7-1

Максимальное ежегодное потребление и прозводство электроэнергии для различных сценариев развития

Линии 7 1, 7 5, 7 9 — Максимальная Ежегодная Внутренняя Нагрузка (МВт) Дать максимальные ежегодные нагрузки для 1998, 2000, 2010, 2015 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую нагрузку для изучаемой страны или региона, исключая экспорт Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 2, 7 6, 7 10 — Внутренняя Продажа (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры продажи для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 3, 7 7, 7 11 — Потери (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры потерь для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 4, 7 8, 7 12 — Годовое Внутреннее Потребление (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры внутреннего потребления для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария Данные должны быть представлены на основе выработки (т е вкючая потери)

Таблица 7 – 2

Ю Казахстан

Ежемесячное потребление и производство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Год	Линия		Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек
1998	7 13	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0 / 2000	0,987 / 1974	0,875 / 1750	0,746 / 1492	0,643 / 1286	0,595 / 1190	0,596 / 1192	0,680 / 1360	0,748 / 1495	0,760 / 1520	0,953 / 1905	0,998 / 1995
	7 14	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,12 / 1,39	0,096 / 1,11	0,091 / 1,05	0,08 / 0,92	0,075 / 0,86	0,074 / 0,85	0,066 / 0,77	0,069 / 0,79	0,068 / 0,78	0,073 / 0,84	0,085 / 0,98	0,1 / 1,16
2000	7 15	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0 / 2298	0,97 / 2870	0,78 / 2147	0,71 / 1972	0,628 / 1225	0,6 / 1650	0,601 / 1653	0,673 / 1851	0,79 / 2174	0,84 / 2310	0,996 / 2740	0,998 / 2747
	7 16	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,124 / 1,57	0,96 / 1,25	0,091 / 1,18	0,08 / 1,04	0,075 / 0,975	0,074 / 0,965	0,066 / 0,87	0,067 / 0,87	0,068 / 0,89	0,073 / 0,95	0,085 / 1,10	0,103 / 1,34
2005	7 17	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0 / 3720	0,991 / 3390	0,801 / 2740	0,677 / 2317	0,641 / 2193	0,601 / 2052	0,69 / 2056	0,670 / 2291	0,747 / 2555	0,852 / 2915	0,995 / 3405	0,999 / 3419
	7 18	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,11 / 1,98	0,096 / 1,70	0,09 / 1,61	0,08 / 1,42	0,075 / 1,33	0,074 / 1,31	0,067 / 1,18	0,067 / 1,19	0,067 / 1,19	0,072 / 1,29	0,085 / 1,50	0,11 / 2,0
2010	7 19	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0 / 3650	0,97 / 3540	0,921 / 3360	0,702 / 2563	0,635 / 2317	0,60 / 2190	0,60 / 2191	0,657 / 2398	0,744 / 2715	0,861 / 3143	0,997 / 3638	0,999 / 3645
	7 20	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,108 / 2,66	0,086 / 2,11	0,09 / 2,00	0,08 / 1,76	0,075 / 1,65	0,074 / 1,63	0,067 / 1,48	0,066 / 1,46	0,068 / 1,49	0,073 / 1,61	0,085 / 1,87	0,10 / 2,28
2015	7 21	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0 / 3900	0,982 / 3830	0,882 / 3440	0,693 / 2714	0,647 / 2497	0,601 / 2345	0,602 / 2348	0,677 / 2640	0,758 / 2954	0,884 / 3895	0,99 / 3860	0,996 / 3885
	7 22	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,12 / 2,96	0,095 / 2,35	0,091 / 2,23	0,08 / 1,96	0,074 / 1,83	0,074 / 1,81	0,066 / 1,63	0,067 / 1,64	0,067 / 1,65	0,073 / 1,79	0,084 / 2,08	0,105 / 2,57
2020	7 23		1,0 / 4400	0,982 / 4320	0,889 / 3910	0,993 / 4370	0,634 / 2790	0,602 / 2650	0,627 / 2760	0,691 / 3040	0,785 / 3455	0,903 / 3975	0,98 / 4310	0,996 / 4385
	7 24		0,12 / 3,39	0,096 / 2,69	0,09 / 2,55	0,08 / 2,24	0,076 / 2,10	0,074 / 2,07	0,067 / 1,88	0,066 / 1,86	0,066 / 1,87	0,073 / 2,04	0,085 / 2,38	0,105 / 2,93

61/29

252

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–2

Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Линия 7 13 7 15, 7 17, 7 19 7 21	Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 7 1 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован
Линия 7 14 7 16, 7 18, 7 20, 7 22	Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 7 4 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован

62/79

Таблица 7 – 3

SOUTHERN KAZAKSTAN

Ежемесячная продажа электроэнергии по секторам для наиболл бероятного сценария развития
1998 to 2015

Line	Сектор	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
7 25	Коммерческий	0,6	0,7	0,7	0,9	1,2	1,4	1,5
7 26	Комунальный	4,00	4,2	4 4	4,6	4,9	5,2	5,2
7 27	Индустриальный	2,8	3,4	3,8	7,7	10,2	12,0	15,2
7 28	(ДРУГИЕ) Сельское хоз-во	0,9	0,9	0,9	1,3	1,6	1,8	1,8
7 29	Прочие	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
7 30	Общая Продажа	8,6	9,5	10,1	14,8	18,2	20,7	24,0

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–3

Ежемесячное продажа электроэнергии по секторам для наиболее вероятного сценария развития

Линии 7 25 – 7 29 Перспективная продажа электроэнергии по секторам (ГВтч)
Предоставь данные о те для перспективной продажи электроэнергии по секторам для 1998, 2000, 2010, 2015 годов Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного сценария

Линия 7 30 Общая перспективная продажа электроэнергии по секторам (ГВтч) Сумма линий с 7 25 по 7 29

64/75

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Воскресенье											HOUR												
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	0,85	0,83	0,81	0,78	0,76	0,77	0,79	0,80	0,83	0,84	0,85	0,86	0,83	0,83	0,81	0,80	0,78	0,79	0,83	0,87	0,91	0,91	0,9	0,88
1998	7 32	Весна	0,65	0,55	0,53	0,53	0,52	0,53	0,55	0,59	0,61	0,63	0,63	0,62	0,62	0,61	0,60	0,59	0,57	0,60	0,65	0,68	0,71	0,72	0,73	0,69
2000	7 33	Лето	0,46	0,46	0,42	0,40	0,39	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,43	0,45	0,47	0,47	0,47	0,46	0,45	0,46	0,46	0,47	0,48	0,48	0,51	0,47
МВТ	7 34	Осень	0,66	0,65	0,63	0,62	0,62	0,62	0,63	0,65	0,66	0,68	0,69	0,68	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,70	0,74	0,78	0,83	0,83	0,79	0,76
	7 35	Зима	0,83	0,82	0,80	0,78	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,83	0,83	0,84	0,82	0,80	0,79	0,78	0,77	0,78	0,81	0,85	0,90	0,90	0,83	0,87
2000	7 36	Весна	0,67	0,64	0,61	0,61	0,60	0,61	0,63	0,65	0,66	0,68	0,69	0,68	0,66	0,62	0,60	0,60	0,58	0,61	0,66	0,69	0,72	0,73	0,73	0,69
2750	7 37	Лето	0,48	0,48	0,44	0,42	0,40	0,42	0,42	0,44	0,44	0,43	0,45	0,47	0,49	0,48	0,48	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	0,48	0,49	0,49	0,49
МВТ	7 38	Осень	0,67	0,66	0,65	0,63	0,62	0,63	0,63	0,65	0,68	0,69	0,70	0,70	0,69	0,68	0,68	0,69	0,69	0,71	0,73	0,78	0,81	0,84	0,80	0,73
	7 39	Зима	0,84	0,83	0,82	0,80	0,77	0,78	0,79	0,81	0,84	0,86	0,86	0,87	0,83	0,80	0,78	0,78	0,77	0,77	0,80	0,86	0,89	0,90	0,89	0,86
2005	7 40	Весна	0,66	0,56	0,54	0,54	0,53	0,54	0,56	0,58	0,60	0,62	0,62	0,63	0,62	0,62	0,61	0,60	0,59	0,63	0,67	0,69	0,73	0,75	0,73	0,69
3420	7 41	Лето	0,49	0,45	0,43	0,41	0,40	0,41	0,43	0,43	0,43	0,45	0,47	0,47	0,47	0,47	0,46	0,47	0,48	0,49	0,49	0,50	0,51	0,51	0,51	0,50
МВТ	7 42	Осень	0,69	0,68	0,65	0,63	0,63	0,63	0,65	0,63	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,68	0,69	0,70	0,71	0,75	0,78	0,81	0,83	0,81	0,75
	7 43	Зима	0,87	0,85	0,83	0,81	0,80	0,80	0,82	0,83	0,87	0,89	0,90	0,90	0,90	0,85	0,81	0,80	0,77	0,78	0,81	0,85	0,85	0,91	0,90	0,89
2010	7 44	Весна	0,63	0,63	0,62	0,64	0,65	0,65	0,64	0,63	0,66	0,65	0,65	0,65	0,64	0,62	0,61	0,60	0,60	0,62	0,62	0,69	0,74	0,76	0,71	0,68
3650	7 45	Лето	0,45	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,48	0,49	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,48	0,49	0,50	0,50	0,50	0,51	0,51	0,52	0,52	0,49	0,47
МВТ	7 46	Осень	0,69	0,68	0,67	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,69	0,71	0,71	0,72	0,73	0,76	0,78	0,82	0,84	0,81	0,75
	7 47	Зима	0,86	0,84	0,82	0,81	0,80	0,81	0,83	0,85	0,86	0,87	0,88	0,88	0,85	0,83	0,83	0,81	0,80	0,82	0,84	0,85	0,89	0,93	0,91	0,88
2015	7 48	Весна	0,66	0,65	0,65	0,66	0,66	0,65	0,66	0,66	0,67	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,64	0,62	0,62	0,64	0,66	0,70	0,73	0,77	0,75	0,70
3900	7 49	Лето	0,46	0,46	0,46	0,47	0,48	0,48	0,49	0,49	0,50	0,50	0,50	0,50	0,51	0,53	0,53	0,54	0,55	0,54	0,55	0,55	0,56	0,56	0,53	0,49
МВТ	7 50	Осень	0,70	0,69	0,69	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,73	0,76	0,77	0,79	0,83	0,84	0,81	0,76

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Понедельник 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
	7 31	Зима	0,80	0,76	0,72	0,68	0,66	0,67	0,68	0,70	0,78	0,84	0,87	0,90	0,88	0,86	0,84	0,80	0,78	0,77	0,76	0,79	0,88	0,98	0,91	0,84
1998	7 32	Весна	0,65	0,62	0,60	0,59	0,60	0,62	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,70	0,69	0,69	0,68	0,67	0,64	0,62	0,63	0,66	0,68	0,70	0,68	0,66
2000	7 33	Лето	0,46	0,44	0,42	0,40	0,39	0,40	0,40	0,41	0,43	0,50	0,52	0,51	0,51	0,50	0,48	0,46	0,45	0,45	0,46	0,47	0,49	0,49	0,48	0,47
МВТ	7 34	Осень	0,66	0,63	0,61	0,58	0,56	0,59	0,62	0,65	0,65	0,66	0,67	0,67	0,67	0,65	0,65	0,64	0,63	0,64	0,67	0,68	0,71	0,72	0,70	0,67
	7 35	Зима	0,79	0,77	0,73	0,67	0,65	0,66	0,69	0,71	0,80	0,85	0,88	0,91	0,90	0,87	0,85	0,83	0,80	0,78	0,76	0,79	0,90	0,92	0,90	0,88
2000	7 36	Весна	0,64	0,61	0,59	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,70	0,69	0,68	0,67	0,67	0,65	0,64	0,63	0,65	0,67	0,70	0,69	0,66
2750	7 37	Лето	0,45	0,43	0,41	0,39	0,38	0,39	0,40	0,42	0,44	0,49	0,51	0,52	0,51	0,50	0,49	0,47	0,46	0,46	0,45	0,48	0,50	0,51	0,51	0,48
МВТ	7 38	Осень	0,65	0,62	0,61	0,60	0,57	0,58	0,60	0,64	0,64	0,65	0,66	0,66	0,65	0,65	0,66	0,64	0,63	0,61	0,63	0,66	0,70	0,71	0,70	0,68
	7 39	Зима	0,79	0,78	0,74	0,68	0,64	0,64	0,70	0,73	0,81	0,86	0,89	0,92	0,91	0,89	0,83	0,82	0,79	0,77	0,74	0,76	0,80	0,87	0,85	0,81
2005	7 40	Весна	0,63	0,61	0,60	0,58	0,59	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,70	0,69	0,67	0,66	0,64	0,64	0,62	0,63	0,64	0,67	0,69	0,68	0,65
3420	7 41	Лето	0,44	0,41	0,40	0,39	0,38	0,39	0,40	0,43	0,46	0,49	0,51	0,52	0,51	0,49	0,46	0,45	0,43	0,41	0,39	0,40	0,42	0,45	0,48	0,46
МВТ	7 42	Осень	0,65	0,63	0,60	0,59	0,58	0,57	0,59	0,63	0,65	0,66	0,67	0,67	0,66	0,65	0,64	0,64	0,64	0,63	0,64	0,65	0,68	0,70	0,69	0,67
	7 43	Зима	0,78	0,76	0,72	0,66	0,63	0,65	0,64	0,76	0,81	0,85	0,88	0,93	0,92	0,91	0,87	0,84	0,82	0,80	0,76	0,76	0,80	0,86	0,84	0,80
2010	7 44	Весна	0,63	0,60	0,58	0,56	0,56	0,60	0,61	0,63	0,65	0,68	0,69	0,70	0,69	0,65	0,64	0,63	0,63	0,62	0,61	0,63	0,65	0,63	0,66	0,65
3650	7 45	Лето	0,40	0,39	0,38	0,38	0,37	0,39	0,41	0,42	0,45	0,48	0,50	0,51	0,51	0,50	0,51	0,49	0,46	0,41	0,39	0,40	0,43	0,44	0,43	0,42
МВТ	7 46	Осень	0,65	0,62	0,61	0,60	0,57	0,56	0,58	0,62	0,64	0,67	0,67	0,67	0,66	0,65	0,66	0,65	0,64	0,64	0,63	0,64	0,67	0,70	0,69	0,68
	7 47	Зима	0,79	0,74	0,72	0,65	0,62	0,63	0,67	0,73	0,82	0,86	0,88	0,93	0,92	0,86	0,81	0,77	0,74	0,73	0,79	0,87	0,92	0,94	0,90	0,88
2015	7 48	Весна	0,63	0,62	0,61	0,60	0,58	0,60	0,61	0,62	0,64	0,67	0,68	0,69	0,68	0,66	0,65	0,63	0,61	0,63	0,65	0,67	0,68	0,69	0,67	0,65
3900	7 49	Лето	0,44	0,42	0,40	0,38	0,36	0,37	0,39	0,41	0,44	0,46	0,49	0,50	0,50	0,48	0,46	0,45	0,43	0,40	0,39	0,37	0,39	0,44	0,42	0,46
МВТ	7 50	Осень	0,65	0,63	0,60	0,58	0,56	0,55	0,58	0,62	0,64	0,65	0,67	0,67	0,66	0,65	0,67	0,65	0,64	0,63	0,64	0,64	0,66	0,69	0,68	0,68

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Вторник ~~Четверг~~ 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
	7 31	Зима	0,80	0,79	0,77	0,76	0,72	0,73	0,76	0,84	0,90	0,91	0,90	0,88	0,83	0,81	0,77	0,76	0,75	0,76	0,77	0,79	0,88	0,92	0,90	0,85
1998	7 32	Весна	0,65	0,63	0,60	0,57	0,56	0,58	0,64	0,69	0,71	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	0,67	0,63	0,60	0,63	0,66	0,68	0,70	0,71	0,69	0,66
2000	7 33	Лето	0,46	0,43	0,40	0,38	0,38	0,39	0,39	0,41	0,45	0,50	0,52	0,51	0,51	0,50	0,48	0,46	0,45	0,45	0,46	0,47	0,49	0,49	0,48	0,47
МВт	7 34	Осень	0,66	0,64	0,61	0,60	0,57	0,60	0,65	0,69	0,71	0,73	0,72	0,70	0,68	0,66	0,65	0,63	0,61	0,64	0,67	0,69	0,71	0,73	0,70	0,67
	7 35	Зима	0,79	0,75	0,73	0,70	0,69	0,71	0,76	0,85	0,90	0,92	0,91	0,90	0,87	0,84	0,81	0,76	0,73	0,75	0,79	0,83	0,89	0,92	0,90	0,85
2000	7 36	Весна	0,64	0,61	0,57	0,54	0,54	0,55	0,63	0,68	0,70	0,70	0,69	0,68	0,64	0,64	0,65	0,63	0,61	0,63	0,64	0,67	0,69	0,69	0,68	0,66
2750	7 37	Лето	0,45	0,42	0,39	0,37	0,36	0,37	0,39	0,40	0,45	0,49	0,49	0,48	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42	0,42	0,42	0,44	0,45	0,46	0,46	0,45
МВт	7 38	Осень	0,65	0,62	0,58	0,56	0,55	0,57	0,59	0,64	0,69	0,71	0,72	0,71	0,67	0,66	0,65	0,63	0,62	0,63	0,65	0,68	0,70	0,70	0,68	0,66
	7 39	Зима	0,78	0,74	0,72	0,70	0,68	0,70	0,79	0,87	0,91	0,93	0,92	0,90	0,88	0,84	0,81	0,76	0,72	0,74	0,78	0,85	0,90	0,93	0,92	0,84
2005	7 40	Весна	0,63	0,60	0,56	0,54	0,53	0,54	0,64	0,69	0,70	0,70	0,69	0,68	0,66	0,66	0,64	0,63	0,62	0,63	0,64	0,65	0,67	0,68	0,67	0,65
3420	7 41	Лето	0,43	0,40	0,37	0,36	0,35	0,36	0,38	0,42	0,46	0,48	0,47	0,46	0,44	0,44	0,42	0,40	0,39	0,39	0,41	0,43	0,44	0,45	0,44	0,43
МВт	7 42	Осень	0,65	0,63	0,59	0,56	0,55	0,56	0,58	0,65	0,68	0,70	0,71	0,70	0,68	0,68	0,67	0,65	0,63	0,63	0,64	0,65	0,66	0,66	0,66	0,6[illegible]
	7 43	Зима	0,76	0,73	0,71	0,69	0,67	0,69	0,77	0,87	0,92	0,94	0,92	0,91	0,89	0,84	0,80	0,76	0,72	0,75	0,78	0,86	0,91	0,94	0,93	0,83
2010	7 44	Весна	0,63	0,61	0,55	0,53	0,50	0,52	0,64	0,69	0,71	0,71	0,70	0,69	0,69	0,68	0,64	0,63	0,62	0,62	0,64	0,66	0,68	0,68	0,66	0,64
3650	7 45	Лето	0,40	0,38	0,35	0,34	0,33	0,34	0,37	0,41	0,45	0,47	0,46	0,45	0,43	0,43	0,41	0,40	0,39	0,39	0,40	0,41	0,43	0,44	0,42	0,41
МВт	7 46	Осень	0,64	0,62	0,60	0,54	0,52	0,55	0,59	0,64	0,69	0,70	0,71	0,70	0,69	0,67	0,66	0,63	0,64	0,6[illegible]	0,65	0,66	0,66	0,67	0,66	0,65
	7 47	Зима	0,76	0,72	0,70	0,68	0,66	0,70	0,78	0,86	0,92	0,95	0,94	0,92	0,90	0,85	0,81	0,75	0,71	0,73	0,79	0,87	0,92	0,94	0,93	0,81
2015	7 48	Весна	0,64	0,61	0,56	0,52	0,49	0,51	0,63	0,68	0,70	0,70	0,69	0,68	0,68	0,66	0,65	0,63	0,61	0,63	0,65	0,66	0,67	0,68	0,66	0,64
3900	7 49	Лето	0,39	0,37	0,35	0,34	0,32	0,33	0,36	0,40	0,43	0,45	0,44	0,43	0,41	0,41	0,40	0,39	0,37	0,37	0,39	0,41	0,41	0,43	0,41	0,40
МВт	7 50	Осень	0,65	0,63	0,59	0,53	0,51	0,54	0,60	0,63	0,68	0,69	0,71	0,70	0,68	0,67	0,65	0,64	0,63	0,64	0,64	0,66	0,66	0,67	0,67	0,66

72/73

256

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Среда 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
	7 31	Зима	0,87	0,83	0,81	0,77	0,74	0,79	0,84	0,86	0,91	0,92	0,91	0,90	0,84	0,84	0,87	0,84	0,80	0,78	0,80	0,85	0,89	0,92	0,91	0,89
1998	7 32	Весна	0,65	0,63	0,61	0,57	0,53	0,56	0,58	0,63	0,67	0,69	0,71	0,70	0,69	0,69	0,70	0,69	0,68	0,66	0,63	0,65	0,67	0,69	0,68	0,66
2000	7 33	Лето	0,45	0,42	0,41	0,39	0,38	0,39	0,44	0,48	0,50	0,51	0,53	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,50	0,47	0,45	0,47	0,49	0,50	0,48	0,46
МВт	7 34	Осень	0,66	0,65	0,62	0,58	0,55	0,57	0,59	0,64	0,69	0,71	0,72	0,71	0,70	0,70	0,71	0,70	0,63	0,67	0,64	0,66	0,68	0,68	0,68	0,67
	7 35	Зима	0,86	0,82	0,80	0,75	0,73	0,78	0,85	0,87	0,91	0,94	0,93	0,92	0,91	0,91	0,89	0,86	0,84	0,79	0,81	0,85	0,89	0,93	0,92	0,87
2000	7 36	Весна	0,64	0,62	0,60	0,57	0,54	0,55	0,57	0,64	0,68	0,70	0,72	0,71	0,70	0,71	0,71	0,70	0,68	0,65	0,65	0,65	0,66	0,67	0,66	0,65
2750	7 37	Лето	0,43	0,41	0,40	0,39	0,37	0,38	0,43	0,49	0,50	0,52	0,53	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,50	0,48	0,46	0,47	0,49	0,51	0,48	0,45
МВт	7 38	Осень	0,65	0,64	0,61	0,57	0,56	0,57	0,59	0,66	0,71	0,72	0,73	0,72	0,71	0,72	0,72	0,71	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,67	0,66
	7 39	Зима	0,86	0,82	0,80	0,75	0,73	0,78	0,86	0,88	0,91	0,94	0,94	0,92	0,91	0,91	0,90	0,87	0,84	0,78	0,80	0,84	0,88	0,92	0,90	0,87
2005	7 40	Весна	0,64	0,62	0,59	0,57	0,56	0,57	0,59	0,64	0,68	0,71	0,73	0,72	0,70	0,70	0,72	0,70	0,68	0,66	0,65	0,66	0,68	0,69	0,68	0,66
3420	7 41	Лето	0,42	0,41	0,40	0,38	0,37	0,38	0,43	0,49	0,51	0,52	0,53	0,52	0,53	0,51	0,52	0,51	0,50	0,48	0,45	0,47	0,49	0,50	0,47	0,44
МВт	7 42	Осень	0,65	0,64	0,60	0,58	0,57	0,58	0,60	0,65	0,69	0,72	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,71	0,70	0,68	0,68	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67
	7 43	Зима	0,85	0,81	0,79	0,74	0,72	0,76	0,86	0,88	0,91	0,94	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,86	0,82	0,78	0,80	0,84	0,88	0,92	0,90	0,87
2010	7 44	Весна	0,63	0,61	0,59	0,56	0,54	0,55	0,57	0,65	0,68	0,71	0,73	0,72	0,70	0,70	0,71	0,70	0,68	0,66	0,65	0,67	0,68	0,69	0,67	0,65
3650	7 45	Лето	0,42	0,40	0,39	0,37	0,36	0,37	0,43	0,49	0,51	0,52	0,53	0,52	0,51	0,50	0,51	0,50	0,50	0,47	0,45	0,46	0,48	0,50	0,46	0,43
МВт	7 46	Осень	0,64	0,63	0,60	0,58	0,56	0,57	0,60	0,64	0,69	0,73	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,71	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67
	7 47	Зима	0,85	0,83	0,80	0,76	0,72	0,76	0,86	0,89	0,91	0,94	0,95	0,94	0,93	0,91	0,90	0,86	0,82	0,78	0,80	0,83	0,87	0,91	0,90	0,87
2015	7 48	Весна	0,63	0,61	0,59	0,56	0,54	0,56	0,58	0,65	0,69	0,72	0,75	0,74	0,72	0,71	0,71	0,72	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,68	0,66
3900	7 49	Лето	0,41	0,39	0,38	0,37	0,36	0,37	0,43	0,49	0,52	0,54	0,55	0,54	0,53	0,52	0,53	0,52	0,50	0,48	0,45	0,47	0,49	0,50	0,48	0,44
МВт	7 50	Осень	0,64	0,63	0,60	0,57	0,55	0,57	0,59	0,66	0,70	0,74	0,76	0,75	0,74	0,73	0,73	0,74	0,72	0,70	0,68	0,67	0,68	0,69	0,69	0,67

62/75

257

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Четверг 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
	7 31	Зима	0,88	0,83	0,81	0,77	0,74	0,79	0,84	0,86	0,92	0,93	0,92	0,90	0,85	0,84	0,87	0,84	0,80	0,78	0,80	0,85	0,89	0,93	0,91	0,89
1998	7 32	Весна	0,65	0,63	0,61	0,57	0,53	0,56	0,58	0,63	0,67	0,69	0,71	0,70	0,69	0,69	0,70	0,69	0,68	0,66	0,63	0,65	0,67	0,69	0,68	0,66
2000	7 33	Лето	0,45	0,42	0,41	0,39	0,38	0,39	0,44	0,48	0,50	0,51	0,53	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,50	0,47	0,45	0,47	0,49	0,50	0,48	0,46
МВт	7 34	Осень	0,66	0,65	0,62	0,58	0,55	0,57	0,59	0,64	0,68	0,71	0,72	0,71	0,70	0,70	0,71	0,70	0,69	0,67	0,64	0,66	0,68	0,68	0,68	0,67
	7 35	Зима	0,86	0,82	0,80	0,75	0,73	0,78	0,85	0,87	0,91	0,92	0,95	0,94	0,92	0,91	0,89	0,86	0,84	0,79	0,81	0,85	0,89	0,93	0,92	0,87
2000	7 36	Весна	0,64	0,62	0,60	0,57	0,54	0,55	0,57	0,64	0,68	0,70	0,72	0,71	0,70	0,71	0,71	0,70	0,68	0,65	0,65	0,65	0,66	0,67	0,66	0,65
2750	7 37	Лето	0,43	0,41	0,40	0,39	0,37	0,38	0,43	0,49	0,50	0,52	0,53	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,50	0,48	0,46	0,47	0,49	0,51	0,48	0,45
МВт	7 38	Осень	0,65	0,64	0,61	0,57	0,56	0,57	0,59	0,66	0,71	0,72	0,73	0,72	0,71	0,72	0,72	0,71	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,67	0,66
	7 39	Зима	0,86	0,82	0,80	0,75	0,73	0,78	0,86	0,88	0,91	0,93	0,95	0,93	0,91	0,91	0,90	0,87	0,84	0,78	0,80	0,84	0,88	0,93	0,90	0,87
2005	7 40	Весна	0,64	0,62	0,59	0,57	0,56	0,57	0,59	0,64	0,68	0,71	0,73	0,72	0,70	0,70	0,72	0,70	0,68	0,66	0,65	0,66	0,68	0,69	0,68	0,66
3420	7 41	Лето	0,43	0,41	0,40	0,38	0,37	0,38	0,43	0,49	0,51	0,52	0,53	0,52	0,53	0,51	0,52	0,51	0,50	0,48	0,45	0,47	0,49	0,50	0,47	0,44
МВт	7 42	Осень	0,65	0,64	0,60	0,58	0,56	0,57	0,60	0,64	0,69	0,72	0,74	0,73	0,72	0,71	0,72	0,71	0,70	0,68	0,67	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67
	7 43	Зима	0,86	0,81	0,79	0,74	0,72	0,76	0,86	0,88	0,91	0,92	0,95	0,94	0,92	0,91	0,90	0,86	0,82	0,78	0,80	0,84	0,88	0,92	0,90	0,87
2010	7 44	Весна	0,63	0,61	0,59	0,56	0,54	0,55	0,57	0,65	0,68	0,71	0,73	0,73	0,72	0,70	0,70	0,70	0,68	0,66	0,65	0,67	0,68	0,69	0,67	0,65
3650	7 45	Лето	0,42	0,40	0,39	0,37	0,36	0,37	0,43	0,49	0,51	0,52	0,53	0,53	0,52	0,51	0,50	0,51	0,50	0,47	0,45	0,46	0,48	0,50	0,46	0,43
МВт	7 46	Осень	0,64	0,63	0,60	0,58	0,56	0,57	0,60	0,64	0,69	0,73	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,71	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67
	7 47	Зима	0,86	0,84	0,80	0,76	0,72	0,76	0,86	0,89	0,91	0,92	0,95	0,93	0,91	0,90	0,88	0,82	0,78	0,80	0,83	0,87	0,90	0,91	0,90	0,87
2015	7 48	Весна	0,63	0,61	0,59	0,56	0,54	0,56	0,58	0,65	0,69	0,72	0,75	0,74	0,72	0,71	0,71	0,72	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,68	0,66
3900	7 49	Лето	0,41	0,39	0,38	0,37	0,36	0,37	0,43	0,49	0,52	0,54	0,55	0,54	0,53	0,52	0,53	0,52	0,50	0,48	0,45	0,47	0,49	0,50	0,48	0,44
МВт	7 50	Осень	0,64	0,63	0,60	0,57	0,55	0,57	0,59	0,66	0,70	0,74	0,76	0,75	0,74	0,73	0,73	0,74	0,72	0,70	0,68	0,67	0,68	0,69	0,69	0,67

Таблица 7 – 4

SOUTHERN KAZAKSTAN

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Пятница 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
	7 31	Зима	0,87	0,83	0,81	0,76	0,73	0,79	0,84	0,86	0,90	0,91	0,93	0,92	0,86	0,84	0,86	0,84	0,80	0,78	0,80	0,82	0,89	0,93	0,91	0,89
1998	7 32	Весна	0,66	0,64	0,61	0,57	0,53	0,56	0,58	0,63	0,67	0,69	0,71	0,70	0,69	0,69	0,70	0,69	0,68	0,66	0,63	0,64	0,67	0,69	0,68	0,66
2000	7 33	Лето	0,44	0,42	0,41	0,39	0,38	0,39	0,44	0,48	0,50	0,51	0,52	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,50	0,47	0,45	0,46	0,49	0,50	0,48	0,45
МВт	7 34	Осень	0,65	0,64	0,62	0,58	0,55	0,57	0,59	0,64	0,68	0,71	0,72	0,71	0,70	0,70	0,71	0,70	0,69	0,67	0,65	0,67	0,68	0,69	0,68	0,66
	7 35	Зима	0,86	0,82	0,80	0,75	0,73	0,78	0,85	0,87	0,90	0,91	0,94	0,93	0,92	0,91	0,89	0,87	0,85	0,80	0,81	0,85	0,89	0,93	0,92	0,87
2000	7 36	Весна	0,64	0,62	0,60	0,57	0,54	0,55	0,57	0,64	0,68	0,70	0,72	0,71	0,70	0,71	0,71	0,70	0,68	0,65	0,65	0,65	0,66	0,67	0,66	0,65
2750	7 37	Лето	0,42	0,41	0,40	0,39	0,37	0,38	0,43	0,49	0,50	0,52	0,53	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,50	0,48	0,46	0,48	0,49	0,51	0,48	0,45
МВт	7 38	Осень	0,66	0,64	0,61	0,57	0,56	0,57	0,59	0,66	0,71	0,72	0,73	0,72	0,71	0,72	0,72	0,71	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,67	0,66
	7 39	Зима	0,86	0,82	0,80	0,76	0,72	0,78	0,86	0,88	0,91	0,92	0,95	0,94	0,92	0,91	0,92	0,88	0,84	0,78	0,80	0,84	0,88	0,92	0,91	0,87
2005	7 40	Весна	0,64	0,62	0,59	0,57	0,56	0,57	0,59	0,64	0,68	0,71	0,73	0,72	0,71	0,70	0,71	0,70	0,69	0,66	0,65	0,66	0,68	0,69	0,68	0,66
3420	7 41	Лето	0,42	0,41	0,40	0,38	0,37	0,37	0,43	0,49	0,51	0,52	0,53	0,53	0,53	0,52	0,52	0,51	0,50	0,48	0,46	0,47	0,49	0,50	0,47	0,44
МВт	7 42	Осень	0,65	0,64	0,60	0,58	0,56	0,58	0,60	0,64	0,69	0,72	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,71	0,70	0,68	0,67	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67
	7 43	Зима	0,85	0,81	0,79	0,74	0,72	0,74	0,80	0,86	0,90	0,92	0,95	0,94	0,92	0,91	0,90	0,86	0,83	0,79	0,80	0,83	0,88	0,91	0,90	0,87
2010	7 44	Весна	0,63	0,61	0,59	0,56	0,55	0,57	0,59	0,65	0,68	0,71	0,73	0,73	0,72	0,70	0,71	0,70	0,69	0,67	0,65	0,67	0,68	0,69	0,67	0,64
3650	7 45	Лето	0,41	0,40	0,39	0,37	0,35	0,37	0,43	0,49	0,51	0,52	0,53	0,53	0,52	0,51	0,50	0,51	0,50	0,48	0,45	0,46	0,48	0,50	0,46	0,43
МВт	7 46	Осень	0,64	0,63	0,60	0,58	0,56	0,57	0,60	0,64	0,69	0,72	0,74	0,73	0,72	0,71	0,72	0,72	0,70	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67
	7 47	Зима	0,85	0,83	0,80	0,76	0,73	0,76	0,83	0,87	0,91	0,93	0,95	0,94	0,91	0,90	0,86	0,84	0,82	0,80	0,83	0,87	0,89	0,91	0,90	0,87
2015	7 48	Весна	0,64	0,61	0,59	0,56	0,54	0,55	0,58	0,66	0,68	0,72	0,75	0,74	0,72	0,71	0,71	0,72	0,71	0,69	0,66	0,67	0,69	0,69	0,68	0,66
3900	7 49	Лето	0,41	0,39	0,38	0,37	0,36	0,38	0,43	0,50	0,52	0,52	0,54	0,54	0,53	0,52	0,53	0,52	0,50	0,48	0,45	0,47	0,49	0,50	0,49	0,44
МВт	7 50	Осень	0,65	0,63	0,60	0,57	0,56	0,58	0,59	0,65	0,69	0,73	0,76	0,76	0,74	0,73	0,73	0,74	0,72	0,70	0,69	0,68	0,69	0,70	0,69	0,67

Энергоисточники	Единицы измерения	1990г отчет	1991г отчет	1992г отчет	1993г отчет	1994г отчет	1995г отчет	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
г АЛМАТЫ (Северная зона)														
АЛМАТИНСКАЯ ГРЭС														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	279	279	279	279	335	335	335	335	335	335	335	335	335
Технические ограничения	Гкал/ч	30	75	75	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Собственные нужды	Гкал/ч	70	25	25	25	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	179	179	179	179	239	239	239	239	239	239	239	239	239
СВРК														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	150	150	150	150	150	126	126	126	126	126	126	126	126
Технические ограничения	Гкал/ч													
Собственные нужды	Гкал/ч													
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	144	144	144	144	109	109	109	109	109	109	109	109	109
г КАПЧАГАЙ														
РК 1														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	132	132	132	132	162	162	162	162	162	162	162	162	162
Технические ограничения	Гкал/ч													
Собственные нужды	Гкал/ч													
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	126	126	126	126	156	156	156	156	156	156	156	156	156
РК 2														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Технические ограничения	Гкал/ч													
Собственные нужды	Гкал/ч													
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
г ТЕКЕЛИ														
ТЭЦ 2														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	90	90	90	90	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Технические ограничения	Гкал/ч													
Собственные нужды	Гкал/ч													
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	82	82	82	82	84	84	84	84	84	84	84	84	84

260

Энергоисточники	Единицы измерения	1990г отчет	1991г отчет	1992г отчет	1993г отчет	1994г отчет	1995г отчет	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
КОТЕЛЬНАЯ (ТПК)														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	25	25	25	25	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Технические ограничения	Гкал/ч													
Собственные нужды	Гкал/ч													
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	23	23	23	23	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ЮЖКАЗЭНЕРГО														
г ШЫМКЕНТ														
ТЭЦ 1														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		461	461	502	509	509	509	509	509	509	509	509	509
Технические ограничения	Гкал/ч		50	50	122	126	276	275	275	275	275	275	275	275
Собственные нужды	Гкал/ч		39	39	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		372	372	358	363	213	214	214	214	214	214	214	214
ТЭЦ 2														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		118	118	118	116	116	116	116	116	116	116	116	116
Технические ограничения	Гкал/ч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		104	104	104	102	102	102	102	102	102	102	102	102
ТЭЦ 3														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		893	893	993	993	993	993	993	993	1494	1494	1494	1494
Технические ограничения	Гкал/ч		545	545	657	657	657	657	657	170	200	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч		17	17	17	17	17	17	17	17	23	26	26	26
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		331	331	319	319	319	319	319	806	1271	1468	1468	1468
РК 1														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Технические ограничения	Гкал/ч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Энергоисточники	Единицы измерения	1990г отчет	1991г отчет	1992г отчет	1993г отчет	1994г отчет	1995г отчет	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
РК 2														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Технические ограничения	Гкал/ч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
г ЖАМБЫЛ														
ТЭЦ-4														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		716	716	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708
Технические ограничения	Гкал/ч		50	50	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Собственные нужды	Гкал/ч		43	43	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		623	623	580	584	584	584	584	584	584	584	584	584
РК-4														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Технические ограничения	Гкал/ч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
г КЕНТАУ														
ТЭЦ 5														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		225	208	216	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Технические ограничения	Гкал/ч		0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные нужды	Гкал/ч		20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		205	176	186	185	185	185	185	185	185	185	185	185
г КЗЫЛ ОРДА														
ТЭЦ-6														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		466	466	594	592	592	592	592	592	592	592	592	592
Технические ограничения	Гкал/ч		0	0	218	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Собственные нужды	Гкал/ч		52	52	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч		414	414	346	347	347	347	347	347	347	347	347	347
КОТЕЛЬНАЯ ТАС БУГЕТ														
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч			56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Технические ограничения	Гкал/ч			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/ч			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Располагаемая мощность	Гкал/ч			53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53

UZBEKISTAN

12

#2

USAID Delivery Order No 7, Task 3

Проект Оптимизации

Системы Рек Нарин и Сыр Дарья

Вопросник для Моделирования Тепловых Станций

для

УЗБЕКИСТАНА

Подготовлено Компанией Бернс энд Роу

Февраль, 1998

264

СОДЕРЖАНИЕ

1 0 ВСТУПЛЕНИЕ

2 0 ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ

3 0 ДАННЫЕ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ АГРЕГАТАМ

- Таблица 3 – 1 Существующие Агрегаты – ГРЭС
- Инструкции для Таблица 3 – 1

- Таблица 3 – 2 Существующие Агрегаты – ТЭЦ
- Инструкции для Таблицы 3 – 2

4 0 ДАННЫЕ ПО ПЛАНИРУЕМЫМ АГРЕГАТАМ

- Таблица 4 – 1 Планируемые Агрегаты – ГРЭС
- Инструкции для Таблицы 4 – 1

- Таблица 4 – 2 Планируемые Агрегаты – ТЭЦ
- Инструкции для Таблицы 4 – 2

5 0 (Не используется)

6 0 ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

- Таблица 6 – 1 Максимальное потребление и прозводство электроэнергии
- Инструкции для Таблицы 6 – 1

- Таблица 6 – 2 Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии
- Инструкции для Таблицы 6 – 2

- Таблица 6 – 3 Кривая часовых нагрузок для типичной недели каждого времени года
- Инструкции для Таблицы 6 – 3

7 0 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 – 2000)

- Таблица 7 – 1 Максимальное ежегодное потребление и прозводство электроэнергии для различных сценариев развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 1

- Таблица 7 – 2 Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 2

- Таблица 7 – 3 Ежемесячное продажа электроэнергии по секторам для наиболее вероятного сценария развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 3

- Таблица 7 – 4 Кривая часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года для наиболее вероятного сценария развития
- Инструкции для Таблицы 7 – 4

8 0 ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

- Таблица 8 – 1 Максимальное потребление и прозводство тепловой энергии
- Инструкции для Таблицы 8 – 1

- Таблица 8 – 2 Ежемесячное потребление и прозводство тепловой энергии
- Инструкции для Таблицы 8 – 2

- Таблица 8 – 3 Кривая часовых тепловых нагрузок для типичной недели каждого времени года
- Инструкции для Таблицы 8 – 3

Раздел 1.0

ВСТУПЛЕНИЕ

Прилагаемые страницы определяют данные энергетической системы необходимые для осуществления Проекта Оптимизации Систем Рек Нарин и Сыр Дарья В основном эти данные похожи на предыдущие, собранные компанией Бернс анд Роу в 1996 году

Целью данного вопросника является определение и сбор данных по энергетическому сектору вашей республики Необходимо отметить, что некоторые данные, включенные в данный вопросник, были предоставлены нам в ответ на документ — справку 1996 года

Вам нобходимо проверить, подкорректировать и обновить эти данные, а так же заполнить все пропуски существующих и новых данных Пожалуйста, просмотрите инструкции внимательно для обеспечения предоставления необходимых данных

Данный вопросник состоит из серии таблиц и инструкций для их заполнения Вопросник состоит из следующих девяти (9) разделов

Раздел 2	—	ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ
Раздел 3	—	ДАННЫЕ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ ТЕПЛОВОМ АГРЕГАТАМ
Раздел 4	—	ДАННЫЕ ПО ПЛАНИРУЕМЫМ ТЕПЛОВЫМ АГРЕГАТАМ
Раздел 5	—	(Не используется)
Раздел 6	—	ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
Раздел 7	—	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 — 2000)
Раздел 8	—	ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

РАЗДЕЛ 20

ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ

21 Какой критерий используется для определения резерва мощности системы? (например, мощность наибольшего работающего агрегата, и т д)

Расчетный резерв мощности складывается из трех составляющих
- ремонтного резерва
- расчетного оперативного резерва
- нарастающего резерва

Суммарный резерв мощности в системе принят до 20%

22 Какой критерий используется для определения достаточности мощности системы? например, резерв во время максимальной нгрузки сустемы, и т д)

Наличие располагаемой мощности электростанций достаточной для покрытия суточного максимума нагрузок и передачи предусмотренной величины мощности на экспорт с учетом создания резерва мощности в энергосистеме

23 Существует ли Экономическое Обоснование планирования системы? Если да, то кем и когда оно подготовленно? Предоставьте пожалуйста копию последнего Обоснования

Макроэкономические показатели развития народного хозяйства подготавливаются подразделениями Минэнерго России и отраслями и, соответственно, представить копии материалов не представляется возможным

24 Предоставьте описание оснований ввода в работу агрегатов и состовления графика работы агрегатов для поддержки нобходимой нагрузки системы

При составлении графика работы агрегатов принимается во внимание следующие факторы: обеспеченность топливом, необходимость рационального его использования в осенне-зимний период, как правило, осуществляется максимальная выработка на ГАЭС и всемерная экономия мазута и угля (резервного топлива)

Соблюдение условий договора на взаимопоставках электроэнергии.

Необходимость регулирования мощности в энергосистеме в вечернем период тепловыми электростанциями в связи с внезапной разгрузкой гидроэлектростанции в ночной части графика

2 5 Существуют ли договоры по обмены электоэнергией с соседними странами? Предоставьте детали таких договоров

Обмен электроэнергией осуществляется на основании:
1. Межправительственного соглашения между Узбекистаном и Кыргызстаном на получения электроэнергии и поставку топливно-энергетических ресурсов.
2. Договора о Таджикистаном на поставку и получение электроэнергии.
3. Контрактов заключенных с энергетическими предприятиями Туркменистана и Казахстана на осуществление транзита электроэнергии по сетям Узбекской энергосистемы.

6 Какие типы агрегатов и топлив рассматриваются в перспективе для обеспечения будущих нагрузок?

Строится Талимарджанская ТЭС с установкой более экономичных энергоблоков 800 мвт на сверхкритические параметры пара

В перспективе прогнозируется расширение и строительство новых ТЭС с внедрением газотурбинных установок (ГТУ) и парогазовых блоков (ПГУ).

Будут использоваться традиционные виды органического топлива (газ, мазут, уголь)

270

РАЗДЕЛ 3 0

ДАННЫЕ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ АГРЕГАТАМ

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 3 – 1

Существующие Агрегаты – ГРЭС

Общее В каждую линию Таблицы 3 – 1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 Дата Вывода из Эксплуатации Напишите месяц/год, в котором в настоящий момент планироуется вывести данный агрегат из эксплатации

кол 7 Растопочное Топливо В колонке 7 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 7(а) Время Пуска В колонке 7(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 8 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 8 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 9(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 9(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 9(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 9(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 10 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 9(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 10 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 11 Название угольного топлива Для всех агрегатов, описанных в колонке 9, как использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 12 Проектная Мощность Напишите проектную мощность при полной нагрузке

кол 13 Существующая Мощность, Полная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при полной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 13(а) Существующая Мощность, Промежуточная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при промжуточной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 14 Существующая Мощность, Минимальная Нагреузка Напишите реальную мощность (мвт) при минимальной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 15, 15(а), 16 Тепловая Мощность Станции (кДж/кВт/ч), Полная, Промежуточная, и Минимальная Нагрузки Напишите в кол 15 тепловую мощность для данного агрегата при полной нагрузке, в кол 15(а) тепловую мощность для данного агрегата при промежуточной нагрузке, в кол 14 тепловую мощность для данного агрегата при минимальной нагрузке Все значения тепловой мощности должны быть на основании низшей теплотворной способности

кол 17 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 18 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 17

кол 19 <u>Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год)</u> Впишите в колонку 19 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все маестные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан 18 ~~???~~ сом = 1 U S $
Казахстан 76 тенге = 1 U S $
Узбекистан 82 ~~???~~ сум = 1 U S $

кол 20 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u> Запишите в колонку 20 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 19

Таблица 3 – 1 Существующие Агрегаты – ГРЭС

Узбекистан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 7	кол 7а	кол 8	кол 9а	кол 9б	кол 9в	кол 9г	кол 9д	кол 9е	кол 10
							Пуск			Основное Топливо						
In	Название Станции	No Агрег	Располож Станции	Управ Орг	Ввод в Экспл	Вывод из Экс	Раст Топл	Время Пуск (ч)	Подвод Тепл (ГДж)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Смесь(%)
1	Ташкентская		г Ташкент	Миненерго												
2		1			1963		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-	-	81 5/18 5
3		2			1964		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49			81 5/18 5
4		3			965		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49		-	81 5/18 5
5		4			1965		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49		-	81 5/18 5
6		5			1966		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49			81 5/18 5
7		6			966		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-		81 5/18 5
8		7			1967		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-	-	81 5/18 5
9		8			1968		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49			81 5/18 5
10		9			1969		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-	-	81 5/18 5
11		10			1970		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-		81 5/18 5
12		11			970		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-	-	81 5/18 5
13		12			1971		газ	3,5	2551	газ	0,94	мазут	1,49	-	-	81 5/18 5
14	Ангренская		г Ангрен	Миненерго												
15		1			1957		мазут	3,5	1085	уголь	2,52	газ	1,94			92/8
16		2			1958		мазут	3,5	1085	уголь	2,52	газ	4,47			92/8
17		3			1958		мазут	3,5	1085	уголь	2,52	газ	4,47			92/8
18		4			1959		мазут	3,5	1085	уголь	2,52	газ	4,47			92/8
19		5			1960		мазут	4,0	1085	уголь	2,52	газ	5,41			92/8
20		6			961		мазут	4,0	1085	уголь	2,52	газ	5,47			92/8
21		7			1962		мазут	4,0	1085	уголь	2,52	газ	5,47			92/8
22		8			1963		мазут	4,0	1085	уголь	2,52	газ	4,47			92/8
23	Ново – Ангеренская		пос Нурабад	Миненерго												
24		1			1985		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
25		2			1986		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
26		3			1986		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
27		4			1987		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
28		5			1988		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
29		6			1991		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
30		7			1995		мазут	16,0	5074	уголь	2,52	мазут	1,49	газ	0,94	22 8/10 7/66 5
31	Сырдаринская		пос Ширин	Миненерго												
32		1			1972		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
33		2			1973		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
34		3			1974		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
35		4			1975		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49	-		90 5/9 5
36		5			1976		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
37		6			1977		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
38		7			1977		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
39		8			1978		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
40		9			1979		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
41		10			1980		газ	20,0	2346	газ	0,94	мазут	1,49			90 5/9 5
42	Навоинская		г Навои	Миненерго												
43		1			1963		газ	3,5	2200	газ	0,14	мазут	1,44			90 5/9 5
44		2			1963		газ	3,5	2200	газ	0,91	мазут	1,49			90 5/9 5

1/35

275

15		3			1961		газ	40	2200	газ	[illegible]	мазут	1,49				90 5/9 5
16		4			1965		газ	16	2200	газ	0,91	мазут	1,44	–	–		90 5/9 5
17		5			1966		газ	5	2200	газ	0,51	мазут	1,44		–		90 5/9 5
18		6			1961		газ	35	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		90 5/9 5
19		7			1971		газ	4,5	2200	газ	0,54	мазут	1,44		–		90 5/9 5
50		8			1968		газ	40	2200	газ	0,54	мазут	1,44		–		90 5/9 5
51		9			1969		газ	40	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		90 5/9 5
52		10			1980		газ	80	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		90 5/9 5
53		11			1981		газ	80	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		90 5/9 5
54	Гахиаташская		г Тахиташ	Миненерго													
55		1			1961		газ	2,5	2200	газ	0,94	мазут	1,49		–		76 5/23 5
56		2			1967		газ	3,5	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		76 5/23 5
57		3			1974		газ	3,5	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		76 5/23 5
58		4			1981		газ	8,0	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		76 5/23 5
59		5			1984		газ	8,0	2200	газ	0,54	мазут	1,44	–	–		76 5/23 5
60																	
61																	
62																	
63																	
64																	

32/2

276

Таблица 3 – 1 Существующие Агрегаты – ГРЭС

	кол 9		кол 11	кол 12	кол 13	кол 13а	кол 14	кол 15	кол 15а	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20
				Проект	Сущ Мощность (МВт)			Тепл Мощность Станции (КДж/КВт Час))			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл	
in	Название Станции	No Агрег	Coal Fuel Name	Мощ (МВт) Полн Нагр	Пол Нагр	Пром Нагр	Мин Нагр	Пол Нагр	Пром Нагр	Мин Нагр	План	Вынуж	Фикс ($/КВт/год)	Перем ($/МВт час)
1	Ташкентская			1860	1760		1150	2514	[illegible]	1656				
2		1		150	145	185	95	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
3		2		150	145	185	95	209	166	135	11 4	2 6	1 1	1,2
4		3		150	145	185	95	209	166	135	11 4	2 6	1 1	1,2
5		4		150	145	185	95	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
6		5		150	145	185	95	20[illegible]	166	135	11 4	2 6	1 1	1,2
7		6		155	145	185	95	2[illegible]	166	135	11 4	2 6	1 1	1,2
8		7		165	145	115	95	[illegible]	166	[illegible]	11 4	2 6	1 1	1,2
9		8		165	145	115	95	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
10		9		150	150	120	100	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
11		10		165	150	120	100	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
12		11		155	150	120	95	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
13		12		155	150	120	95	209	166	138	11 4	2 6	1 1	1,2
14	Ангренская			600	484	300	200	1479	660	480				
15		1	Бурый	150	40	15	10	123	55	40	5,8	2 4	6 64	7,6
16		2		150	40	15	10	123	55	40	5,8	2 4	6 64	7,6
17		3		150	40	15	10	123	55	40	5,8	2 4	6 64	7,6
18		4		150	40	15	10	123	55	40	5,8	2 4	6 64	7,6
19		5		150	80	60	40	276,3	110	80	5,4	2 4	6 64	7,6
20		6		150	80	60	40	276,3	110	80	5,4	2 4	6 64	7,6
21		7		150	80	60	40	276,3	110	80	5,4	2 4	6 64	7,6
22		8		150	80	60	40	276,1	110	80	5,4	2 4	6 64	7,6
23	Ново – Ангеренская			2400	1995	1640	1260	2950	2121	1820				
24		1	Бурый	300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	8
25		2		300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	2,8
26		3		300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	2,8
27		4		300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	2,8
28		5		300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	2,8
29		6		300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	2,8
30		7		300	285	240	180	415	345	260	30 9	4	3 15	2,8
31	Сырдаринская			3000	2880	2500	2000	4151	3600	2940				
32		1		300	290	250	200	415	360	294	21	3 4	1 06	2,02
33		2		300	290	250	200	415	360	294	21	3 4	1 06	2,02
34		3		300	290	250	200	415	360	294	21	3 4	1 06	2,02

35		4		300	290	250	200	415	360	290	21	3 4	1 06	2,02
36		5		300	290	250	200	415	360	290	21	3 4	1 06	2,02
37		6		300	290	250	200	415	360	290	21	3 4	1 06	2,02
38		7		300	290	250	200	415	360	290	21	3 4	1 06	2,02
39		8		300	290	250	200	415	360	290	21	3 4	1 06	2,02
40		9		300	290	250	200	415	360	290	21	3 4	1 06	2,02
41		10									21	3 4	1 06	2,02
42	Навойская			1250	1180	800	580	3037	1723	1358				
43		1		25	20	20	5	237	42	67	11 5	2 5	1 33	2,12
44		2		25	20	20	5	237	42	67	11 5	2 5	1 33	2,12
45		3		150	140	90	75	325	140	154	11 5	2 5	1 33	2,12
46		4		150	140	90	75	325	140	154	11 5	2 5	1 33	2,12
47		5		50	30	40	10	225	130	184	11 5	2 5	1 33	2,12
48		6		60	25	50	0	225	130	164	11 5	2 5	1 33	2,12
49		7		50	50	40	10	225	130	164	11 5	2 5	1 33	2,12
50		8		160	155	10	90	260	170	170	11 5	2 5	1 33	2,12
51		9		160	150	10	90	270	170	170	11 5	2 5	1 33	2,12
52		10		210	205	190	110	350	205	230	11 5	2 5	1 33	2,12
53		11		210	110	140	110	350	270	230	11 5	2 5	1 33	2,12
54	Тахиаташская			730	679	500	420	1979	960	933				
55		1		100	90	60	20	266,3	130	111	24	2 5	2 67	3,3
56		2		100	90	60	20	266,3	130	111	24	2 5	2 67	3,3
57		3		100	90	60	20	266,3	130	111	24	2 5	2 67	3,3
58		4		215	205	160	150	240	270	250	24	2 5	2 67	3,3
59		5		215	205	160	150	240	270	250	24	2 5	2 67	3,3
60														
61														
62														
63														
64														

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 3–2

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

Общее В каждую линию Таблицы 3–2 запишите следующие данные по всем агрегатам (вкл автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданном вопрос

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 Дата Вывода из Эксплуатации Напишите месяц/год, в котором в настоящий момент планироуется вывести данный агрегат из эксплатации

кол 7 Растопочное Топливо В колонке 7 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 7(а) Время Пуска В колонке 7(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 8 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 8 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата и достижения минимально допустимой мощности Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 9(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 9(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 8(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 8(а) — (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 9 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут — 30% подводимой теплоты, а природный газ — 20% подводимой теплоты

кол 10 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную мощность станции при максимальной нагрузке без производства тепла для централизованного отопления

кол 11 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную мощность станции при минимальной нагрузке без производства тепла для централизованного отопления

кол 12 Название угольного топлива Для всех агрегатов использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 13 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 14 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 − ЧПО)) x 100

где, ЧПО — количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 13

кол 15 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 15 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все местные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан	??? сом	= 1 U S $
Казахстан	76 тенге	= 1 U S $
Узбекистан	??? сум	= 1 U S $

кол 16 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u>
Запишите в колонку 16 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 15

кол 17 Тип ТЭЦ Впишите "Е"для турбин с отбором или "В" для турбин с противодавлением

кол 17 — 29

Рабочие Кривые

Для моделирования производительности агрегатов ТЭЦ нобходимо знать тепловые/электрические характеристики Тепловые/электрические характеристики мо отобразить используя изо—топливные кривые для турбин с отботом пара (тип Е) и кри ввода/ввывода для турбин с противодавлением (тип В) Рисуники а и б наглядно показыв такие кривые

Изо – топливные кривые для турбин с отботом пара

кол 18,19 20,21 Изо – топливная кривая 1 должна изображать работу при максимальной нагрузке (т е использование макс количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при максимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при максимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при максимальном сжигании топлива

В колонке 18 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на макс нагрузке В колонках 19, 20, и 21 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 22,23 24,25 Изо – топливная кривая 2 должна изображать работу при средней нагрузке (т е использование среднего количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при среднем количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при среднем количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при среднем сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на средней нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 26,27 28,29 Изо – топливная кривая 3 должна изображать работу при минимальной нагрузке (т е использование минимального количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при минимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при минимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при минимальном сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на мин нагрузке В колонках 23, 24 и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В и С

Для турбин с противодавлением

Для турбин с противодавлением необходимо определить только три точки на кривой тепла/электроэнергии Эти точки определяются следующим образом

кол 18 Введите максимальное количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 19 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании макс количества топлива

кол 22 Введите промежуточное значение количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 23 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании промеж количества топлива обозначенного в кол 22

кол 26 Введите мин значение количество топлива (в ГДж) для стабильной работы агрегата

кол 27 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании мин количества топлива обозначенного в кол 26

Рисунок А

Агрегаты ТЭЦ с Отбором Пара

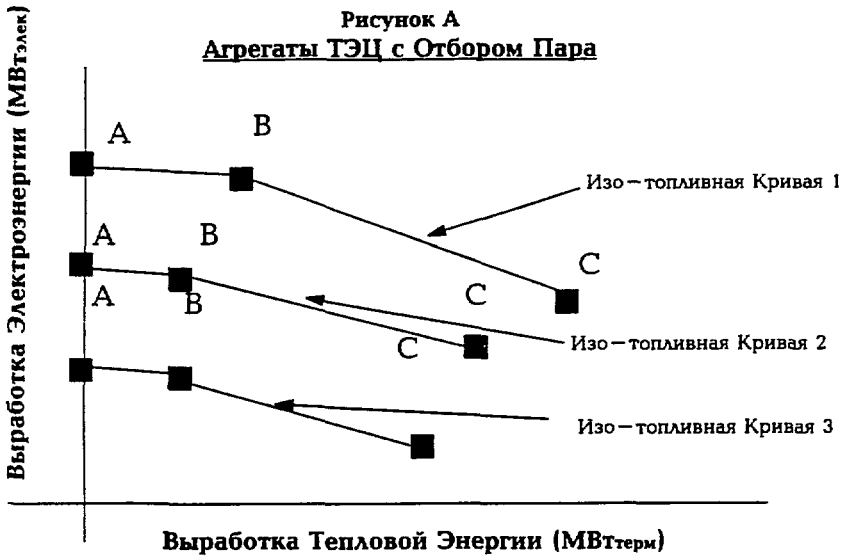


Рисунок Б

Агрегаты ТЭЦ с Противодавлением

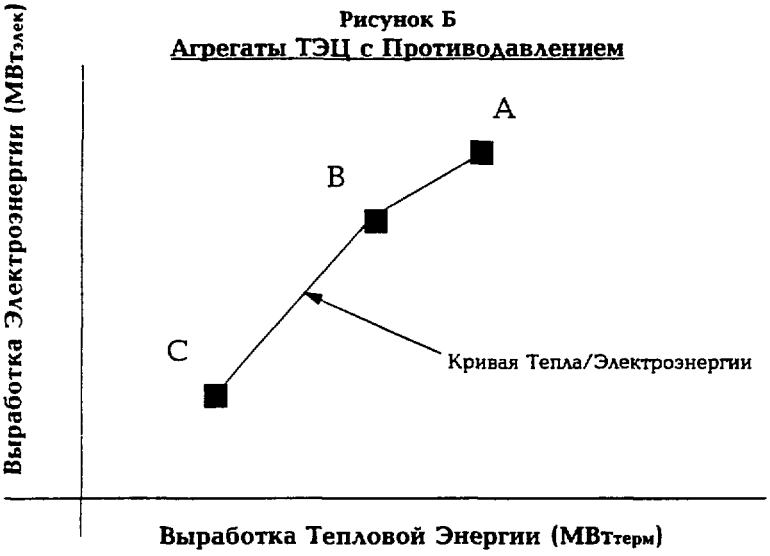


ТАБЛИЦА 3-2

Лист 1 из 3 Узбекистан

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

line	Назв Станции	No Агрегата	Располож Станции	Управл Орг	Ввод в Экспл	Вывод из Экс	Пуск: Раст Топл	Пуск: Время Пуск (ч)	Пуск: Подвод. Тепл (ГДж)	Основное Топливо: Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип2($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип3($/ГДж)	Смесь(%)	Название Угля	Проект Мощ.(МВт)
1	Ташкентская		г Ташкент	Минэнерго														43/30
2		1			1954		газ	4,0	1085	газ	0,44					100		
3	Ферганская		г Фергана	Минэнерго														430/330
4		1			4 6		мазут	4,1	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,94	65/31/4	Ангренский	25
5		2			1 4		мазут	4,0	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,47	65/31/4	Ангренский	25
6		3			1 1		мазут	4,0	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,47	65/31/4	Ангренский	60
7		4			1 6		мазут	4,0	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,47	65/31/4	Ангренский	60
8		5			1		мазут	4,0	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,47	65/31/4	Ангренский	50
9		6			14		мазут	4,0	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,47	65/31/4	Ангренский	55
10		7			14 1		мазут	4,0	1202	мазут	1,49	уголь	2,52	газ	0,47	65/31/4	Ангренский	55
11	Мубарекская		г Мубарек	Минэнерго														120/60
12		1			1958		газ	4,0	1085	газ	0,44					100		60
13		2			1963		газ	4,0	1085	газ	0,44					100		60
14																		
15																		

5/2

285

ТАБЛИЦА 3 – 2

Лист 2 из 3

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

line	Назв Станции	No Агрегата	Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл		Тип ТЭЦ	Изо-Топливная Кривая 1				Изо-Топливная Кривая 2			
					Фикс	Перем		Кол – во	Точка A	Точка B	Точка C	Кол – во	Точка A	Точка B	Точка C
		No	План	Вынуж	($/КВт/год)	($/МВт час)		Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт	Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт
1	Ташкентская														
2		1	57	16	23 48	11 3	E	340,0	25/0	17,5/37,1	10/70	260	20/0	14/25,4	13/43,6
3	Ферганская														
4		1	79	18	3 78	3 11	B	1575,6	56/221,3			1196 8		35/174,1	
5		2	79	18	3 78	11	B	1575,6	56/221,3			1196 8		35/174,1	
6		3	79	18	3 78	3 11	E	768,2	60/0	40/82,7	275/122	5365	46/0	32,5/55	25/71
7		4	79	18	3 78	3 11	E	768,2	60/0	40/82,7	275/122	5365	46/0	32,5/55	25/71
8		5	79	18	3 78	3 11	E	340,0	25/0	17,5/37,7	10/70	2600	20/0	14/25,4	13/43,6
9		6	79	18	3 78	3,17	B	3214,5	66/473,2			2266 2		70/366,8	
10		7	79	18	3 78	3,17	B	3214,5	66/473,2			2266 2		70/366,8	
11	Мубарекская														
12		1	98	16	5 58	4,6	B					1196 8	30/174,1		
13		2	98	16	5 58	4,6	B					1196 8	30/174,1		
14								1576,6	56/221,3						
15								1576,6	56/221,3						

ТАБЛИЦА 3 – 2

Лист 3 из 3

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

line	Назв Станции	No Агрегата	Изо–Топливная Кривая 3			
			Кол – во	Точка A	Точка B	Точка C
			Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт
1	Ташкентская					
2		1	110,0	13/0	10/15	7/29
3	Ферганская					20/85,9
4		1	797,7			
5		2	797,7			20/85,9
6		3	242,5	17/0	9/46,5	7/52,3
7		4	242,5	17/0	9/46,5	7/52,3
8		5	110,0	13/0	10/15	7/29
9		6	1687,1			40/256,3
10		7	1687,1			40/256,3
11	Мубарекская					
12		1	797,7			20/85,9
13		2	797,7			20/85,9
14						
15						

РАЗДЕЛ 40

ТЕПЛОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ПЛАНИРУЕМЫМ АГРЕГАТАМ

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 4 – 1

ПЛАНИРУЕМЫЕ АГРЕГАТЫ – ГРЭС

Общее — В каждую линию Таблицы 3 – 1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 — Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 — Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 — Расположение Станции Напишите название корода или места, ближайшего до станции

кол 4 — Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 — Ожидаемая Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 — Растопочное Топливо В колонке 6 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 6(а) — Время Пуска В колонке 6(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 7 — Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 7 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 8(а),(б) — Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 8(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(в),(г) — Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 8(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(д),(е) — Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 8(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 8(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 9 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 10 Название угольного топлива Для всех агрегатов, кисползующих уголь, напишите название используемого угля

кол 11 Существующая Мощность, Полная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при полной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 11(а) Существующая Мощность, Промежуточная Нагрузка Напишите реальную мощность (мвт) при промжуточной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 12 Существующая Мощность, Минимальная Нагреузка Напишите реальную мощность (мвт) при минимальной нагрузке, которая вырабатывается в данный момент этим агрегатом

кол 13, 13(а), 14 Тепловая Мощность Станции (кДж/кВт/ч), Полная, Промежуточная, и Минимальная Нагрузки Напишите в кол 13 тепловую мощность для данного агрегата при полной нагрузке, в кол 13(а) тепловую мощность для данного агрегата при промежуточной нагрузке, в кол 14 тепловую мощность для данного агрегата при минимальной нагрузке Все значения тепловой мощности должны быть на основании низшей теплотворной способности

кол 15 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 16 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 15

кол 17 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 17 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все маестные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан	18 ~~22~~ сом	= 1 U S $
Казахстан	76 тенге	= 1 U S $
Узбекистан	82 ~~222~~ сум	= 1 U S $

кол 18 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u>
Запишите в колонку 18 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 17

кол 19 Процент Завершения(%) Впишите в колонку 19 процент общего завершения проекта до настоящего времени

кол 20 Оцененная Стоимость Завершения Впишите в колонку 20 оцененную стоимость для завершения данного агрегата Стоимость должна быть дана в миллионах долларах США на январь 1996 года (за исключением стоимости финансирования)

Рисунок А

Агрегаты ТЭЦ с Отбором Пара

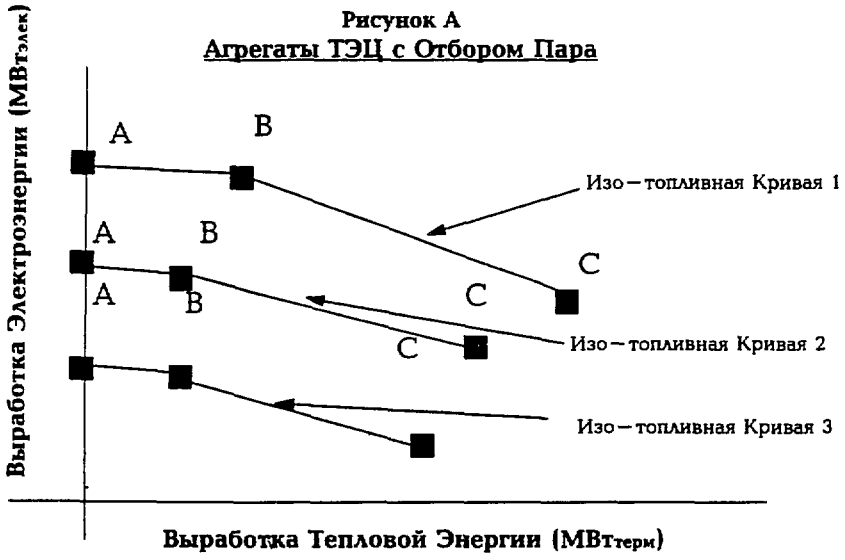
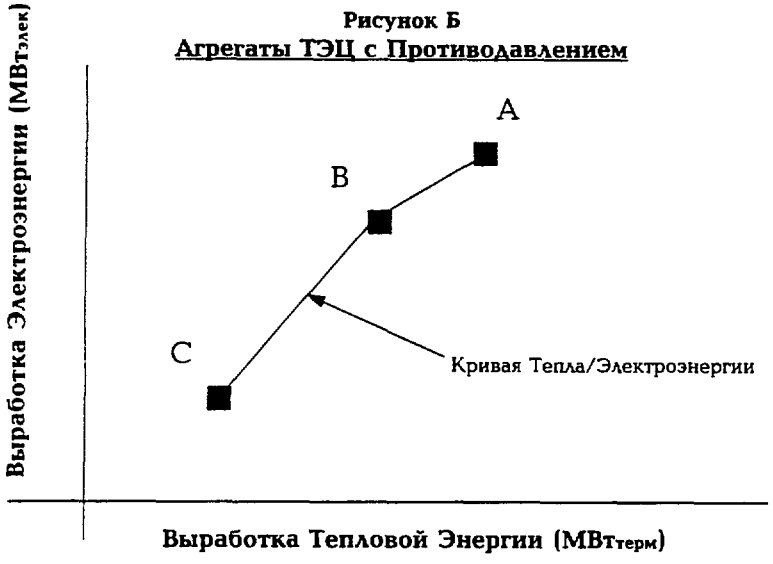


Рисунок Б

Агрегаты ТЭЦ с Противодавлением



кол 9(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 9(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 9(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 10 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 9(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 10 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 11 Название угольного топлива Для всех агрегатов, описанных в колонке 9, как использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 12 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную/ существующую в настоящее время мощность станции без производства тепла для централизованного отопления Например, запись "300/270" означала бы то, что агрегат был рассчитан на чистую выработку 300 МВт без производства тепла для централизованного отопления, а в настоящее время он может производить 270 МВт без производства тепла для централизованного отопления

кол 13 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 14 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 17

кол 15 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 19 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все местные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан 18 ~~227~~ сом = 1 U S $
Казахстан 76 тенге = 1 U S $
Узбекистан 82 ~~227~~ сум = 1 U S $

кол 16 Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч) Запишите в колонку 20 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 19

кол 17 Тип ТЭЦ Впишите "Е"для турбин с отбором или "В" для турбин с противодавлением

кол 17 – 29

Рабочие Кривые

Для моделирования производительности агрегатов ТЭЦ нобходимо знать их тепловые/электрические характеристики Тепловые/электрические характеристики можно отобразить используя изо – топливные кривые для турбин с отботом пара (тип Е) и кривые ввода/ввывода для турбин с противодавлением (тип В) Рисуники а и б наглядно показывают такие кривые

Изо—топливные кривые для турбин с отботом пара

кол 18,19 20,21 Изо—топливная кривая 1 должна изображать работу при максимальной нагрузке (т е использование макс количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при максимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при максимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при максимальном сжигании топлива

В колонке 18 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на макс нагрузке В колонках 19, 20, и 21 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 22,23 24,25 Изо—топливная кривая 2 должна изображать работу при средней нагрузке (т е использование среднего количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при среднем количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при среднем количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при среднем сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на средней нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 26,27 28,29 Изо—топливная кривая 3 должна изображать работу при минимальной нагрузке (т е использование минимального количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при минимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при минимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при минимальном сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на мин нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

Для турбин с противодавлением

Для турбин с противодавлением необходимо определить только три точки на кривой тепла/электроэнергии Эти точки определяются следующим образом

кол 18 Введите максимальное количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 19 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании макс количества топлива

кол 22 Введите промежуточное значение количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 23 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании промеж количества топлива обозначенного в кол 22

кол 26 Введите мин значение количество топлива (в ГДж) для стабильной работы агрегата

кол 27 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании мин количества топлива обозначенного в кол 26

кол 35 Процент (%) Завершения Впишите в колонку 41 процент общего завершения проекта к сегодняшнему дню

кол 46 Оцененная Стоимость Завершения Впишите в колонку 42 оцененную стоимость для завершения проекта Стоимость необходимо дать в миллионах $ США (исключая финансовые затраты) Курсы обмена валют указаны в инструкциях к колонке 15

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 4–2

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

Общее В каждую линию Таблицы 2–1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в страен или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат будет введен в эксплуатацию

кол 6 Растопочное Топливо В колонке 6 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 6(а) Время Пуска В колонке 6(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 7 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 7 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата и достижения минимально допустимой мощности Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 8(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 8(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 8(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

Таблица 4 – 1 Планируемые Тепловые Агрегаты – ГРЭС

Узбекистан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 6а	кол 7	кол 8а	кол 8б	кол 8в	кол 8г	кол 8д	кол 8е	кол 9
						Пуск			Основное Топливо						
ine	Назв Станции	No Агрегата	Располож Станции	Управл Орг	Дата Пуска	Тип Топлива	Время Пуска (час)	Теплота (ГДж)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип2($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип3($/ГДж)	Топлив Смесь (%)
1	Талимарджанская	1	г Нуристан	Минэнерго	1998	газ	< 4	1568	газ	0,54					100
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															

8/55

Таблица 4 – 1 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

	кол 1	кол 2	кол 10	кол 11	кол 11а	кол 12	кол 13	кол 13а	кол 14	кол 15	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20
				Проект Мощность (МВт)			Тепл Мощность Станции (КДж/КВт.Час))			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл			Пример Стоим Завершения
												Фикс	Перем	%	
Ine	Назв Станции	No Агрегата	Источник Угля	Пол Нагр	Пром Нагр	ин Нагр	Пол Нагр	Пром Нагр	Мин Нагр	План	Вынуж	($/КВт/год)	($/МВт час)	Заверш	(на Янв 1998 US $)
1	Талимарджанская	1		800	540	240	1460	900	700	9 6	4 42	39 06	16,4	72	163 6 миллион
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															

Таблица 1 – 2 Планируемые Тепловые Агрегаты – ТЭЦ

Узбекистан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 6а	кол 7	кол 8а	кол 8б	кол 8в	кол 8г	кол 8д	кол 8е	кол 9	кол 10	кол 11	кол 12
							Пуск		Основное Топливо							Проект Мощность (МВт)		Источник Угля
	Назв Станции	No Агрегата	Располож Станции	Управл Орг	Дата Пуска	Тип Топлива	Время Пуска (час)	Теплота (ГДж)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип2($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип3($/ГДж)	Топливо Смесь (%)	Пол Нагр	Мин Нагр	
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		

19/35

300

Таблица 4–2 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

Лист 2 из 3

Узбекистан

	кол 1	кол 2	кол 13	кол 14	кол 15	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20	кол 21	кол 22	кол 23	кол 24	кол 25
			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл		Тип	Изо-Топливная Кривая 1				Изо-Топливная Кривая 2			
	Назв Станции	No Агрегата			Фикс	Перем	ТЭЦ	Кол-во	Точка А	Точка В	Точка С	Кол-во	Точка А	Точка В	Точка С
line			План	Вынуж	($/КВт/год)	($/МВт час)		Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт	Топл (ГДж)	МВте/МВтт	МВте/МВтт	МВте/МВтт
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															

Таблица 4–2 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

	кол 1	кол 2	кол 26	кол 27	кол 28	кол 29	кол 30	кол 31
			Изо–Топливная Кривая 3					
line	Назв Станции	No Агрегата	Кол–во Топл (ГДж)	Точка А МВте/МВтт	Точка В МВте/МВтт	Точка С МВте/МВтт	% Завершен	Стоим Завершен Янв 1998 $США
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

12/31

306

РАЗДЕЛ 5 0

(не используется)

РАЗДЕЛ 6.0

Исторические данные электрических нагрузок

ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–1

Максимальная Нагрузка, Энергоснабжение и Расположение

Линия 6 1 Максимальная Ежегодная Внутренняя Нагрузка (МВт) Дать максимальные ежегодные нагрузки для всех лет с 1989 по 1997 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую нагрузку для изучаемой страны или региона, исключая экспорт

Линия 6 2 Ежегодное Внутреннее Потребление (ГВтч) Дайте ежегодное внутреннее потребление электроэнергии для годов 1989 по 1997 Ежегодное внутреннее потребление должно быть на базе производства (т е включая потери передачи и распределения)

Линия 6 3 Валовая Выработка Электроэнергии (ГВтч) Дайте общую ежегодную выработку (ГВтч) по всем внутренним вырабатывающим станциям на основании выходной мощности для каждого года, с 1989 по 1995

Линия 6 4 Потребление Станции (Гвтч) Дайте общую потребленную энергию для обслуживания самой станции (т е нагрузки собственных нужд)

Линия 6 5 Чистая Выработка (ГВтч) Дайте общую ежегодную чистую выработку, произведенную станциями, производящими электричество в рассматриваемой стране или регионе на каждый год, с 1989 по 1995 Примечание Линия 6 5 = Линия 6 3 – Линия 6 4

Линия 6 6 – 6 10 Импорт(ГВтч) На каждый год, с 1989 по 1997 определите объем и источник электроэнергии, импортируемой в рассматриваемую страну или регион

Линия 6 11 Общий Импорт (ГВтч) Линия представляет собой сумму ежегодного импорта электроэнергии от всех источников, определенных в линиях 6 8 – 6 10

Линия 6 12 Общая Чистая Выработанная и Импортируемая Энергия (ГВтч) Данная Линия представляет собой сумму Линии 2 5 (Чистая Выработка) и Линии 2 11 (Общий Импорт) и отражает общую ежегодную энергию в электрической системе рассматриваемой страны или региона

Линии 6 13 – 6 17 Внутренняя продажа (ГВтч) Дайте прошлые данные по внутренней продаже по секторам на каждый год, с 1989 по 1997 Используйте Линии 6 16 и 6 17 для указания продажи по секторам, классифицируемым не иначе, как промышленный, коммерческий, жилой Внутренняя продажа не включает в себя экспорт за пределы рассматриваемой страны или региона

Таблица 6 – 1

Максимальная Нагрузка Энергоснабжение и Распложение

Узбекистан

Line		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	Распределение Электроэнергии мил kВтч									
	Внутренняя Продажа									
6 13	Индустриальная	24122	23921	22174	19655	18928	16381	15712	15500	16347
6 14	~~Не Индустриальная~~ Строительство	786	781	625	510	380	363	251	264	282
6 15	Сельскохоз Транспорт	1190	1208	1448	1335	1274	1267	1334	1359	1243
6 16	Комунальная Сельскохоз	13989	14834	15526	14828	14521	14930	15424	16453	15348
6 17	Другие	~~7038~~ 4738	~~4379~~ 4568	~~5118~~ 5289	~~5785~~ 5947	~~5862~~ 6084	~~5991~~ 6224	~~5953~~ 6146	6650	6718
6 18	Всего Внутренняя Продажа	~~47125~~ 44834	~~45123~~ 45312	~~44958~~ 45062	~~42093~~ 42275	~~40965~~ 41187	~~38932~~ 39165	~~38674~~ 38867	39466	39938
	Экспорт ГВтч									
6 19	в Казахстан	8072	8140	7308	6410	6814	6475	5199	–	2532
6 20	в Туркменистан	1058	1113	1132	1152	1252	1175	1013	–	921
6 21	в Таджикистан	6420	3927	4356	3564	3693	5289	4816	133	4238
6 22	в Общую Систему Киргизия	–	–	–	–	–	–	–	664	30
6 23	в Афганистан	57	81	106	131	152	209	232	271	233
6 24	Общий Экспорт	15608	13261	12902	11257	11916	14148	11278	1068	7953
6 25	Потери При Передаче	5013	5287	5071	4700	4458	4294	4142	4061	4008
6 26	Неучтен Потери	409	526	486	470	368	329	375	360	349
6 27	Общее Располож Энергии	~~49655~~ 65864	~~47282~~ 64386	~~45338~~ 63521	~~42583~~ 58702	~~52882~~ 57929	~~52079~~ 56936	~~49952~~ 54662	44955	52248

Таблица 6 – 1

Максимальная Нагрузка Энергоснабжение и Распложение

Узбекистан

Линия		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
6 1	Макс_Ежегод_Внутренняя Нагрузка (МВт)	8051	8374	8608	7873	7900	7556	7379	7478	7476
6 2	Ежег_Внутр_Потребление (ГВтч)	53220	54168	53698	50392	48716	46378	46139	46494	46923
	Внутренняя Выработка									
6 3	Валовая Выработка Электроэнергии	55750	56325	54078	50881	49122	47738	47430	45402	46001
6 4	Потребление Станции (ГВтч)	~~2147~~ 2964	~~2572~~ 3043	~~2609~~ 3580	~~2694~~ 2947	2703	2590	2756	2607	2635
6 5	Чистая Выработка (ГВтч)	~~53603~~ 52786	~~53753~~ 53282	~~51469~~ 50988	~~48287~~ 47934	46419	45148	44674	42795	43366
	Импорт									
6 6	из С_Казахстана	307	310	329		7	9	7	–	47
6 7	из Таджикистана	2280	2344	2444	2377	4504	5435	3796	1083	3810
6 8	из Туркменистана	6299	6066	6493	5447	4437	2881	2466	–	2417
6 9	из Kirgizstana	4192	2384	3257	2944	2526	3463	3719	1077	2608
6 10	из ____									
6 11	Общий Импорт	13078	11104	12523	10768	11510	11788	9988	2160	8882
6 12	6 5+6 11	~~68828~~ 65864	~~67429~~ 64386	~~66601~~ 63521	~~61649~~ 58702	~~60632~~ 57929	~~59526~~ 56986	~~57418~~ 54662	44955	52248

Линия 6 18 Общая Внутренняя Продажа (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму Линий 6 13 и 6 17

Линии 6 19–
6 23 Экспорт (ГВтч) На каждый год, с 1989 по 1997, определите количество и покупателя электроэнергии, экспортируемой из рассматриваемой страны или региона

Линия 6 24 Общий Экспорт (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму ежегодного экспорта электроэнергии, определенную в Линиях 6 19–6 23

Линия 6 25 Потери Передачи и Рраспределения (ГВтч) Дайте ежегодные потери Передачи и Распределения на каждый год, с 1989 по 1997

Линия 6 26 Неучтенные Потери (ГВтч) Запишите любые другие потери, не учтенные в Линии 6 25

Линия 6 29 Общее Расположение Энергии (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму Линии 6 18 (Общая Внутренняя Продажа), Линии 2 24 (Общий Экспорт), Линии 2 25 (Потери Передачи и Распределения) и Линии 2 26 (Неучтенные Потери)

Кыргызстан	= 1 US $
Казахстан	= 1 US $
Узбекистан	сум = 1 US $

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–2

Ежемесячная Нагрузка и Энергетическая Статистика

Линия 6 28 6 30, 6 32, 6 34	Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1989, 1992 и 1995, 1997 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 6 1 Таблицы 6 – 1
Линия 6 29 6 31, 6 33, 6 35,	Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1989, 1992, 1995, 1997 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 6 2 Таблицы 6 – 1

Таблица 6 – 2

Узбекистан

Ежемесячная Нагрузка и Энергетичесая Статистика

Линия		Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек	
	1989													
6 28	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1 0	0 97	0 93	0 91	0 93	0 96	0 98	0 97	0 88	0 95	0 94	0 99	МВт
6 29	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 082	0 083	0 083	0 078	0 083	0 086	0 092	0 089	0 078	0 079	0 079	0 089	млрд КВтч
	1992													
6 30	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1 0	0 944	0 963	0 963	0 91	0 957	0 96	0 924	0 873	0 915	0 944	0 942	МВт
6 31	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 093	0 083	0 088	0 082	0 079	0 082	0 09	0 086	0 074	0 079	0/078	0 086	млрд КВтч
	1995													
6 32	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1 0	0 985	0 947	0 941	0 913	0 919	0 948	0 917	0 856	0 933	0 933	0 976	МВт
6 33	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год.	0 095	0 083	0 087	0 081	0 079	0 081	0 089	0 086	0 072	0 078	0 080	0 089	млрд КВтч
	1997													
6 34	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,989	0,978	0,892	0,868	0,883	0,922	0,886	0,839	0,875	0,933	0,963	МВт
6 35	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год.	0,093	0,086	0,091	0,077	0,078	0,079	0,087	0,085	0,073	0,076	0,083	0,091	млрд КВтч

Таблица 6-3

Воскресенье

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5370	5070	4995	4943	5040	5005	5386	5633	5774	5660	5634	5411	5307	5376	5327	5207	5201	5850	6769	6770	6714	6516	6233	5700
Весна	5160	5100	4884	4916	4817	5147	5187	5378	5295	5203	5119	5100	5277	5187	5102	5100	5081	5248	5361	5901	6334	6322	5871	5272
Лето	5482	5506	5098	5117	5053	5052	5219	5282	5247	5398	5484	5604	5567	5446	5416	5346	5323	5419	5442	5586	5768	6522	6379	5924
Осень	4645	4543	4404	4337	4320	4466	4635	4893	4573	4623	4623	4582	4608	4680	4546	4426	4476	4593	5199	6213	6152	5735	5316	5070

Понедельник

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5469	5069	5148	5140	5152	5157	5372	5911	6251	6186	6024	5719	5631	5600	5565	5450	5452	5802	6582	6803	6617	6469	6218	5981
Весна	5332	4675	4604	4483	4497	4652	5102	5366	5194	5408	5421	5331	5256	5250	5142	4997	5030	5054	5256	5830	6116	6222	5996	5576
Лето	5619	5129	5124	4919	4987	5140	5352	5398	5563	5638	5826	5782	5822	5673	5691	5682	5633	5802	5596	5687	6160	6729	6525	5915
Осень	4764	4468	4478	4336	4260	4432	4718	5172	4901	4983	4938	4978	5042	4961	4802	4756	4793	4728	5573	6481	6272	5871	5430	5000

Вторник

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5511	5276	5237	5206	5130	5213	5410	5902	6063	5888	5815	5552	5603	5553	5506	5577	5354	5734	6829	7012	6874	6592	6249	5784
Весна	4849	4783	4578	4588	4474	4776	5038	5336	5254	5293	5301	5101	5084	5073	4983	4938	5083	5038	5082	5578	6457	6334	6159	5401
Лето	5472	5301	5146	5166	5113	5258	5330	5466	5670	5708	5856	5803	5780	5722	5653	5639	5599	5535	5650	5893	6031	6724	6479	5944
Осень	4706	4463	4400	4406	4434	4590	4914	5330	5111	4856	4901	4906	4883	4946	4727	4890	4792	4947	5685	6392	6292	5862	5412	5028

Таблица 6-3

Среда

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5787	5126	5023	5002	4984	4977	5383	5974	6042	6068	5605	5593	5569	5640	5586	5456	5374	5956	6878	7007	6879	6690	6252	6129
Весна	5383	4581	4453	4466	4355	4494	4639	4961	5068	5207	5127	5170	5091	5100	5190	5281	5159	5091	5221	5765	6529	6422	6112	5775
Лето	5280	5217	5083	5070	5172	5131	5404	5491	5623	5688	5709	5680	5677	5799	5704	5691	5725	5611	5624	5681	5997	6543	6293	5832
Осень	4738	4400	4437	4428	4397	4617	4800	5352	5195	5056	4985	4951	4865	4814	4836	4824	4767	4938	5580	6415	6275	5923	5431	4926

Четверг

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5810	5191	5159	5117	5177	5330	5363	6058	6304	6296	6042	6016	5837	5740	5779	5693	5687	6072	6990	6993	6838	6709	6362	6073
Весна	4940	4806	4764	4737	4719	4931	5174	5449	5320	5237	5281	5200	5136	5046	5071	4998	4854	4802	5059	5711	6372	6212	5913	5286
Лето	5315	5216	5220	5082	5130	5134	5323	5335	5404	5598	5654	5642	5480	5710	5443	5429	5564	5452	5605	5645	5953	6695	6393	5840
Осень	4711	4471	4437	4308	4366	4561	4735	5293	4985	4885	4854	4875	4748	4746	4739	4658	4652	4755	5544	6275	6073	5768	5258	4906

Пятница

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5545	5411	5328	5293	5380	5793	5857	6038	5905	6246	6180	5599	5453	5522	5392	5331	5520	6011	6895	6981	6944	6708	6409	5952
Весна	4993	4558	4475	4450	4622	4798	4902	5240	5306	5437	5365	5183	5240	5151	5138	5028	4990	5117	5508	5945	6466	6283	6009	5723
Лето	5396	5238	5175	5197	5084	5035	5377	5463	5553	5767	5797	5836	5709	5705	5705	5680	5429	5468	5559	5356	5787	6571	6258	5861
Осень	4775	4303	4407	4305	4300	4589	4888	5308	5125	4922	4973	4987	4933	4922	4874	4809	4752	4886	5797	6368	6403	5865	5473	5007

Таблица 6-3

Суббота

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	5499	5203	5254	5233	5482	5949	5919	6037	6076	5987	5863	5729	5732	5633	5375	5403	5705	6076	6887	6064	6704	6607	6275	6025
Весна	5149	4678	4572	4542	4526	4708	4925	5191	5456	5446	5366	5331	5311	5315	5061	4965	5026	5256	5611	5927	6276	6266	5897	5477
Лето	5237	5166	5060	5093	5080	5384	5561	5422	5617	5659	5692	5636	5585	5534	5422	5300	5432	5498	5610	5993	6568	6317	5970	5598
Осень	4777	4366	4176	4220	4182	4872	4925	5226	4777	4757	4827	4813	4757	4751	4704	4660	4622	4805	5545	6252	5983	5674	5291	5096

Таблица 6-2

1997г (факт)

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Отн ежемес макс к год мак	1 0	0 989	0 978	0 892	0 868	0 883	0 922	0 896	0 839	0 875	0.933	0 963
Отн ежемес э/потребл к год	0,093	0,086	0,091	0,077	0,079	0,079	0,087	0,085	0,073	0,076	0,083	0,091

Таблица 6 – 3

Узбекистан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995

Линия	Сезон	Воскресенье 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		HOUR																							
6 36	Зима	6631	6195	6241	6235	6275	6235	6497	6553	6742	6639	6599	6411	6031	6271	6335	6335	6363	6689	7049	7169	7157	6981	6677	6635
6 37	Весна	5487	5089	5079	5087	5087	5503	5649	5763	5774	5759	5649	5673	5673	5553	5571	5349	5339	5270	5270	5636	5812	5837	5821	5589
6 38	Лето	4537	4111	4129	4107	4107	4307	4409	4524	4495	4498	4424	4278	4122	4100	4072	4038	4078	4122	4132	1667	4939	5237	5189	5047
6 39	Осень	4871	4725	4723	4607	4621	4757	4761	4897	4923	4756	4792	4676	4622	4622	4672	4652	4662	4672	4692	4861	5307	5431	5091	5057

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

Линия	Сезон	Воскресенье 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
		HOUR																							
6 40	Зима	5370	5070	4995	4993	5040	5065	5396	5633																
6 41	Весна																								
6 42	Лето																								
6 43	Осень																								

Таблица 6 – 3

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Понедельник												HOUR											
ИНН	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	6861	6309	6155	6099	6139	6199	6487	6537	6800	6863	6795	6576	6612	6582	6601	6551	6566	6478	7016	7279	7259	7179	7011	6871
6 37	Весна	5535	5009	5043	4999	5007	5037	5331	5546	5763	5865	5803	5730	5658	5463	5255	5185	5205	5085	5085	5593	6155	6241	6175	5617
6 38	Лето	5027	4513	4463	4383	4363	4687	4971	4953	5008	5137	5195	5180	5196	5166	5095	5067	4862	5939	5127	5213	5325	5463	5464	5247
6 39	Осень	4858	4747	4779	4749	4809	4789	4867	4952	5054	5123	5203	5161	5107	5077	5067	5057	5046	5011	5021	5286	5596	5576	5424	5152

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Понедельник												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter																								
6 41	Spring																								
6 42	Summer																								
6 43	Fall																								

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Вторник												HOUR											
или	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	6696	6305	6291	6285	6315	6323	6419	6678	6860	6875	6505	6537	6545	6455	6471	6491	6481	6497	7265	7285	7245	7271	7019	6873
6 37	Весна	5271	5387	5377	5417	5449	5689	5609	5839	5818	5925	5907	5838	5781	5464	5493	5493	5487	5480	5694	5891	6101	6053	5924	5427
6 38	Лето	4874	4269	4305	4263	4277	4781	5093	5205	5252	5305	5325	5094	5054	5104	5158	5138	5132	5145	5153	5158	5348	5462	5402	5206
6 39	Осень	5077	4766	4540	4460	4460	4574	4582	4662	4782	4805	4807	4883	4859	4840	4823	4765	4668	4618	4640	4957	5363	5369	5339	5217

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Вторник												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter																								
6 41	Spring																								
6 42	Summer																								
6 43	Fall																								

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Среда												HOUR											
ИНН	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	6727	6561	6523	6457	6537	6569	6843	6746	6982	6973	6749	6661	6677	6689	6681	6707	6707	6737	7585	7491	7569	7377	6917	6937
6 37	Весна	5475	5284	5264	5344	5400	5456	5618	5648	5688	5672	5756	5746	5570	5556	5570	5596	5606	5392	5732	6001	6027	6029	5747	5745
6 38	Лето	5069	4343	4343	4339	4409	4607	5157	5158	5382	5395	5432	5356	5320	5294	5320	5343	5376	5339	5383	5435	5459	5527	5653	5639
6 39	Осень	4875	4861	4619	4665	4865	5007	5103	5229	5240	5399	5399	5331	5335	5371	5403	5193	5156	5130	5090	5263	5870	5792	5534	5306

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Среда												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter																								
6 41	Spring																								
6 42	Summer																								
6 43	Fall																								

217

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Четверг												HOUR											
инн	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	6566	6295	6295	6291	6355	6379	6499	6619	6812	6647	6577	6186	6252	6234	6267	6365	6314	6474	7386	7377	7455	7441	7023	6833
6 37	Весна	5705	5631	5627	5507	5471	5497	5767	5859	5854	6266	6362	6387	5799	5809	5699	5607	5651	5844	5912	6065	6239	6227	5875	5853
6 38	Лето	4609	4415	4395	4511	4411	4759	5379	5487	5500	5603	5609	5550	5336	5508	5411	5259	5252	5277	5297	5297	5365	6639	5603	5229
6 39	Осень	5140	4642	4732	4722	4722	4686	4782	5211	5354	5357	5324	5227	5308	5180	5189	5193	5246	4926	5002	5532	5782	5732	5348	5294

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Четверг												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter																								
6 41	Spring																								
6 42	Summer																								
6 43	Fall																								

Таблица 6 – 3

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Пятница												HOUR											
ини	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	6699	6557	6477	6589	6499	6509	6681	6740	6922	6955	6979	6759	6759	6763	6761	6727	6733	6692	7466	7563	7563	7075	6917	6781
6 37	Весна	5562	5467	5435	5439	5561	5533	5559	5636	5745	5941	5927	5784	5740	5538	5452	5587	5607	5742	5920	6200	6326	6338	5632	5542
6 38	Лето	4960	4263	4287	4267	4307	4691	4955	4941	5068	5019	5041	4966	4932	4990	4975	4919	4959	5007	4959	5004	4994	5122	5164	5046
6 39	Осень	4993	4746	4752	4752	4792	4822	4752	4982	5152	5085	5319	5196	5150	5014	4991	4937	4948	4949	4947	6655	5665	5601	5133	5083

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Пятница												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter																								
6 41	Spring																								
6 42	Summer																								
6 43	Fall																								

319

213

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Субота												HOUR											
ини	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	6501	6587	6587	6581	6525	6357	6249	6225	6386	6315	6405	6421	6431	6433	6399	6289	6267	6415	7165	7179	7283	7205	6703	6617
6 37	Весна	5585	5361	5307	5417	5503	5555	5345	5726	5694	5671	5715	5696	5696	5543	5667	5477	5495	5567	5773	5665	5977	6037	6057	5897
6 38	Лето	4619	4344	4318	4318	4318	4574	4810	4954	4686	4781	4941	4951	4355	4350	4365	4331	4337	4323	4353	4409	4919	5021	4981	4685
6 39	Осень	4871	4809	4773	4763	4789	4753	4653	4647	4963	4902	4916	4890	4862	4832	4748	4738	4740	4744	4778	5805	5571	5535	4911	4831

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Субота												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter																								
6 41	Spring																								
6 42	Summer																								
6 43	Fall																								

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–3

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 году

Линии 6 36–
6 39 Данные по Часовым Ннагрузкам Дайте данные по часовым нагрузкам на типичную неделю в каждом из четырех времен года на 1995 I 1997 года Эти данные должны быть даны на основе выработки и должны быть выражены как отношение(десятичное) типичной часовой внутренней нагрузки к максимальной годовой внутренней нагрузке, данной в Линии 6 1 в Таблице 6–1

РАЗДЕЛ 7.0

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 – 2000)

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–1

Максимальное ежегодное потребление и прозводство электроэнергии для различных сценариев развития

Линии 7 1, 7 5, 7 9 — Максимальная Ежегодная Внутренняя Нагрузка (МВт) Дать максимальные ежегодные нагрузки для 1998, 2000, 2010, 2015 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую нагрузку для изучаемой страны или региона, исключая экспорт Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 2, 7 6, 7 10 — Внутренняя Продажа (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры продажи для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 3, 7 7, 7 11 — Потери (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры потерь для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 4, 7 8, 7 12 — Годовое Внутреннее Потребление (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры внутреннего потребления для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария Данные должны быть представлены на основе выработки (т е вкючая потери)

Таблица 7 – 1

Узбекистан

1998 to 2015

Макс ежегодное потребление и производство электроэнергии для различных сценариев развития

Сценарий	Линия		1998	1999	2000	2005	2010	2015
Наиболее Вероятный	7 1	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	7840 7550	8040 7600	8280 7900	9680 8700	11400 9500	13430 10400
	7 2	Внутренняя Продажа (ГВтч)	50200 47500	51500 48800	53000 50500	62000 58000	73000 61000	86000 68500
	7 3	Потери (ГВтч)	4400 7120	4500 7300	4700 7500	5400 7800	6500 7900	7600 9000
	7 4	Годовое Внутр Потребление (ГВтч)	45800 40430	47000 41500	48300 43000	56600 48700	66500 53100	78400 57500
Высокий	7 5	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	7930 7550	8170 7980	8430 8280	10000 8900	11870 9680	14060 10600
	7 6	Внутренняя Продажа (ГВтч)	4450 47500	4600 51100	4800 53000	5700 57000	6700 62000	7900 68000
	7 7	Потери (ГВтч)	4450 7120	4600 7400	4800 7600	5700 7900	6700 8000	7900 9200
	7 8	Годовое Внутр Потребление (ГВтч)	46350 40430	47700 43700	49200 45800	58300 49100	69300 54000	82100 58800
Низкий	7 9	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	7780 7550	7950 7580	8120 7600	9370 8400	10930 9200	12810 10000
	7 10	Внутренняя Продажа (ГВтч)	49800 47550	50900 48000	52000 49000	60000 54000	70000 59000	82000 64000
	7 11	Потери (ГВтч)	4350 7120	4450 7200	4600 7400	5300 7600	6300 7800	7300 8700
	7 12	Годовое Внутр Потребление (ГВтч)	45450 40430	46450 40800	47400 41000	54700 46000	63700 51000	74700 55300

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–2

Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Линия 7 13 7 15, 7 17, 7 19 7 21	Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 7 1 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован
Линия 7 14 7 16, 7 18, 7 20, 7 22	Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 7 4 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован

Таблица 7 – 2

Узбекистан

Ежемесячное потребление и производство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Год	Линия		Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек
1998	7 13	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,97	0,96	0,94	0,92	0,93	0,96	0,93	0,88	0,89	0,94	0,96
	7 14	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,093	0,09	0,091	0,08	0,082	0,083	0,09	0,091	0,08	0,082	0,083	0,091
2000	7 15	Отнош Ежемес Внут Макс. Знач Нагр к Год	1,0	0,96	0,95	0,95	0,92	0,93	0,95	0,93	0,87	0,89	0,93	0,97
	7 16	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,093	0,092	0,09	0,085	0,083	0,082	0,091	0,092	0,082	0,082	0,083	0,092
2005	7 17	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,95	0,96	0,95	0,93	0,94	0,96	0,93	0,88	0,9	0,94	0,98
	7 18	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,093	0,091	0,089	0,086	0,082	0,082	0,092	0,091	0,083	0,081	0,088	0,091
2010	7 19	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,97	0,97	0,94	0,93	0,93	0,96	0,94	0,89	0,9	0,95	0,98
	7 20	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,094	0,091	0,09	0,085	0,081	0,083	0,091	0,092	0,082	0,089	0,083	0,091
2015	7 21	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,98	0,97	0,95	0,93	0,96	0,97	0,93	0,88	0,92	0,94	0,99
	7 22	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,095	0,09	0,088	0,082	0,08	0,083	0,092	0,09	0,081	0,08	0,082	0,09

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–3

Ежемесячное продажа электроэнергии по секторам для наиболее вероятного сценария развития

Линии 7 25 – 7 29 — Перспективная продажа электроэнергии по секторам (ГВтч)
Предоставь данные о те для перспективной продажи электроэнергии по секторам для 1998, 2000, 2010, 2015 годов Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного сценария

Линия 7 30 — Общая перспективная продажа электроэнергии по секторам (ГВтч) Сумма линий с 7 25 по 7 29

Таблица 7 – 3

Узбекистан

Ежемесячная продажа электроэнергии по секторам для наиболл бероятного сценария развития
1998 to 2015

Line	Сектор	1998	2000	2005	1999	2010	2015
7 25	~~Коммерческий~~ строительный	400	470	950	410	1600	1750
7 26	Комунальный	9700	10340	11520	10620	12920	14620
7 27	Индустриальный	15480	16410	18050	15500	19790	20900
7 28	(ДРУГИЕ) Сельское хоз-во	13450	14280	15970	14060	16770	17970
7 29	транспорт	1370	1500	1710	1410	2020	2260
7 30	Общая Продажа	40400	43000	48200	41400	53100	57500

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–4

Кривая часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года для наиболее вероятного сценария развития

Линии 7 31 –

7 54 Данные по Часовым Ннагрузкам Дайте данные по часовым нагрузкам на типичную неделю в каждом из четырех времен года на 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 года Эти данные должны быть даны на основе выработки и должны быть выражены как отношение(десятичное) типичной часовой внутренней нагрузки к максимальной годовой внутренней нагрузке, данной в Линии 7 1 в Таблице 7 – 1

Таблица 7-4

Кривая часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Понедельник

Часы

Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	5887	5490	5497	5545	5543	5550	5836	6390	6737	6663	6480	6151	6063	6025	5990	5860	5865	6245	7080	7323	7118	6958	6693	6444
1998	7 32	Весна	5738	5020	4955	4821	4840	5000	5490	5770	5590	5825	5825	5730	5865	6645	5530	5376	5410	5437	5658	6274	6582	6896	6448	6106
	7 33	Лето	6045	5516	5510	5292	5305	6050	5755	5767	5980	6074	6270	6200	6265	6103	6110	5998	5985	5978	6110	6335	6625	7240	7023	6373
	7 34	Осень	5127	4813	4815	4583	4800	4764	5108	5566	5273	5364	5300	5360	5427	5335	5169	5125	5160	5092	6104	6976	6745	6345	5845	5395
	7 35	Зима	6160	5700	5793	5785	5810	5812	6053	6666	7050	6973	6780	6436	6360	6322	6283	6132	6235	6536	7417	7663	7433	7280	7005	6743
2000	7 36	Весна	6010	5255	5185	5045	5065	5225	5745	6047	5850	6096	6100	5997	5926	5920	5787	5628	5640	5690	5925	6565	6887	7007	6747	6390
	7 37	Лето	6332	5780	5776	5544	5570	5780	6030	6082	6264	6355	6567	6522	6570	6393	6405	6389	6370	6357	6410	6636	6940	7584	7356	6674
	7 38	Осень	5365	5037	5042	4891	4796	4986	5329	5830	5520	5613	5562	5610	5680	5600	5410	5358	5367	5321	6387	7300	7060	6615	6132	5620
	7 39	Зима	6785	6287	6390	6371	6380	6365	6668	7342	7763	7677	7476	7098	6995	6988	6975	6761	6753	7198	8168	8439	8185	8017	7720	7425
2005	7 40	Весна	6613	5790	5710	5555	5580	5772	6328	6652	6443	6713	6718	6605	6528	6520	6374	6196	6210	6266	6520	7230	7593	7717	7440	7038
	7 41	Лето	6973	6372	6355	6113	6163	6380	6640	6700	6998	7000	7232	7174	7170	7042	7050	7021	7000	6948	7065	7308	7642	8352	8100	7350
	7 42	Осень	5908	5545	5555	5386	5280	5498	5867	6415	6077	6180	6125	6173	6254	6150	5965	5900	5948	5868	7034	8039	7777	7315	6752	6190
	7 43	Зима	7410	6865	6966	6957	6980	6987	7270	8017	8477	8385	8155	7740	7645	7630	7555	7381	7386	7860	8920	9215	8955	8754	8413	8108
2010	7 44	Весна	7221	6320	6235	6066	6090	6300	6910	7263	7035	7330	7340	7212	7128	7120	6960	6775	6808	6842	7120	7895	8282	8426	8115	7885
	7 45	Лето	7615	6958	6950	6660	6730	6987	7250	7314	7533	7642	7898	7843	7888	7688	7693	7672	7633	7605	7715	7980	8345	9120	8846	8025
	7 46	Осень	6452	6055	6068	5880	5767	5995	6390	7000	6636	6750	6688	6740	6830	6715	6513	6443	6495	6400	7680	8778	8488	7945	7315	6767
	7 47	Зима	8110	7515	7626	7615	7636	7645	7960	8770	9275	9170	8930	8473	8360	8300	8250	8080	8085	8605	9755	10088	9805	9583	9220	8867
2015	7 48	Весна	7905	6927	6826	6642	6669	6890	7565	7951	7702	8016	8035	7896	7804	7776	7620	7407	7454	7490	7797	8644	9068	9225	8883	8413
	7 49	Лето	8336	7607	7597	7298	7368	7627	7937	8000	8246	8366	8646	8576	8636	8415	8436	8396	8355	8306	8446	8736	9135	9984	9684	8775
	7 50	Осень	7063	6620	6650	6438	6304	6563	6996	7668	7265	7293	7323	7380	7476	7351	7130	7063	7092	7000	8418	9610	9292	8706	8053	7418

			Вторник									Часы												
Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	5934	5685	5632	5602	5526	5602	5821	6357	6523	6115	6266	6092	6243	5980	5926	6115	5760	6175	7353	7550	7399	7097	6734	6228
1998	7 32	Весна	5221	5145	4930	4915	4818	5145	5423	5750	5652	5700	5720	5493	5458	5458	5340	5320	5485	5423	5458	6180	6953	6813	6625	5820
	7 33	Лето	5900	5712	5538	5560	5500	5647	5740	5886	6103	6154	6298	6248	6226	6154	6080	6074	6020	5958	6081	6125	6494	7240	6972	6400
	7 34	Осень	5067	4805	4743	4750	4770	4943	5287	5742	5500	5225	5273	5287	5287	5322	5088	5267	5155	5335	6120	6885	6747	6313	5824	5410
	7 35	Зима	6210	5910	5900	5860	5775	5870	6090	6652	6833	6415	6557	6375	6533	6257	6200	6399	6027	6462	7694	7900	7742	7428	7048	6517
2000	7 36	Весна	5463	5383	5165	5143	5040	5383	5675	6010	5915	5965	5970	5747	5700	5710	5587	5565	5725	5675	5703	6400	7275	7130	6940	6090
	7 37	Лето	6166	5977	5788	5818	5757	5924	6000	6160	6386	6440	6590	6538	6515	6440	6363	6356	6300	6235	6363	6410	6795	7576	7295	6700
	7 38	Осень	5302	5029	4957	4964	4993	5173	5540	6008	5764	5468	5520	5526	5504	5576	5330	5510	5400	5583	6410	7205	7020	6615	6095	5663
	7 39	Зима	6838	6551	6498	6455	6368	6464	6716	7316	7526	7064	7220	7021	7203	6890	6830	7047	6638	7116	8474	8700	8526	8178	7760	7186
2005	7 40	Весна	6017	5926	5688	5672	5552	5930	6250	6618	6513	6570	6577	6330	6281	6297	6153	6121	6313	6250	6290	7042	8012	7860	7643	6700
	7 41	Лето	6790	6582	6383	6234	6340	6524	6615	6782	7033	7090	7258	7200	7175	7091	7008	7000	6257	6866	7068	7058	7483	8343	8034	7375
	7 42	Осень	5839	5537	5460	5466	5498	5696	6093	6617	6347	6092	6077	6085	6061	6133	5863	6070	5942	6140	7053	7934	7800	7275	6720	6236
	7 43	Зима	7467	7144	7096	7049	6954	7058	7334	7990	8217	7705	7875	7666	7856	7524	7457	7685	7248	7771	9253	9500	9330	8930	8485	7837
2010	7 44	Весна	6571	6475	6210	6186	6063	6435	6825	7227	7113	7175	7183	6912	6860	6868	6693	6886	6886	6825	6860	7691	8750	8583	8347	7315
	7 45	Лето	7415	7178	6969	6996	6923	7115	7215	7408	7679	7743	7925	7862	7834	7743	7652	7634	7580	7497	7652	7710	8170	9110	8710	8053
	7 46	Осень	6376	6047	5960	5969	6004	6220	6654	7225	6930	6636	6636	6645	6620	6697	6400	6627	6490	6715	7702	8664	8525	7945	7929	6810
	7 47	Зима	8174	7820	7768	7717	7602	7727	8018	8746	8996	8445	8632	8403	8600	8236	8164	8424	7935	8507	10130	10400	10192	9776	9276	8580
2015	7 48	Весна	7193	7087	6790	6781	6637	7087	7470	7911	7787	7844	7863	7566	7510	7518	7390	7327	7537	7470	7510	8420	9578	9396	9137	8007
	7 49	Лето	8118	7858	7630	7660	7579	7789	7898	8108	8407	8420	8676	8606	8566	8477	8377	8357	8297	8207	8377	8437	8945	9973	9603	8816
	7 50	Осень	6980	6620	6525	6535	6573	6810	7285	7910	7578	7200	7265	7275	7246	7246	7009	7256	7104	7342	8432	9485	9333	8707	8024	7455

Среда

Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	5928	5671	5633	5596	5520	5703	5814	6342	6523	6124	6252	6093	6244	5973	5920	6110	5754	6169	7345	7542	7391	7165	6727	6280
1998	7 32	Весна	5285	5200	4990	4985	4900	5202	5483	5810	5730	5763	5784	5555	5517	5520	5400	5377	5545	5482	5524	6185	7029	6902	6705	5823
	7 33	Лето	5747	5557	5390	5410	5353	5500	5585	5740	5952	5960	6100	6079	6060	5087	5920	5910	5870	5846	5922	5970	6330	7044	6830	5920
	7 34	Осень	5085	4830	4766	4760	4794	4973	5320	5668	5526	5250	5290	5310	5284	5345	5110	5285	5180	5348	6148	6908	6800	6340	5844	5445
	7 35	Зима	6203	5934	5895	5855	5769	5963	6084	6645	6826	6410	6550	6369	6550	6258	6195	6392	6020	6455	7686	7892	7734	7420	7040	6550
2000	7 36	Весна	5530	5445	5222	5190	5112	5442	5736	6100	5995	6030	6050	5830	5786	5790	5655	5680	5790	5737	5781	6470	7355	7280	7660	6170
	7 37	Лето	6000	5820	5638	5667	5600	5755	5837	6000	6213	6364	6415	6360	6338	6265	6190	6176	6130	6065	6190	6235	6610	7370	7128	6537
	7 38	Осень	5320	5045	4980	4987	5015	5645	5551	6035	5782	5493	5536	5555	5522	5587	5348	5530	5421	5600	6425	7222	7120	6635	6115	5683
	7 39	Зима	6831	6535	6492	6448	6353	6457	6700	7309	7517	7048	7205	7013	7187	6883	6822	7030	6630	7109	8465	8691	8517	8170	7743	7170
2005	7 40	Весна	6082	6431	5750	5725	5612	5993	6317	6689	6594	6633	6650	6398	6350	6357	6220	6195	6374	6317	6350	7119	8099	7945	7728	6770
	7 41	Лето	6607	6396	6209	6233	6168	6339	6428	6600	6842	6891	7062	7005	6980	6899	6618	6802	6753	6680	6818	6867	7281	8117	7816	7175
	7 42	Осень	5858	5556	5476	5484	5516	5715	6113	6638	6360	6041	6097	6105	6081	6153	5820	6089	5962	6161	7080	7960	7832	7300	6734	6256
	7 43	Зима	7459	7145	7090	7041	6937	7051	7316	7980	8208	7705	7867	7667	7848	7516	7449	7685	7240	7762	9243	9490	9300	8920	8465	7830
2010	7 44	Весна	6642	6545	6279	6253	6138	6545	6899	7305	7190	7244	7261	6987	6934	6943	6792	6766	6961	6899	6934	7774	8845	8677	8438	7394
	7 45	Лето	7214	6984	6780	6806	6735	6922	7019	7205	7471	7524	7710	7648	7613	7533	7445	7427	7374	7294	7445	7498	7950	8863	8535	7835
	7 46	Осень	6397	6067	5980	5988	6023	6240	6675	7249	6945	6597	6658	6666	6640	6719	6858	6649	6510	6727	7727	8892	8563	7970	7353	6832
	7 47	Зима	8166	7813	7761	7709	7595	7719	8010	8737	8987	8426	8613	8345	8592	8228	8156	8405	7928	8500	10119	10390	10182	9766	9257	8571
2015	7 48	Весна	7271	7164	6874	6855	6710	7165	7552	7997	7871	7929	7948	7648	7590	7600	7435	7406	7619	7552	7590	8510	9682	9498	9236	8094
	7 49	Лето	7898	7645	7422	7452	7374	7578	7685	7888	8179	8237	8442	8373	8335	8247	8150	8131	8073	7985	8150	8208	8703	9703	9343	8577
	7 50	Осень	7003	6642	6547	6556	6594	6832	7308	7936	7603	7222	7290	7298	7270	7355	7032	7279	7127	7365	8459	9516	9363	8726	8050	7480

Четверг

Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	6089	5585	5547	5500	5570	5735	5773	6518	6782	6774	6503	6473	6285	6172	6217	6127	6120	6533	7519	7527	7361	7225	6849	6533
1998	7 32	Весна	5312	5168	5120	5092	5072	5299	5566	5861	5724	5635	5675	5593	5525	5430	5456	5374	5223	5161	5443	6142	6855	6683	6361	5890
	7 33	Лето	5725	5624	5630	5522	5530	5532	5732	5746	5818	6027	6092	6078	5876	6150	5861	5840	5991	5868	6035	6078	6417	7210	6885	6287
	7 34	Осень	5067	4810	4730	4642	4896	4932	5100	5696	5365	5257	5230	5250	5108	5108	5100	5027	5007	5115	6081	6757	6540	6216	5662	5284
	7 35	Зима	6379	5843	5804	5757	5828	6000	6040	6820	7096	7088	6805	6773	6576	6458	6505	6411	6403	6836	6868	7876	7200	7560	7167	6836
2000	7 36	Весна	5560	5408	5358	5329	5308	5544	5824	6133	5990	5896	5940	5853	5781	5681	5709	5623	5465	5400	5695	6427	7173	6993	6656	5953
	7 37	Лето	5990	5884	5890	5733	5778	5782	5997	6012	6088	6306	6374	6360	6148	6435	6133	6110	6270	6140	6314	6360	6714	7544	7204	6578
	7 38	Осень	5302	5038	4949	4857	4913	5161	5337	5960	5613	5500	5472	5493	5345	5340	5333	5260	5238	5352	6363	7070	6843и	6504	5925	5528
	7 39	Зима	7025	6436	6392	6340	6418	6610	6653	7511	7815	7806	7494	7459	7242	7112	7164	7060	7052	7529	8665	8674	8483	8327	7893	7529
2005	7 40	Весна	6121	5955	5900	5869	5845	6105	6413	6753	6595	6493	6540	6445	6366	6256	6287	6193	6019	5948	6272	7077	7899	7701	7330	6558
	7 41	Лето	6596	6480	6483	6314	6363	6370	6605	6621	6704	6945	7020	7003	6771	7086	6754	6729	6904	6762	6953	7003	7394	8308	7934	7245
	7 42	Осень	5840	5543	5450	5349	5411	5683	5878	6563	6188	6057	6026	6049	5886	5880	5878	5792	5770	5894	7007	7786	7537	7163	6524	6096
	7 43	Зима	7671	7027	6980	6923	7008	7217	7264	8200	8530	8524	8183	8145	7910	7766	7823	7710	7699	8220	9460	9471	9262	9092	8618	8220
2010	7 44	Весна	6685	6504	6443	6410	6383	6667	7004	7375	7202	7092	7142	7038	6952	6831	6866	6762	6573	6495	6850	7728	8628	8410	8004	7160
	7 45	Лето	7203	7076	7080	6894	6949	6955	7212	7230	7321	7584	7665	7647	7393	7738	7375	7348	7539	7385	7593	7647	8074	9072	8663	7910
	7 46	Осень	6376	6053	5951	5840	5908	6206	6419	7167	6750	6614	6580	6606	6427	6427	6419	6325	6300	6436	7651	8502	8230	7822	7125	6857
	7 47	Зима	8398	7693	7641	7579	7672	7900	7952	8978	9351	9279	9175	8315	8107	8200	8004	7910	8346	8926	10233	10368	10316	9963	9517	8833
2015	7 48	Весна	7290	6657	6534	6496	6751	7006	7148	7648	7743	7932	7828	7563	7648	7516	7497	7337	7280	7469	8035	8678	9443	9169	8772	8327
	7 49	Лето	8154	7915	7816	7846	7677	7609	7895	7915	8015	8303	8392	8372	8095	8472	8075	8045	8253	8085	8313	8372	8839	9932	9485	8660
	7 50	Осень	6981	6627	6515	6394	6469	6795	7027	7846	7390	7241	7204	7232	7036	7033	7027	6925	6897	7046	8377	9308	9010	5563	7800	7278

Год	Линия	Сезон	Пятница 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	5964	5822	5731	5694	5784	6235	6302	6497	6347	6723	6648	6025	5874	5942	5794	5731	6047	6467	7414	7512	7474	7219	6896	6400
1998	7 32	Весна	5373	4907	4817	4789	4977	5165	5289	5638	5708	5843	5770	5575	5638	5540	5527	5408	5366	5506	5923	6390	6961	6759	6466	6160
	7 33	Лето	5807	5638	5567	5588	5468	5418	5786	5878	5977	6203	6239	6281	5793	6140	6140	6112	5843	5885	5985	5765	6225	7074	6734	6310
	7 34	Осень	5135	4632	4742	4632	4625	4935	5260	5714	5514	5293	5348	5369	5307	5293	5245	5276	5115	5259	6238	6851	6893	6313	5886	5390
	7 35	Зима	6240	6091	5997	5957	6052	6524	6594	6798	6641	7034	6956	6303	6146	6217	6068	5997	6327	6767	7758	7860	7820	7553	7215	6896
2000	7 36	Весна	5622	5134	5040	5010	5207	5404	5513	5900	5972	6117	6037	5833	5899	5797	5782	5659	5615	5760	6197	6793	7283	7072	6765	6445
	7 37	Лето	6077	5900	5825	5847	5721	5670	6055	6151	6254	6491	6528	6573	6432	6425	6425	6400	6114	6158	6262	6032	5921	7402	7046	6602
	7 38	Осень	5373	4846	5962	4846	4840	5163	5502	5978	5770	5539	6300	5618	5553	5538	5488	5416	5351	5502	6526	7168	7212	6806	6160	5640
	7 39	Зима	6872	6708	6604	6561	6665	7184	7262	7487	7314	7747	7660	6942	6768	6846	6682	6604	6968	7453	8543	8656	8612	8318	7946	7375
2005	7 40	Весна	6192	5665	5550	5518	5735	5915	6072	6497	6577	6737	6649	6425	6497	6384	6368	6233	6184	6345	6825	7371	8021	7788	7451	7098
	7 41	Лето	6692	6497	6415	6440	6301	6244	6668	6743	6888	7149	7190	7238	7084	7075	7075	7043	6733	6782	6896	6643	7173	8152	7760	7271
	7 42	Осень	5917	5337	5464	5337	5329	5667	6060	6584	6354	6100	6163	6187	6116	6100	6044	5965	5893	6060	7188	7895	7943	7275	6783	6211
	7 43	Зима	7505	7325	7211	7164	7278	7845	7930	8175	7986	8459	8365	7580	7391	7476	7297	7211	7608	8138	9329	9452	9404	9083	8677	8053
2010	7 44	Весна	6762	6175	6061	6026	6262	6499	6630	7095	7182	7357	7261	7016	7095	6972	6954	6805	6753	6928	7454	8049	8759	8505	8137	7751
	7 45	Лето	7307	7094	7075	7031	6880	6818	7281	7396	7521	7806	7850	7904	7735	7726	7726	7690	7352	7405	7530	7254	7832	8901	8473	7939
	7 46	Осень	6461	5828	5967	5828	5819	6209	6607	7190	6938	6660	6730	6756	6678	6660	6600	6513	6435	6617	7849	8620	8673	7944	7406	6790
	7 47	Зима	8216	8019	7895	7843	7968	8589	8682	8951	8744	9261	9157	8300	8092	8185	7988	7895	8330	8909	10213	10348	10296	9944	9499	8816
2015	7 48	Весна	7402	6759	6635	6596	6855	7114	7258	7766	7862	8054	7948	7680	7766	7632	7613	7450	7392	7584	8160	8811	9598	9309	8907	8485
	7 49	Лето	8000	7766	7669	7698	7533	7464	7971	8098	8233	8546	8595	8653	8458	8458	8458	8419	8949	8107	8244	7942	8575	9745	9277	8692
	7 50	Осень	7073	6380	6532	6380	6371	6798	7244	7871	7596	7292	7368	7396	7311	7292	7225	7130	7045	7244	8593	9438	9493	8650	8108	7434

Суббота

Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	5915	5600	5652	5630	5900	6402	6372	6600	6537	6440	6312	6162	6170	6065	5787	5810	6140	6537	7414	7497	7302	7100	6755	6405
1998	7 32	Весна	5540	5034	4919	4985	4871	5067	5297	5588	5872	5858	5777	5736	5716	5723	5446	5345	5405	5655	5932	6378	6757	6743	6345	5892
	7 33	Лето	5635	5557	5444	5480	5465	5792	5983	5834	6039	6099	6125	6061	6117	5955	5834	5700	5841	5912	6032	6450	7089	6798	6422	6132
	7 34	Осень	5139	4685	4493	4540	4500	5240	5294	5623	5139	5112	5193	5179	5119	5112	5058	5011	4971	5166	5967	6727	6437	6101	5691	5482
	7 35	Зима	6189	5854	5914	5890	6173	6698	6687	6800	6840	6738	6604	6447	6454	6345	6055	6079	6424	6840	7757	7844	7640	7428	7067	6785
2000	7 36	Весна	5797	5367	5147	5111	5097	5302	5543	5846	6143	6130	6045	6002	5981	5988	5698	5592	5656	5917	6207	6674	7070	7055	6638	6165
	7 37	Лето	5897	5815	5697	5734	5719	6060	6260	6105	6320	6372	6409	6342	6401	6231	6105	5964	6112	6186	6312	6750	7418	7113	6720	6416
	7 38	Осень	5377	4913	4762	4751	4709	5483	5539	5884	5377	5349	5434	5420	5356	5349	5293	5244	5202	5405	6243	7039	6736	6384	5955	5743
	7 39	Зима	6816	6458	6513	6487	6798	7377	7343	7490	7533	7420	7274	7101	7109	6988	6669	6695	7075	7533	8544	8639	8414	8181	7783	7472
2005	7 40	Весна	6384	5800	5670	5627	5613	5839	6104	6439	6766	6750	6667	6610	6587	6594	6275	6158	6228	6516	6836	7348	7786	7770	7311	6789
	7 41	Лето	6494	6404	6273	6314	6298	6674	6894	6723	6960	7017	7058	6985	7050	6962	6723	6567	6731	6813	6952	7433	8169	7834	7401	7066
	7 42	Осень	5921	5410	5177	5232	5185	6039	6100	6479	5921	5890	5983	5968	5898	5890	5828	5774	5728	5952	6875	7751	7417	7030	6557	6317
	7 43	Зима	7442	7046	7112	7084	7423	8055	8018	8178	8225	8103	7942	7754	7763	7631	7282	7310	7725	8225	9329	9433	9187	8933	8500	8160
2010	7 44	Весна	6971	6384	6189	6147	6129	6376	6665	7031	7388	7371	7269	7218	7192	7201	6852	6725	6801	7116	7464	8025	8502	8485	7983	7413
	7 45	Лето	7091	6993	6850	6886	6877	7287	7528	7341	7644	7662	7707	7626	7698	7493	7341	7171	7350	7439	7590	8117	8920	8654	8081	7715
	7 46	Осень	6466	5907	5635	5713	5662	6593	6661	7075	6466	6432	6534	6517	6141	6432	6365	6305	6255	6500	7507	8464	8100	7676	7460	6998
	7 47	Зима	8148	7714	7786	7755	8127	8819	8778	8953	9005	8871	8695	8488	8499	8354	7972	8003	8458	9005	10213	10327	10058	9779	9304	8932
2015	7 48	Весна	7632	6934	6776	6730	6711	6981	7297	7697	8088	8070	7958	7902	7874	7883	7502	7362	7445	7790	8172	8786	9308	9289	8740	8116
	7 49	Лето	7769	7665	7500	7549	7529	7979	8241	8036	8319	8368	8437	8349	8427	8202	8026	7851	8046	8144	8310	8996	9765	9364	8947	8446
	7 50	Осень	7079	6467	6169	6254	6198	7218	7292	7746	7079	7042	7153	7135	7051	7042	6958	6903	6847	7116	8219	9266	8967	8404	7839	7552

Воскресенье

Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7 31	Зима	5780	5460	5372	5321	5423	5453	5810	6065	6218	6116	6065	5824	5715	5788	5737	5606	5693	6298	7282	7290	7224	7013	6706	6138
1998	7 32	Весна	5549	5487	5255	5289	5180	5535	5583	5787	5899	5596	5508	5487	5668	5583	5488	5487	5446	5644	5767	6253	6817	6803	6319	5671
	7 33	Лето	5876	5925	5490	5511	5441	5434	5616	5665	5651	5906	5904	6031	5995	5962	5927	5757	5729	5834	5855	6009	6206	7021	6868	6375
	7 34	Осень	4996	4889	4742	4669	4648	4809	4989	5264	4923	4976	4977	4929	4956	5036	4969	4762	4816	4943	5598	6689	6622	6174	5719	5459
	7 35	Зима	6048	5712	5621	5587	5674	5704	6078	6345	6505	6376	6345	6094	5979	6055	6002	5865	5956	6589	7619	7627	7558	7337	7016	6422
2000	7 36	Весна	5906	5742	5499	5535	5421	5792	5942	6056	5963	5850	5771	5742	5920	5949	5920	5949	5777	5920	5991	6633	7133	7062	6634	5920
	7 37	Лето	6170	6200	5730	5767	5694	5686	5877	5950	5914	6098	6170	6318	6274	6170	6098	6025	5950	6099	6127	6245	6495	7347	7185	6685
	7 38	Осень	5250	5110	4970	4886	4865	5040	5215	5510	5152	5215	5210	5160	5180	5270	5117	4984	5040	5180	5880	7000	6930	6440	5985	5740
	7 39	Зима	6639	6303	6218	6135	6215	6300	6640	6975	7185	7060	6975	6732	6589	6690	6622	6471	6555	7270	8330	8404	8321	8070	7731	7060
2005	7 40	Весна	6368	6285	6050	6085	5970	6363	6149	6677	6650	6440	6373	6325	6520	6440	6324	6282	6285	6520	6677	7300	7956	7815	7308	6520
	7 41	Лето	6770	6828	6310	6350	6270	6262	6470	6553	6513	6715	6795	6958	6877	6715	6715	6633	6630	6720	6760	6958	7200	8091	7930	7363
	7 42	Осень	5780	5640	5470	5395	5357	5549	5742	6010	5665	5700	5710	5680	5705	5780	5625	5475	5550	5700	6475	7708	7680	7114	6590	6320
	7 43	Зима	7277	6880	6790	6700	6790	6882	7249	7617	7800	7672	7617	7341	7159	7250	7160	7065	7160	7892	9165	9177	9085	8810	8442	7710
2010	7 44	Весна	6982	6905	6605	6645	6520	6948	7034	7290	7170	7033	6948	6905	7145	7034	6913	6908	6867	7120	7205	7977	8578	8495	7977	7118
	7 45	Лето	7395	7456	6890	6847	6838	7068	7130	7112	7110	7333	7420	7600	7545	7377	7333	7244	7156	7333	7400	7510	7780	8835	8655	7242
	7 46	Осень	6288	6152	5967	5875	5849	6052	6279	6624	6195	6282	6267	6203	6237	6339	6152	5993	6060	6220	7045	8417	8332	7669	7196	6868
	7 47	Зима	7985	7533	7430	7473	7473	7520	8035	8357	8538	8387	8365	8036	7985	7985	7915	7734	7835	8688	10025	10046	9945	9673	9240	8538
2015	7 48	Весна	7644	7560	7230	7278	7137	7610	7515	7982	7840	7700	7606	7570	7826	7700	7582	7560	7510	7794	7935	8752	9391	9353	8715	7815
	7 49	Лето	8125	8163	7545	7590	7495	7490	7737	7805	7785	7998	8124	8317	8260	8075	8027	7930	7880	8030	8066	8279	8550	9672	9460	8800
	7 50	Осень	6910	6726	6542	6430	6403	6634	6964	7250	6781	6955	6855	6800	6820	6940	6726	6542	6634	6818	7740	9214	9120	8505	7878	7510

Таблица 7 – 4

Узбекистан

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Воскресенье 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	5280	5460	5372	5321	5423	5453	5810	6065	6218	6116														
	7 32	Весна	5549	5487	5235	5289	5180	5535	5583	5787	5699	5596														
	7 33	Лето	5876	5725	5490	5511	5441	5488	5616	5665	5651	5806														
	7 34	Осень	4996	4889	4742	4669	4648	4809	4981	5264	4923	4976														
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

			Понедельник												HOUR											
Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1998	7 31	Зима																								
	7 32	Весна																								
	7 33	Лето																								
	7 34	Осень																								
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Вторник ~~Четверг~~ 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима																								
	7 32	Весна																								
	7 33	Лето																								
	7 34	Осень																								
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Среда 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима																								
	7 32	Весна																								
	7 33	Лето																								
	7 34	Осень																								
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

			Четверг												HOUR											
Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1998	7 31	Зима																								
	7 32	Весна																								
	7 33	Лето																								
	7 34	Осень																								
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

			Пятница												HOUR											
Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1998	7 31	Зима																								
	7 32	Весна																								
	7 33	Лето																								
	7 34	Осень																								
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

3/55

302

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичнои недели каждого времени года

			Субота												HOUR											
Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1998	7 31	Зима																								
	7 32	Весна																								
	7 33	Лето																								
	7 34	Осень																								
2000	7 35	Зима																								
	7 36	Весна																								
	7 37	Лето																								
	7 38	Осень																								
2005	7 39	Зима																								
	7 40	Весна																								
	7 41	Лето																								
	7 42	Осень																								
2010	7 43	Зима																								
	7 44	Весна																								
	7 45	Лето																								
	7 46	Осень																								
2015	7 47	Зима																								
	7 48	Весна																								
	7 49	Лето																								
	7 50	Осень																								

KYRGYZ REPUBLIC

V429

РАЗДЕЛ 20

ОБЩИЕ ДАННЫЕ И ИНФОРМАЦИЯ

21 Какой критерий используется для определения резерва мощности системы? (например, мощность наибольшего работающего агрегата, и т д)

Так как энергосистемы работают в составе ОЭС ЦА резерв мощности отдельно для Кыргызской энергосистемы не определяется.

22 Какой критерий используется для определения достаточности мощности системы? (например, резерв во время максимальной нгрузки сустемы, и т д)

Покрытие ожидаемой максимальной нагрузки плюс 9,% мощности от максимума системы

2 3 Существует ли Экономическое Обоснование планирования системы? Если да, то кем и когда оно подготовленно? Предоствьте пожалуйста копию последнего Обоснования

Нет.

2 4 Предоставьте описание оснований ввода в работу агрегатов и состовления графика работы агрегатов для поддержки нобходимой нагрузки системы

В предшествующие сутки определяется графи собственного потребления на следующие сутки и сообщается в ОДЦ. Кроме того в ОДЦ сообщае располагаемая мощность по каждой электростанции ОДЦ производит покрытие графика нагрузки и сообщает в Новгород, графики работы электростанций на следу ющие сутки.

2 5 Существуют ли договоры по обмены электоэнергией с соседними странами? Предоставьте детали таких договоров

Договоры на поставку электроэнергии существуют с Узбекистаном, Казахстаном, Таджикистаном, частными фирмами и т.д. Представить эти договоры не возможно

2 6 Какие типы агрегатов и топлив рессматриваются в перспективе для обеспечения будущих нагрузок?

Строительство гидроэлектростанций.

Аблязимов

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 3–2

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

Общее В каждую линию Таблицы 3–2 запишите следующие данные по всем агрегатам (вкл автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданном вопрос

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат был введен в эксплуатацию

кол 6 Дата Вывода из Эксплуатации Напишите месяц/год, в котором в настоящий момент планироуется вывести данный агрегат из эксплатации

кол 7 Растопочное Топливо В колонке 7 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 7(а) Время Пуска В колонке 7(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 8 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 8 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата и достижения минимально допустимой мощности Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 9(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 9(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(в),(г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 9(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 9(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 9(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 10 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 9(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20" в колонке 10 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 11 Название угольного топлива Для всех агрегатов, описанных в колонке 9, как использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 12 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную/ существующую в настоящее время мощность станции без производства тепла для ~~централизованного отопления~~ Например, запись "300/270" означала бы то, что агрегат был рассчитан на чистую выработку 300 МВт без производства тепла для централизованного отопления, а в настоящее время он может производить 270 МВт без производства тепла для централизованного отопления

кол 13 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 14 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где ЧВО – количество часов в среднем в год когда ожидается что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев и ЧПО как определено в колонке 13

кол 15 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 19 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата, которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах, эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности (т е кол 13)

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все местные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан 18 ~~222~~ сом = 1 U S $
Казахстан 76 тенге = 1 U S $
Узбекистан 82 ~~222~~ сум = 1 U S $

кол 16 Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч) Запишите в колонку 20 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата.

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 19

кол 17 Тип ТЭЦ Впишите "Е"для турбин с отбором или "В" для турбин с противодавлением

кол 17 — 29

Рабочие Кривые

Для моделирования производительности агрегатов ТЭЦ нобходимо знать их тепловые/электрические характеристики Тепловые/электрические характеристики можно отобразить используя изо—топливные кривые для турбин с отботом пара (тип Е) и кривые ввода/ввывода для турбин с противодавлением (тип В) Рисуники а и б наглядно показывают такие кривые

Для турбин с противодавлением

Для турбин с противодавлением необходимо определить только три точки на кривой тепла/электроэнергии Эти точки определяются следующим образом

кол 18 Введите максимальное количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 19 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании макс количества топлива

кол 22 Введите промежуточное значение количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 23 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании промеж количества топлива обозначенного в кол 22

кол 26 Введите мин значение количество топлива (в ГДж) для стабильной работы агрегата

кол 27 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании мин количества топлива обозначенного в кол 26

Рисунок А

Агрегаты ТЭЦ с Отбором Пара

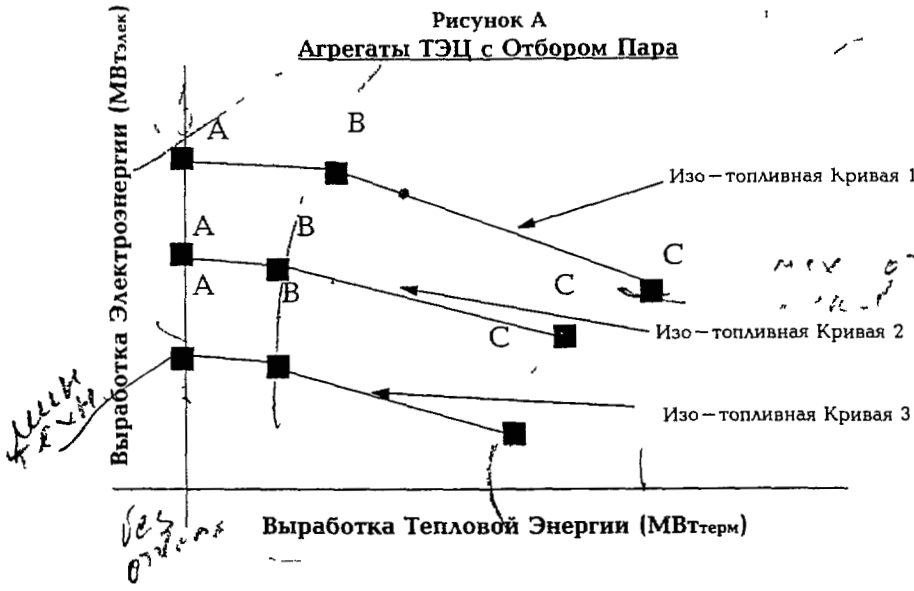


Рисунок Б

Агрегаты ТЭЦ с Противодавлением

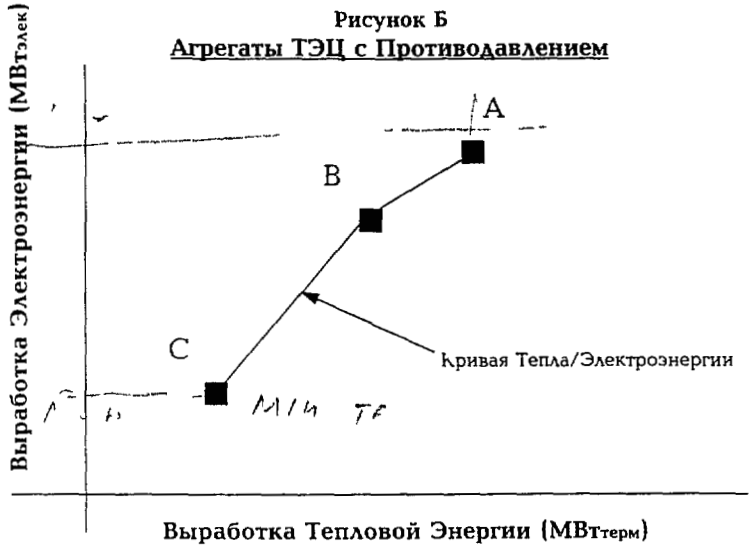


ТАБЛИЦА 3 Кыргызстан

Номер агрегата	Название станции	Номер агрегата	Расположение станции	Управляющая организация	Ввод в эксплуатацию	Вывод из эксплуатации	Растопочное топливо	Время пуска (часы)	Подвод тепла (Гкал)
1	Бишкек-1		г. Бишкек	АО Кыргызэнерго					
2		1			Сентябрь 1961 г	Не планируется	Газ	1 час	1 302
		3			январь 1962 г		Газ	1 час	1 302
4					июнь 1963 г		Газ	1 час 15 мин	1 357,55
5		1			декабрь 1963 г		Газ	1 час 10 мин	1515,3
6		5			декабрь 1965 г		Газ	1 час	1515,5
7		6			декабрь 1965 г		Газ	1 час	1592,2
8		7			декабрь 1970 г		Газ	1 час 10 мин	1 166
9		8			сентябрь 1972 г		Газ	1 час 10 мин	1 316
10		9			октябрь 1975 г		Газ	1 час 15 мин	1592,2
11		10			декабрь 1977 г		Газ	1 час 10 мин	1592,2
12	Бишкек-2		г. Бишкек						
13		1		АО Кыргызэнерго	июнь 1966 г		Газ/мазут	1 час	1 302
14		2			август 1968 г		Газ/мазут	1 час	1 302

BEST AVAILABLE COPY

BEST AVAILABLE COPY

Кыргызстан

	Сырьевое топливо									
	Тип 1 топлива	Стоимость Тип 1 ($/Гдж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип 2 ($/Гдж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип 3 ($/Гдж)	Смесь топлива (%)	Название угля	Производство (МВт)
1							1997 г.		
	[illegible]	2,[illegible]63	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4	КАЗАХСТАН	[illegible]
	[illegible]	2,36[illegible]	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4	Карагандинский угольный	[illegible]
1	[illegible]	2,36[illegible]	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4	КЫРГЫЗСТАН	[illegible]
	[illegible]	2,36[illegible]	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4	[illegible]	100 [illegible]
	[illegible]	2,365	Природный газ	2,299	-	-	28,6/71,4	Кара-Кечинский угольный	100 [illegible]
	[illegible]	2,365	Природный газ	2,299	-	-	28,6/71,4		100 [illegible]
	[illegible]	2,36	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4		60 [illegible]
	[illegible]	2,36[illegible]	Природный газ	2,299	-	-	28,6/71,4		60 [illegible]
10	[illegible]	2,36[illegible]	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4		100 [illegible]
11	[illegible]	2,365	Природный газ	2,299	-	-	28,6 71,4	-	100 [illegible]
1	[illegible]								
1	Природный газ	2,031	Мазут	2,279	-		37,1/62,9	-	
11	Природный газ	2,031	Мазут	2,279	-		37,1 62,9		[illegible]

Примечание: 1. [illegible] турбоагрегат № [illegible] на ТЭЦ-1 г. Бишкек (типа Р-65-90) реконструированы из конденсационных [illegible] в противодавленческие. В связи с этим вырабатывать электроэнергию на них без производства тепла невозможно.

2. На ТЭЦ-[illegible] турбоагрегат № [illegible] противодавленческий, поэтому вырабатывать электроэнергию без производства тепла [illegible]

354

BEST AVAILABLE COPY

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	кол 11	кол 14	кол 15	кол 16	кол 1	
			Полная остановка		Ремонт и Техническое Обслуживание		Тип ЭЦ	
[illegible]	Название станции	[illegible]	Плановый	Вынужденный	Финансированный ($ Тг год)	Переменный ($ Мвт час)		
[illegible]	[illegible]			За 1997 г				
		1	3 36	27 3	5 32	0 28	1	
[illegible]			3 36	52 5	5 32	0 28	Г	
[illegible]			[illegible]	100	5 32	0 28	1	
		1	2 91	37 8	5 32	0 28	В	
[illegible]			2 91	13,8	5 32	0 28	В	
		[illegible]	1 [illegible]	71	5 32	0 28	1	
			3 67	78,1	5 32	0 28	1	
[illegible]		[illegible]	3 67	[illegible]2	5 32	0 28	1	
10		[illegible]	1 3[illegible]	60 01	5 32	0 28	1	
11		1[illegible]	1 3[illegible]	18 2	5 32	0 28	1	
1	[illegible]		1 [illegible]					
1		1	3 36	96 04	5 32	0 23	1	
11			2 91	69,8	5 32	0 28	В	

Примечание В этот [illegible] не запланированные случаи (ЧВО) когда турбоагрегат не работал по времени простоя [illegible] [illegible] - в отсутствия топлива (кроме аварий) Аварийные остановы турбин случаются очень редко и по [illegible] не учитывались

355

		Цо Топливная Группа 1				Цо-Топливная Группа 2			
№	Название станции	Количество топлива (ТДТ)	Точка А МВт(е) МВт(т)	Точка В МВт(е) МВт(т)	Точка С МВт(е) МВт(т)	Количество топлива (ТДТ)	Точка А МВт(е) МВт(т)	Точка В МВт(е) МВт(т)	Точка С МВт(е) МВт(т)
1	Ташкент 1								
2		[illegible]	30 / 0	2[illegible] / 33,18	11,5 / 68	207,3	22 / 0	18 / 106,6	[illegible]
3		[illegible]	30 / 0	27,2 / 56,9	23,3 / 51,61	188,1	20 / 0	17,[illegible] / 1[illegible]	[illegible]
4		315,[illegible]	[illegible] / 0	15 / 59,3	25 / 116,3	330	35 / 0	27,[illegible] / 1[illegible]	[illegible]
5		913,6	69 / 135,1			578,7			
6		[illegible]	69 / 18[illegible],1			578,7			
7		1056,5	110 / 0	86 / 119,3	76,5 / 170,1	659,5	70 / 0	61 / 17	18,6 / 107,1
		[illegible]	60 / 0	50,5 / 55,5	26 / 108,9	417,3	11 / 0	37 / 101	1 / 0,0
9		85,2	60 / 0	50,3 / 55,5	26 / 108,9	417,3	11 / 0	[illegible] / 101	1 / 0,0
10		1056,5	110 / 0	86 / 119,3	76,5 / 170,1	659,5	70 / 0	61 / 17	18,6 / 107,1
11		[illegible]	110 / 0	86 / 119,3	76,5 / 170,1	659,5	70 / 0	61 / 17,7	18,6 / 107,1
12	[illegible]		[illegible]						
13		216	3 / 0	18 / 16,61	10 / 50,36				
14		363,3	27 / 90			212,3	18 / 57		

BEST AVAILABLE COPY

Глава 3 Лист 3 Кыргызстан

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

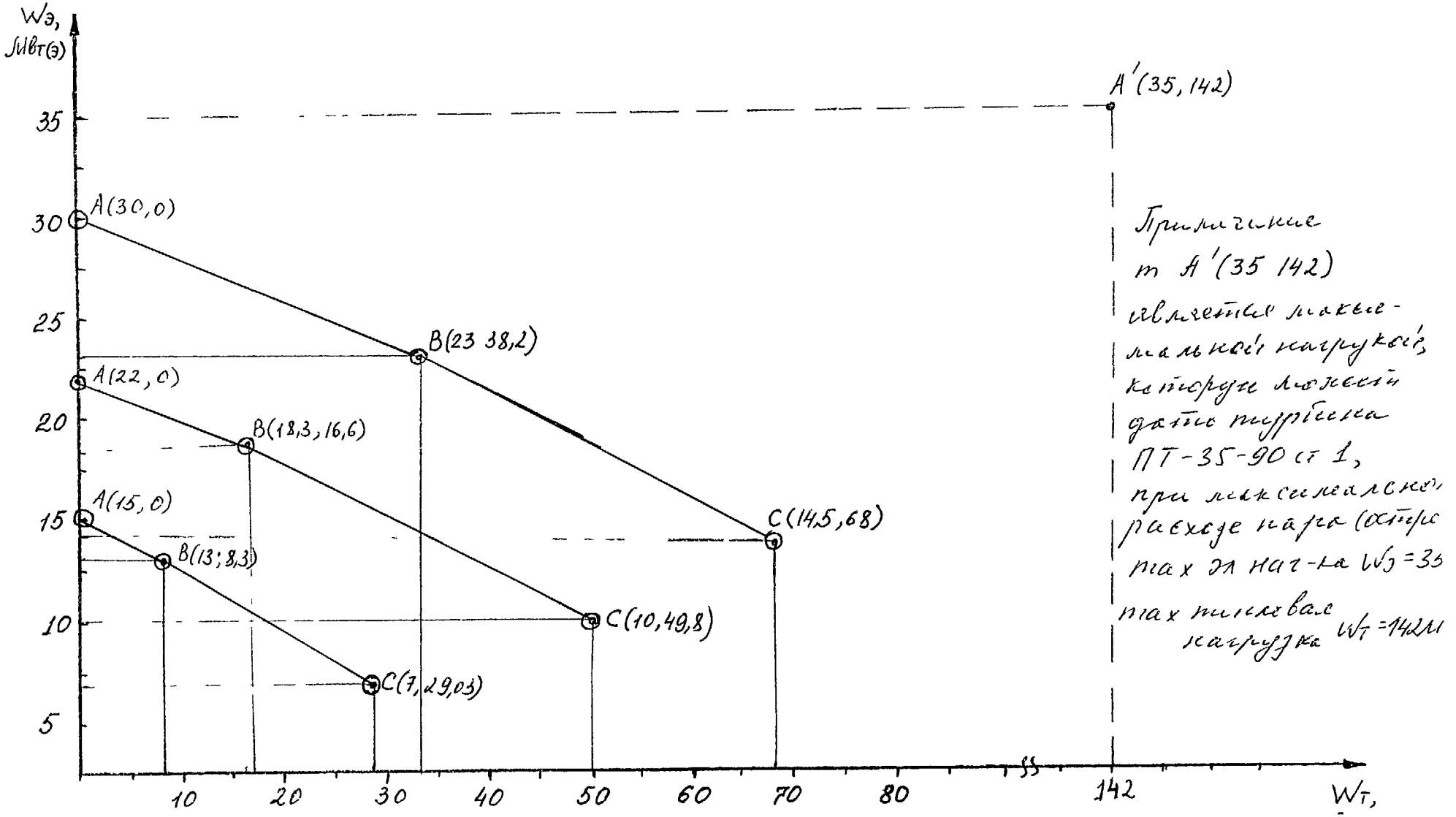
кол 1	кол 2	кол 26	кол 27	кол 28	кол 29
		Но-Топливная Кривая 3			
N п/п	Название станции	N агрегата	Количество топлива (ТДТ)	Точка А МВт(е) / МВт(т)	Точка В МВт(е) / МВт(т)	Точка С МВт(е) / МВт(т)
1	Бишкек-1				
2		1	151,66	15 / 0	13 / 8,3	7 / 29,03
3		2	101 11	10 / 0	8 5 / 9,22	7,3 / 13,52
4		3	151,66	15 / 0	11 / 23,73	7 / 32 4
5		4	205 13	15 / 62,08		
6		5	205 13	15 / 62,08		
7		6	151 66	15 / 0	12 / 12,83	8 / 25 66
8		7	151 66	15 / 0	12 / 10,89	8 / 21,78
9		8	151,66	15 / 0	12 / 10,89	8 / 21,78
10		9	151 66	15 / 0	12 / 12,83	8 / 25,66
11		10	151 66	15 / 0	12 / 12,83	8 / 25 66
12	ОШ				
13		1	101 11	10 / 0	8 / 6,15	6 / 9,22
14		2	164 1	12 / 43,4		

BEST AVAILABLE COPY

рис 1

Из-топливная линия для турбины ПТ-35-90/10М ст 1
ТЭЦ-1 г Бишкек

График построен с учетом единичного расхода острого пара через турбину для каждой гидро-топливной линии

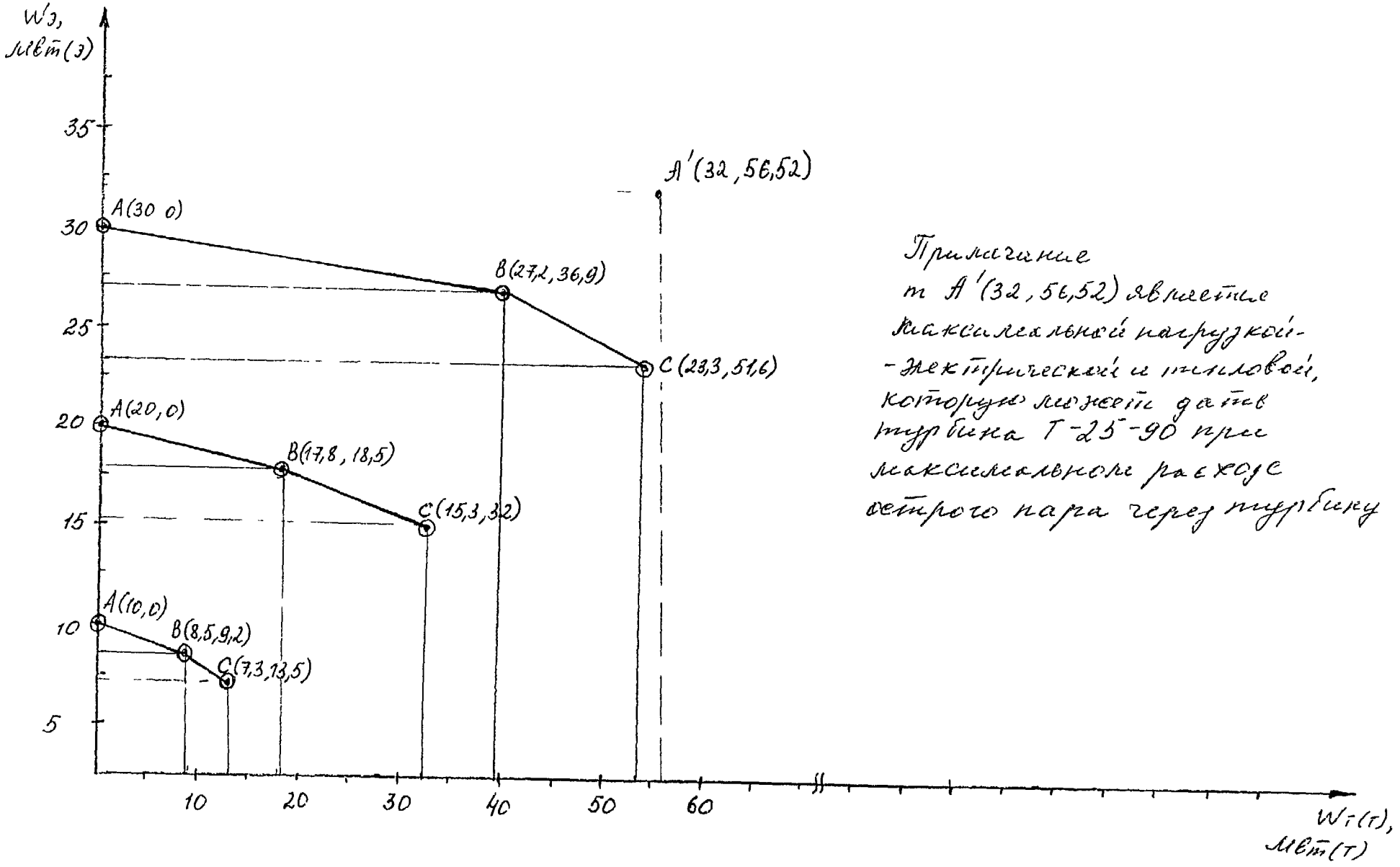


Примечание
т A'(35 142)
является максимальной нагрузкой, которую может дать турбина ПТ-35-90 ст 1, при максимальном расходе пара (острого max эл нат-ка $W_э = 35$
max тепловая нагрузка $W_т = 142$ МВт

388

Рис 2

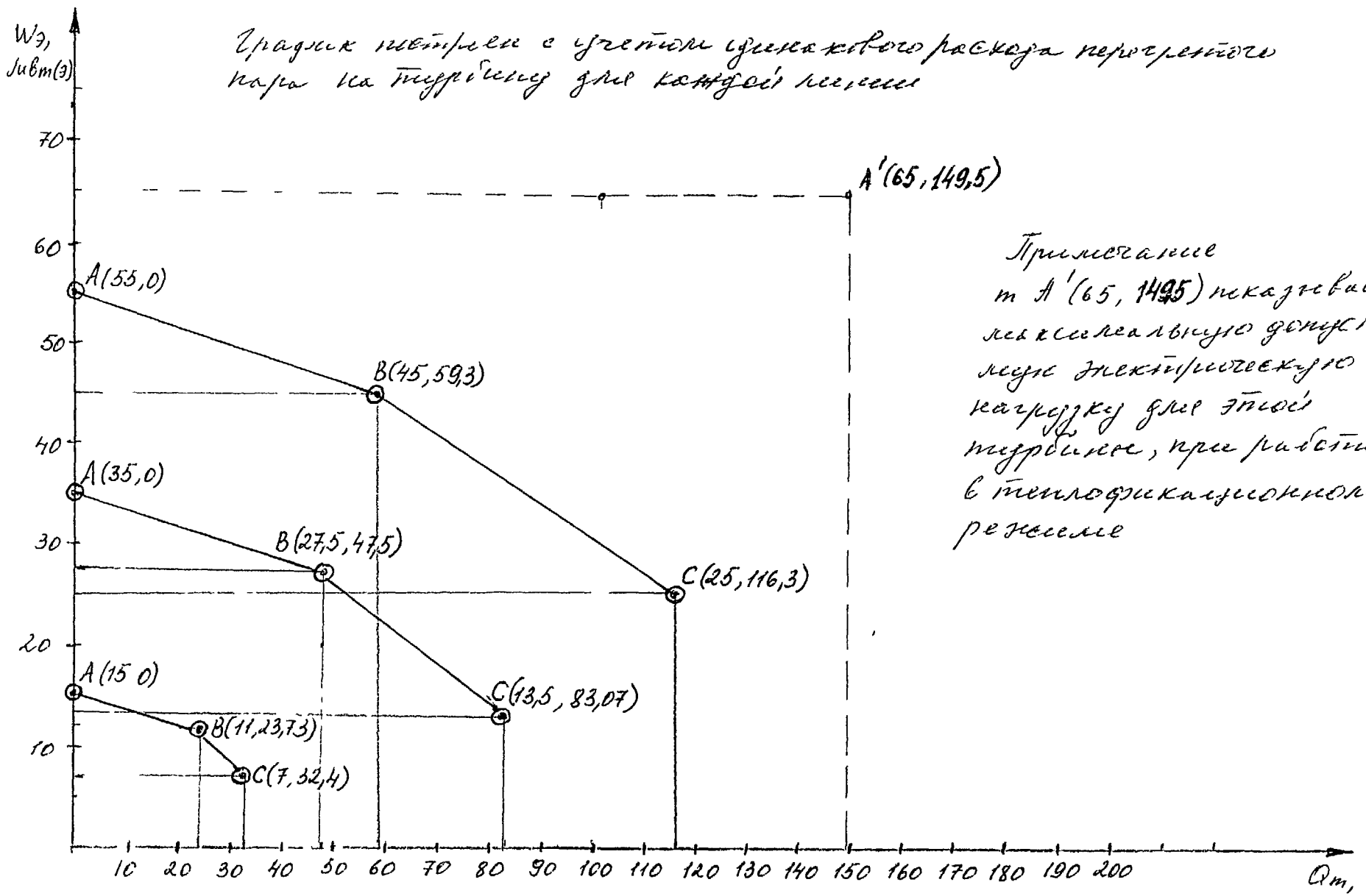
Из тепловая линия для турбины Т-25-90ст 2 ТЭЦ-1 г Бишкек
График построен с учетом одинакового расхода острого пара через турбину для каждой линии



Примечание
т A'(32, 56,52) является максимальной нагрузкой - электрической и тепловой, которую может дать турбина Т-25-90 при максимальном расходе острого пара через турбину

Рис 3

Изо-топливные линии для турбины ПТ-50-90/13 ст 3 ТЭЦ-1 г Бишкек



Примечание
т A'(65, 149,5) показывает максимальную допустимую электрическую нагрузку для этой турбины, при работе в теплофикационном режиме

360

Рис 4

Из типовых линий для турбин типа Р-65-90ст 4,5 (противодавлением ТЭЦ-1 г Бишкек

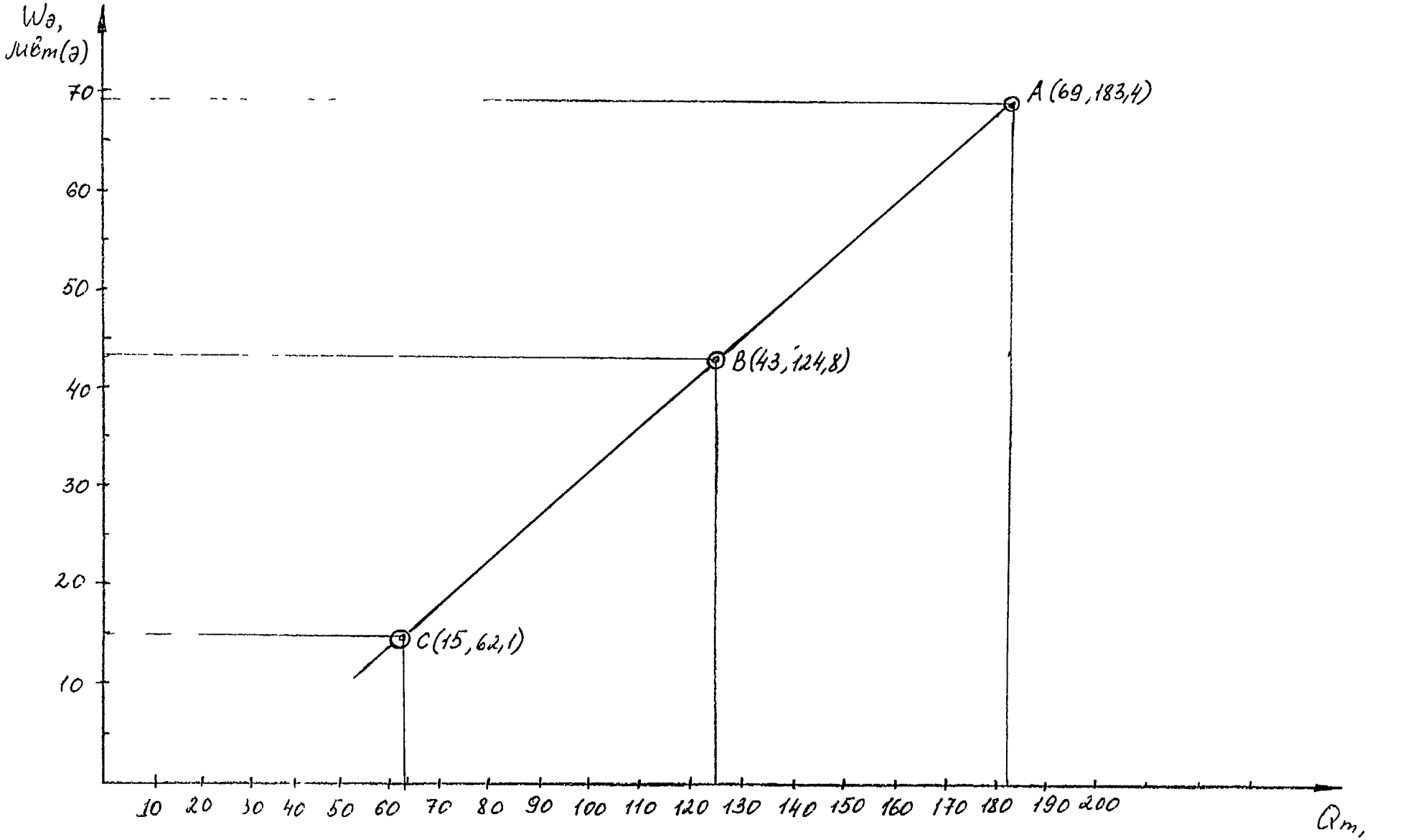
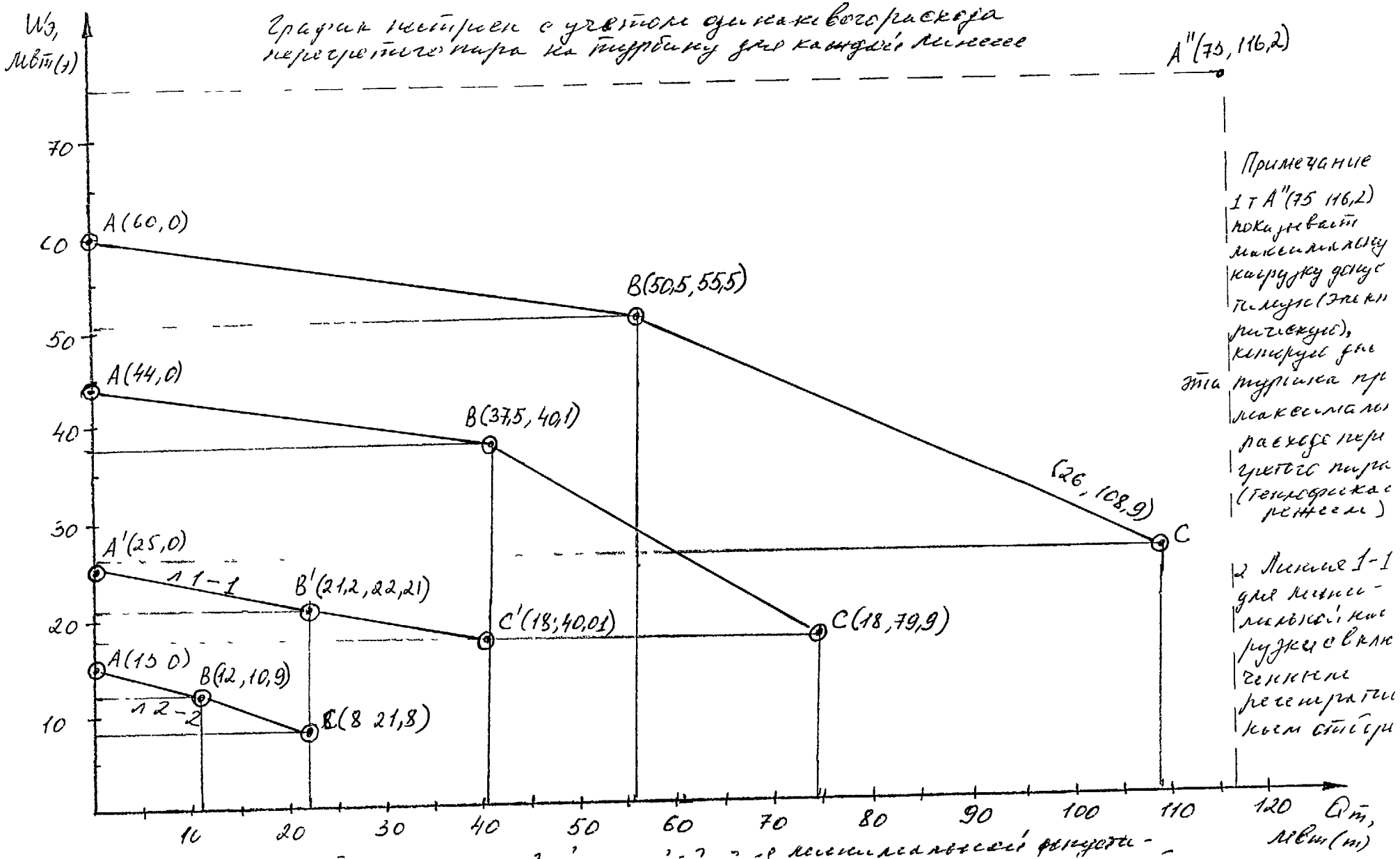


Рис 5

Из топливные линии для турбины ПТ-60-90/13 ст 7,8 ТЭЦ-1 г Бишкек

График построен с учетом одинакового расхода пересчетного пара на турбину для каждой линии



Примечание

1 т A''(75 116,2) показывает максимальную нагрузку данной турбины (электрическую), которую для этой турбины при максимальном расходе пара учетом пара (технологическая решение)

2 Линия 1-1 для минимальной нагрузки с включением регенеративным отбором

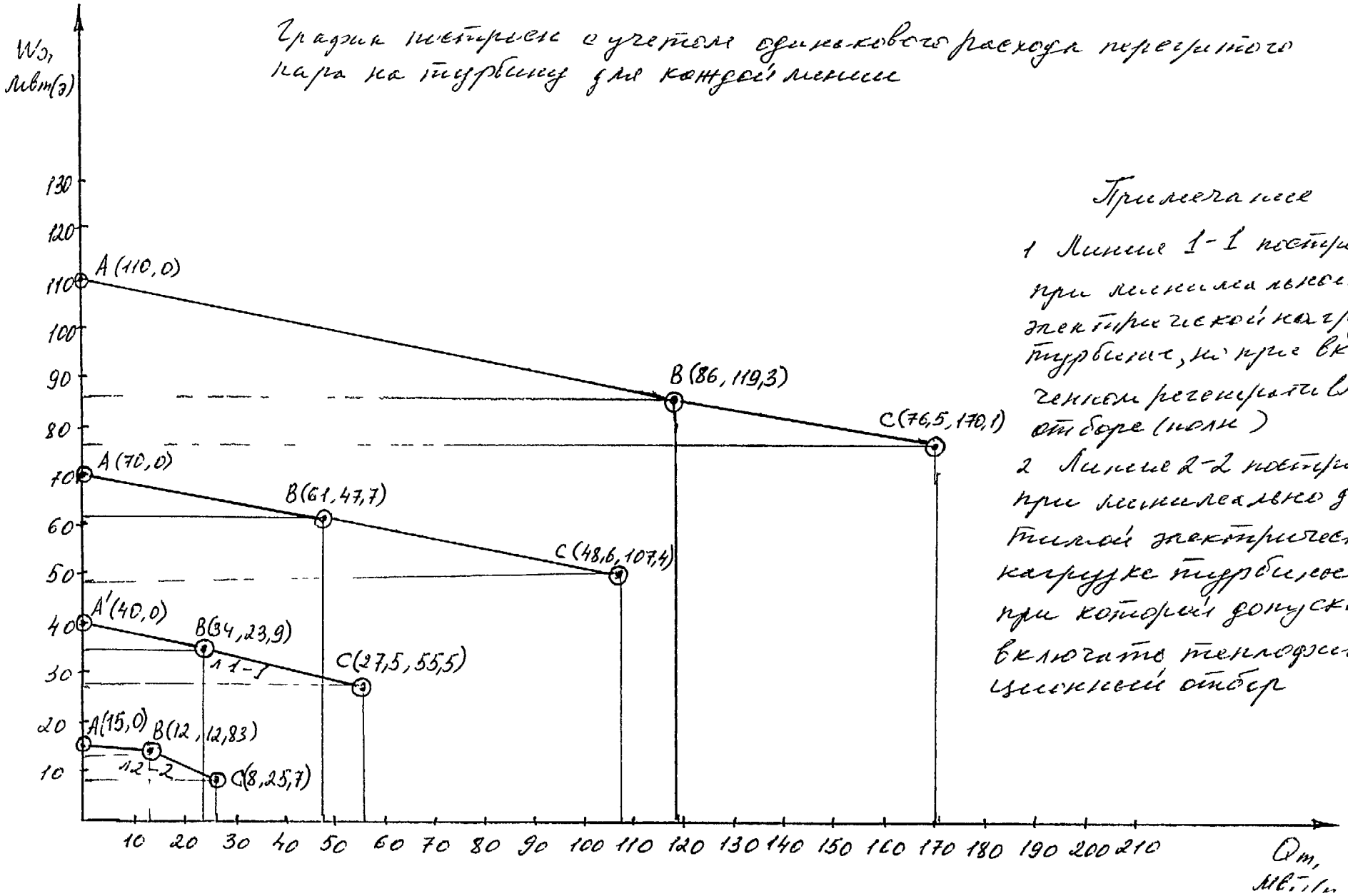
минимальной выработ-

Рис 6

Изо топливные линии для турбины Т-86-90/2,3 ст № 6,9,10

ТЭЦ-2 Бишкек

График построен с учетом одинакового расхода перегретого пара на турбину для каждой линии



Примечание

1 Линия 1-1 построена при максимальной электрической нагрузке турбины, и при включенном регенеративном отборе (полн)

2 Линия 2-2 построена при минимально допустимой электрической нагрузке турбины, при которой допускается включать теплофикационный отбор

363

рис 7

Изо-топливные линии для турбины ПТ-25-90 ст №1

ТЭЦ 5 г Омск

Графики построены для одинакового расхода перегретого пара на турбину для каждой линии

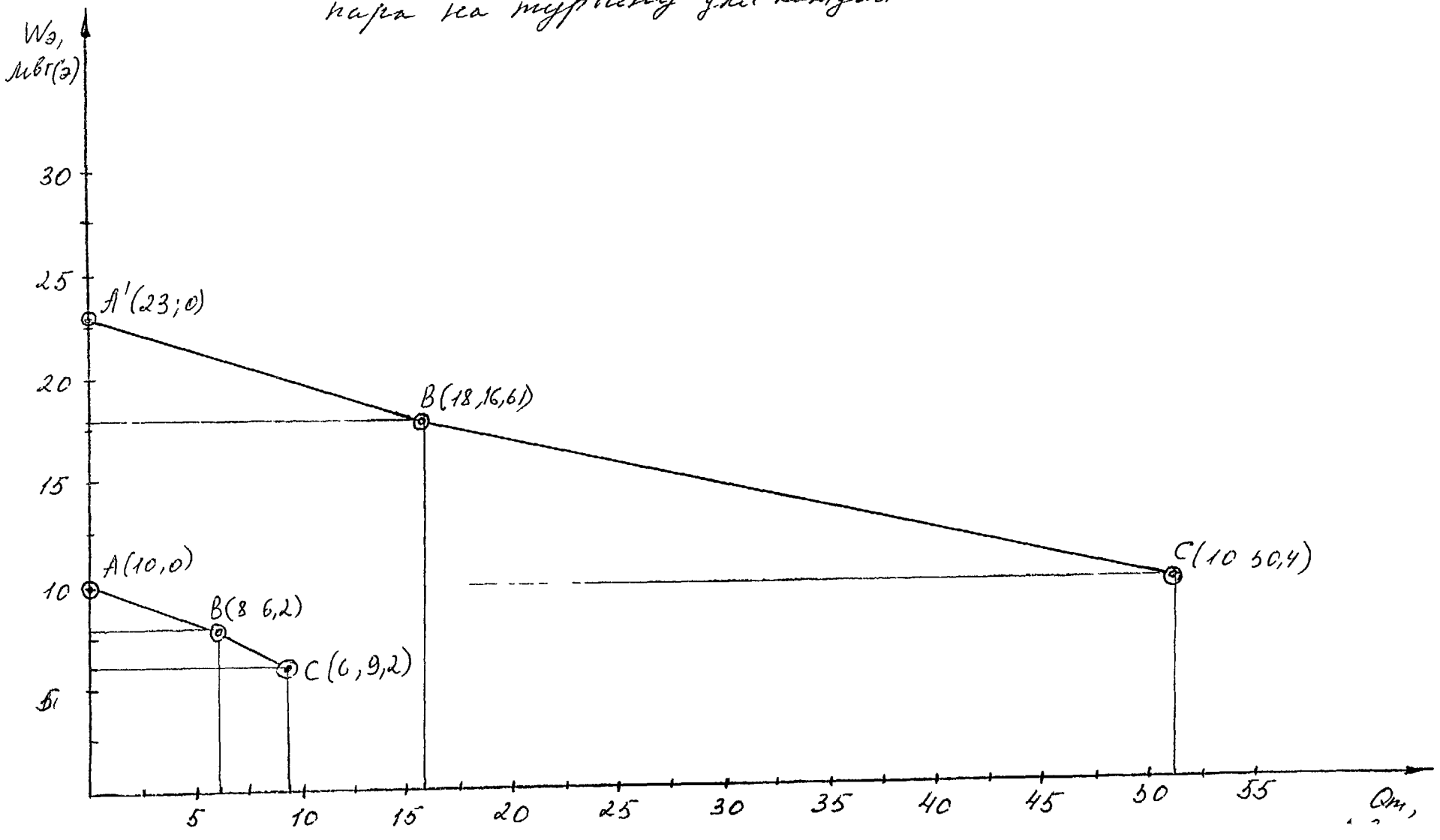
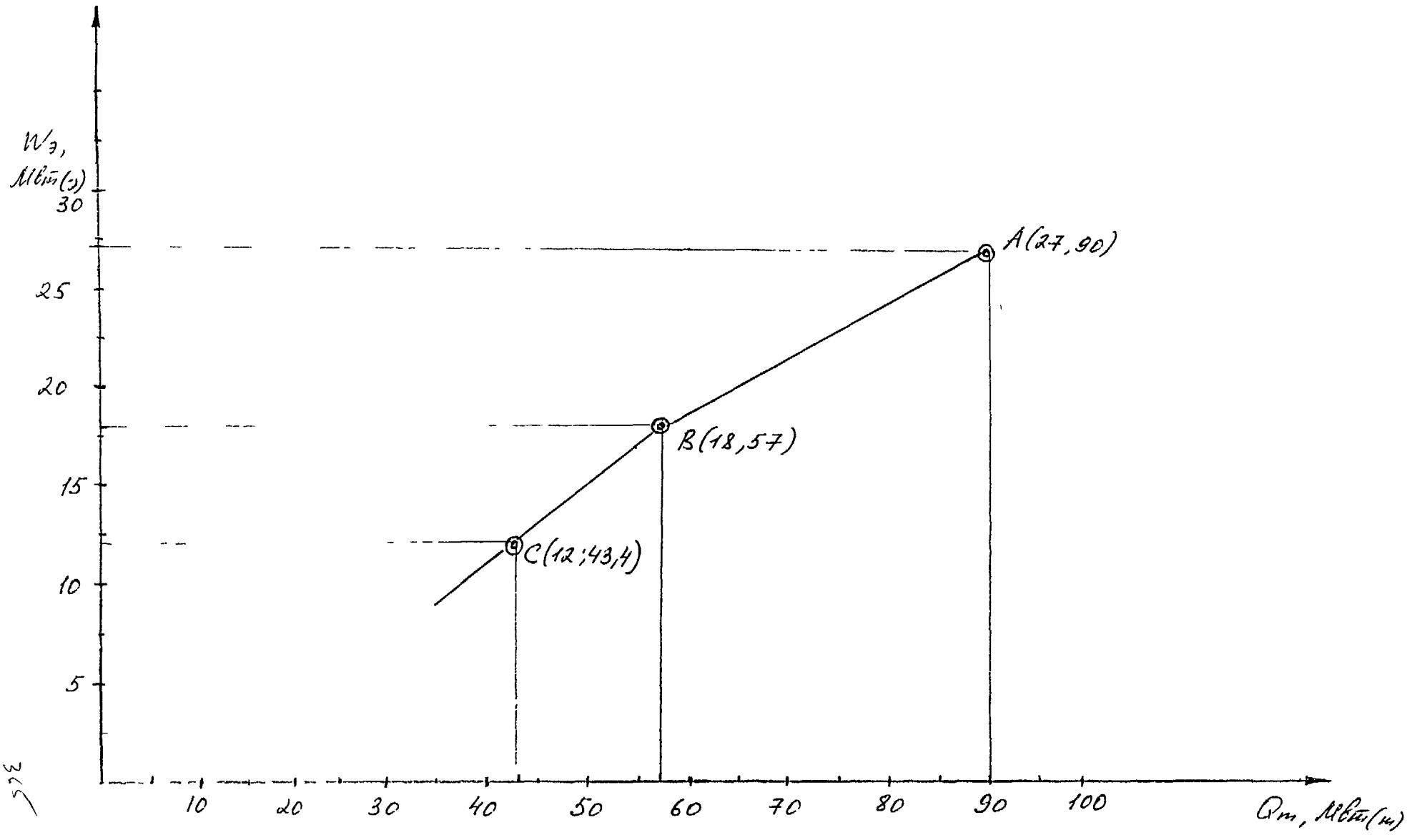


Рис 8

Удельные расходы для турбины ТР-25-90 ст 2

ТДЕ и Qт



ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 4 – 2

Существующие Агрегаты – ТЭЦ

Общее В каждую линию Таблицы 2 – 1 запишите следующие данные по всем агрегатам (включая автогенераторы), расположенные в стране или регионе, о которых идет речь вданной справке

кол 1 Название Станции Впишите название тепловой станции, где расположен агрегат

кол 2 Номер Агрегата Напишите номер агрегата

кол 3 Расположение Станции Напишите название города или места, ближайшего до станции

кол 4 Управляющая Организация Напишите название компании, управляющей данным агрегатом

кол 5 Дата Ввода в Эксплуатацию Напишите месяц/год, когда агрегат будет введен в эксплуатацию

кол 6 Растопочное Топливо В колонке 6 напишите название топлива (т е дистиллят, мазут и т д), используемое для пуска агрегата

кол 6(а) Время Пуска В колонке 6(а) напишите время (в часах) необходимое для приведения агрегата до минимальной нагрузки при холодном запуске

кол 7 Растопочное Топливо, Подводимая Теплота В колонке 7 напишите количество топлива в Гигаджоулях (Гдж), используемого для холодного запуска данного агрегата и достижения минимально допустимой мощности Подводимая теплота должна быть выражена на основании низшей теплотворной способности

кол 8(а),(б) Основное Топливо Тип 1 Напишите в колонке 8(а) название первого основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(б) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(в) (г) Основное Топливо Тип 2 Напишите в колонке 8(в) название второго основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(г) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 8(д),(е) Основное Топливо Тип 3 Напишите в колонке 8(д) название третьего основного типа топлива, используемого в данном агрегате, т е уголь, мазут, дистиллятный нефтепродукт, природный газ, и т д В колонке 8(е) напишите стоимость этого топлива в Дол США за ГДж (цена на январь 1998)

кол 9 Топливо Смесь(%) По каждому типу топлива, определенному в колонке 8(а) – (е), запишите процент (%) каждого топлива, нормально потребляемого за год Например, строка Ж50/30/20' в колонке 9 означали бы, что ежегодно уголь дает 50% подводимой теплоты, мазут – 30% подводимой теплоты, а природный газ – 20% подводимой теплоты

кол 10 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную мощность станции при максимальной нагрузке без производства тепла для централизованного отопления

кол 11 Проектная Мощность (МВт) Запишите в кол 12 проектную мощность станции при минимальной нагрузке без производства тепла для централизованного отопления

кол 12 Название угольного топлива Для всех агрегатов использующих уголь, напишите название используемого угля

кол 13 Норма Отключений (%) Планируемых (НОП) Впишите среднегодовую планируемую норму отключений для данного агрегата Планируемая норма отключений вычисляется

НОП = (ЧПО / 8760) x 100

где, ЧПО количество часов в год, когда агрегат не в работе ввиду запланированного текущего ремонта

кол 14 Норма Отключений (%) Вынужденных (НОВ) Запишите среднегодовую норму вынужденных отключений для данного агрегата Вынужденная норма отключений (%) рассчитывается так

НОВ = (ЧВО / (8760 – ЧПО)) x 100

где, ЧПО – количество часов в среднем в год, когда ожидается, что агрегат будет вне работы, в результате незапланированных случаев, и ЧПО, как определено в колонке 13

кол 15 Затраты на Техническое Обслуживание и Текущий Ремонт, Фиксированные ($/кВт/год) Впишите в колонку 15 часть ежегодных затрат на тех обслуживание и текущий ремонт для данного агрегата которая не зависит от нагрузки данного агрегата Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт должны быть выражены в ценах эквивалентных доллару в январе, 1998 года за 1 кВт существующей полной мощности

Фиксированные затраты на тех обслуживание и текущий ремонт обычно включают в себя зарплату, накладные расходы для персонала, выполняющего ремонт и тех обслуживание, а так же фиксированную часть расходов на материалы по ремонту

Все местные затраты должны быть переведены в американские доллары, основываясь на курсе обмена в январе 1998 года, как показано ниже

Кыргызстан	??? сом	= 1 U S $
Казахстан	76 тенге	= 1 U S $
Узбекистан	??? сум	= 1 U S $

кол 16 <u>Затраты на Ремонт и Техническое Обслуживание Переменные ($Мвтч)</u>
Запишите в колонку 16 часть ежегодных затрат на ремонт и тех обслуживание для данного агрегата, которая зависит от нагрузки агрегата Переменные затраты в основном включают такие потребляемые материалы, как вода, химикаты и др материалы, которые потребляются пропорционально полезной производительности данного агрегата

Затраты на топливо не включаются в Переменные Затраты на Рремонт и Техническое Обслуживание Переменные затраты должны быть выражены в долларах на январь 1998 года на МВт Полезной мощности данного агрегата Следует использовать курсы обмена валют, определенные в инструкциях к колонке 15

кол 17 Тип ТЭЦ Впишите "Е"для турбин с отбором или "В" для турбин с противодавлением

кол 17 – 29

Рабочие Кривые

Для моделирования производительности агрегатов ТЭЦ нобходимо знать тепловые/электрические характеристики Тепловые/электрические характеристики мо отобразить используя изо–топливные кривые для турбин с отботом пара (тип Е) и кри ввода/ввывода для турбин с противодавлением (тип В) Рисуники а и б наглядно показыв такие кривые

Изо – топливные кривые для турбин с отботом пара

кол 18,19 20,21 Изо – топливная кривая 1 должна изображать работу при максимальной нагрузке (т е использование макс количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при максимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при максимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при максимальном сжигании топлива

В колонке 18 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на макс нагрузке В колонках 19, 20, и 21 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 22,23 24,25 Изо – топливная кривая 2 должна изображать работу при средней нагрузке (т е использование среднего количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при среднем количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при среднем количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при среднем сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на средней нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 26,27 28,29 Изо – топливная кривая 3 должна изображать работу при минимальной нагрузке (т е использование минимального количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при минимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при минимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при минимальном сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на мин нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А В и С

Для турбин с противодавлением

Для турбин с противодавлением необходимо определить только три точки на кривой тепла/электроэнергии Эти точки определяются следующим образом

кол 18 Введите максимальное количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 19 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании макс количества топлива

кол 22 Введите промежуточное значение количество топлива (в ГДж) при работе агрегата

кол 23 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании промеж количества топлива обозначенного в кол 22

кол 26 Введите мин значение количество топлива (в ГДж) для стабильной работы агрегата

кол 27 Введите количество электроэнергии (в Мвт элект)/тепла (в Мвт тепл) при работе агрегата при сжигании мин количества топлива обозначенного в кол 26

кол 35 Процент (%) Завершения Впишите в колонку 41 процент общего завершения проекта к сегодняшнему дню

кол 46 Оцененная Стоимость Завершения Впишите в колонку 42 оцененную стоимость для завершения проекта Стоимость необходимо дать в миллионах $ США (исключая финансовые затраты) Курсы обмена валют указаны в инструкциях к колонке 15

Изо—топливные кривые для турбин с отботом пара

кол 18,19 20,21 Изо—топливная кривая 1 должна изображать работу при максимальной нагрузке (т е использование макс количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при максимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное ~~количество~~ вырабатываемого ~~тепла~~ при максимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при максимальном сжигании топлива

В колонке 18 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на макс нагрузке В колонках 19, 20, и 21 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 22,23 24,25 Изо—топливная кривая 2 должна изображать работу при средней нагрузке (т е использование среднего количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при среднем количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при среднем количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при среднем сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на средней нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А, В, и С

кол 26,27 28,29 Изо—топливная кривая 3 должна изображать работу при минимальной нагрузке (т е использование минимального количества топлива) Точка А представляет количество вырабатываемой электроэнергии при минимальном количестве сжигаемого топлива и нулевом производстве тепла Точка С представляет максимальное количество вырабатываемого тепла при минимальном количестве сжигаемого топлива и соответствующем производстве электроэнергии Точка Б предстабляет промежуточную точку тепла/электроэнергии при минимальном сжигании топлива

В колонке 22 укажите количество топлива (в ГДж) при работе агрегата на мин нагрузке В колонках 23, 24, и 25 укажите количество электоэнергии (МВт элект)/тепла (МВт тепл) для точек А В и С

Рисунок А

Агрегаты ТЭЦ с Отбором Пара

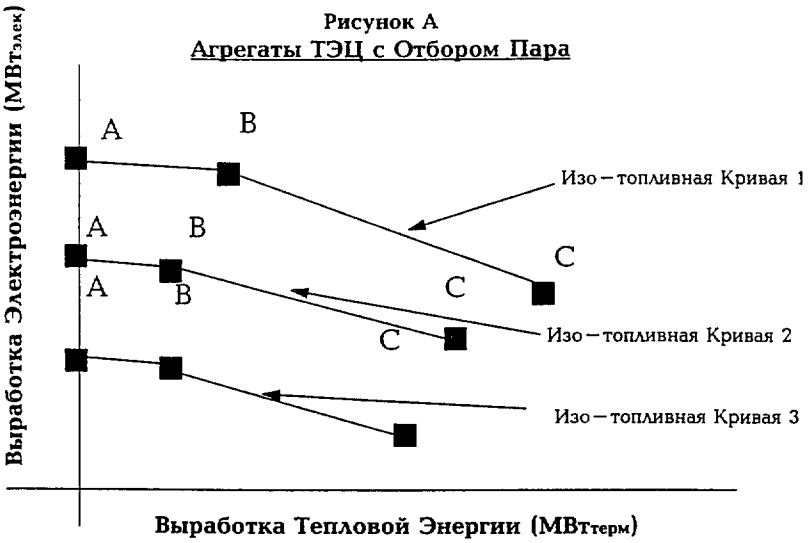


Рисунок Б

Агрегаты ТЭЦ с Противодавлением

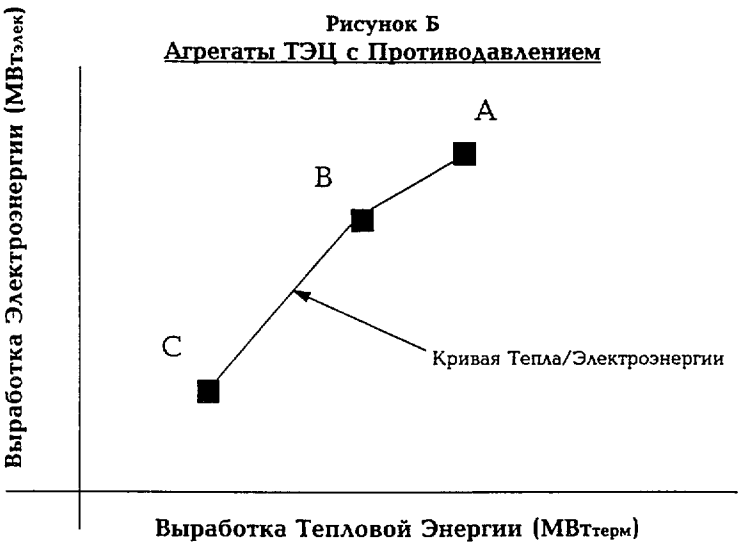


Таблица 1 – 2 Планируемые Тепловые Агрегаты – ТЭЦ

Киргизстан

	кол 1	кол 2	кол 3	кол 4	кол 5	кол 6	кол 6а	кол 7	кол 8а	кол 8б	кол 8в	кол 8г	кол 8д	кол 8е	кол 9	кол 10	кол 11	кол 12
						Пуск			Основное Топливо							Проект Мощность (МВт)		Источник
	Назв Станции	No Агрегата	Располож Станции	Управл Орг	Дата Пуска	Тип Топлива	Время Пуска (час)	Теплота (ГДж)	Тип 1 Топлива	Стоимость Тип1($/ГДж)	Тип 2 Топлива	Стоимость Тип2($/ГДж)	Тип 3 Топлива	Стоимость Тип3($/ГДж)	Топливо Смесь (%)	Пол Нагр	Мин Нагр	Угля
1	Бишкек	11	г Бишкек	АО	1999	газ	5час	2,230	Уголь	2,368	При-	2,299	–	–	30/70	75	75	Казахстан
2				Кыр-			30мин				родный							Карагандинский
3				гыз-							газ							уголь
4				энерго														Кыргызстан
5																		Кок-Янгакский
6																		Кара-Кече,
7																		Таш-
8																		-Кумырский
9																		
10																		

Примечание 1) данные по стоимостям топлив (кол 8б, 8г) ориентировочные по ценам 1998 г

2) данные по соотношению смешанного топлива (кол 9) ожидаемые

374

Таблица 4-2 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

Лист 2 из 3

Узбекистан

	кол 1	кол 2	кол 13	кол 14	кол 15	кол 16	кол 17	кол 18	кол 19	кол 20	кол 21	кол 22	кол 23	кол 24	кол 25
			Нормы Откл		Ремонт и Тех Обсл		Тип	Изо-Топливная Кривая 1				Изо-Топливная Кривая 2			
	Назв Станции	No Агрегата	План	Вынуж	Фикс ($/КВт/год)	Перем ($/МВт час)	ТЭЦ	Кол-во Топл (ГДж)	Точка А МВте/МВтт	Точка В МВте/МВтт	Точка С МВте/МВтт	Кол-во Топл (ГДж)	Точка А МВте/МВтт	Точка В МВте/МВтт	Точка С МВте/МВтт
1	Бишкек	11			5,32	0,28	E	1633,4	100/192	–	–	706,6	75/0	66/48	54/107
2			3,65	0											
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															

Примечание 1) данные по кол 13-16 ожидаемые (принятые по 1998г)

2) данные по кол 18-29 (Изо. топливные кривые 1,2,3) взяты ориентировочно (по техническим условиям завода изготовителя турбины),

максимальные нагрузки (Изо-Топливная кривая 1) будут определены после испытаний (после окончания монтажа турбины)

[illegible] отдельности (кол 30,31) данные

Таблица 4–2 Перспективные Агрегаты – ТЭЦ

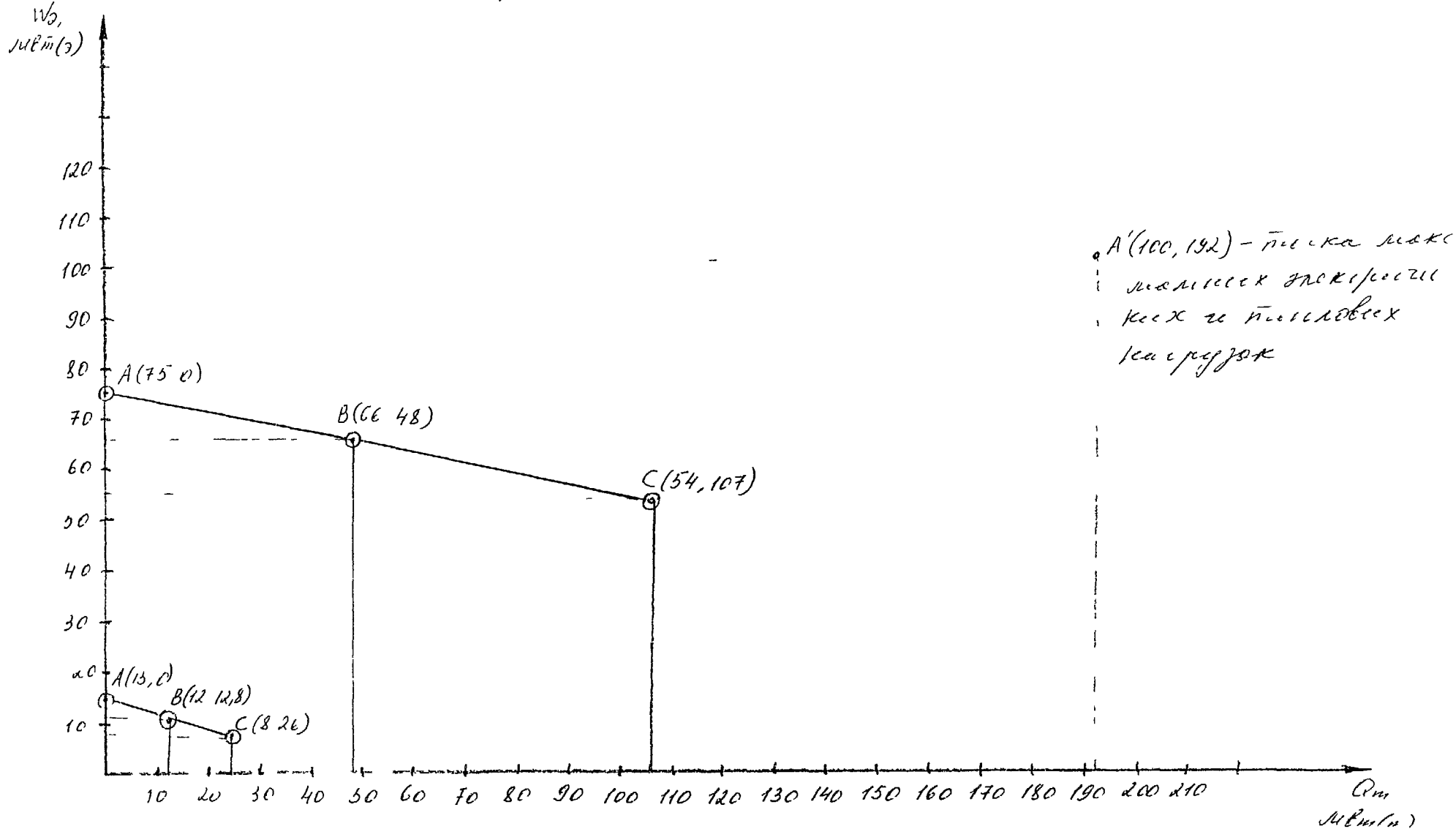
	кол 1	кол 2	кол 26	кол 27	кол 28	кол 29	кол 30	кол 31
			Изо–Топливная Кривая 3					
line	Назв Станции	No Агрегата	Кол–во Топл (ГДж)	Точка A МВте/МВтт	Точка B МВте/МВтт	Точка C МВте/МВтт	% Завершен	Стоим Завершен Янв 1998 $США
1	Бишкек	11	151,7	15/0	12/12,8	8/26	25	22500000
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

375

рис 1

Изо-тепловые линии для турбины Т-115/125-130-1ТП ст 11 (строящаяся) ТЭЦ-1 г Бишкек

(Ориентировочный график)



Педан

РАЗДЕЛ 6.0

Исторические данные электрических нагрузок

Таблица 6 — 1

Максимальная Нагрузка Энергоснабжение и Распложение

Киргизстан

Линия		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
6 1	Макс Ежегод Внутренняя Нагрузка (МВт)	1638	1707	1778	1850	1972	2173	2323	2408	2514
6 2	Ежег Внутр Потребление (ГВтч)	9071 4	9254 5	9763 4	9774 3	10146 0	10354 0	10915 5	11616,8	10660
	Внутренняя Выработка									
6 3	Валовая Выработка Электроэнергии (ГВтч)	14903 0	13154 2	13972 4	11792 7	11168 5	12859 0	12283 2	13678,1	12584,4
6 4	Потребление Станции (ГВтч)	444 5	438 0	426 3	347 3	316 0	231 1	217 9	222, 6	235, 9
6 5	Чистая Выработка (ГВтч)	14458 5	12716 2	13546 1	11445 4	10852 5	12627 9	12065 3	13455, 4	12348, 5
	Импорт									
6 6	из С Казахстана									
6 7	их Ю Казахстана									
6 8	из Ухбекистана									
6 9	из Туркменистана									
6 10	из Таджикистана									
6 11	Общии Импорт									
6 12	6 5+6 11	14458 5	12716 2	13546 1	11445 4	10852 5	12627 9	12065 5	13455,4	12348,5

Таблица 6 – 1

Максимальная Нагрузка Энергоснабжение и Расположение

Киргизстан

Line		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	Распределение Электроэнергии									
	Внутренняя Продажа									
6 13	Индустриальная	3416 9	3467 7	3508 8	2957 6	2489 2	2059 6	1991 1	1938,5	1842,7
6 14	Не Индустриальная	1103 1	1151 5	1179 4	1331 3	1195 3	1085 8	1041 1	1147	1147,6
6 15	Сельскохоз	1875 9	1912 8	1985 7	1871 9	1846 4	1525 9	891 7	921	677
6 16	Комунальная	944 6	1110 7	1454 8	1950 5	2454 5	3159	3251 1	2747	2129,9
6 17	Другие									
6 18	Всего Внутренняя Продажа	7340 4	7642 7	8128 7	8111 3	7085 4	7830 3	7175 1	6753,5	5797,2
	Экспорт									
6 19	в Ю Казахстан				1736 1	1023 0	2505 0	782 5	1622,4	698,3
6 20	в Ухбекистан				405 4			516 0	413,7	1181,6
6 21	в Туркменистан									
6 22	в Таджикистан							69 1	25,1	
6 23	в Общую Систему	5909,5	3954 5	4292 8						
6 24	Общий Экспорт	5909 5	3954 5	4292 8	2175 9	1023 0	2505 0	1367 6	2061,2	1879,9
6 25	Потери При Передаче	1142 1	1035 4	1063 8	1188 4	1426 7	1715 5	2046 7	2281,2	2185,3
6 26	Неутген Потери	-	-	-	-	374 5	521 5	1410 4	2271,3	2234,0
6 27	Общее Располож Энергии	14458 5	12716 2	13546 1	11445 4	10852 5	12627 9	12065 3	13455,4	12348,5

ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–1

Максимальная Нагрузка, Энергоснабжение и Расположение

Линия 6 1 Максимальная Ежегодная Внутренняя Нагрузка (МВт) Дать максимальные ежегодные нагрузки для всех лет с 1989 по 1997 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую нагрузку для изучаемой страны или региона, исключая экспорт

Линия 6 2 Ежегодное Внутреннее Потребление (ГВтч) Дайте ежегодное внутреннее потребление электроэнергии для годов 1989 по 1997 Ежегодное внутреннее потребление должно быть на базе производства (т е включая потери передачи и распределения)

Линия 6 3 Валовая Выработка Электроэнергии (ГВтч) Дайте общую ежегодную выработку (ГВтч) по всем внутренним вырабатывающим станциям на основании выходной мощности для каждого года, с 1989 по 1995

Линия 6 4 Потребление Станции (Гвтч) Дайте общую потребленную энергию для обслуживания самой станции (т е нагрузки собственных нужд)

Линия 6 5 Чистая Выработка (ГВтч) Дайте общую ежегодную чистую выработку, произведенную станциями, производящими электричество в рассматриваемой стране или регионе на каждый год, с 1989 по 1995 Примечание Линия 6 5 = Линия 6 3 – Линия 6 4

Линия 6 6 – 6 10 Импорт(ГВтч) На каждый год, с 1989 по 1997 определите объем и источник электроэнергии, импортируемой в рассматриваемую страну или регион

Линия 6 11 Общий Импорт (ГВтч) Линия представляет собой сумму ежегодного импорта электроэнергии от всех источников, определенных в линиях 6 8 – 6 10

Линия 6 12 Общая Чистая Выработанная и Импортируемая Энергия (ГВтч) Данная Линия представляет собой сумму Линии 2 5 (Чистая Выработка) и Линии 2 11 (Общий Импорт) и отражает общую ежегодную энергию в электрической системе рассматриваемой страны или региона

Линии 6 13 – 6 17 Внутренняя продажа (ГВтч) Дайте прошлые данные по внутренней продаже по секторам на каждый год, с 1989 по 1997 Используйте Линии 6 16 и 6 17 для указания продажи по секторам, классифицируемым не иначе, как промышленный, коммерческий, жилой Внутренняя продажа не включает в себя экспорт за пределы рассматриваемой страны или региона

Линия 6 18 Общая Внутренняя Продажа (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму Линий 6 13 и 6 17

Линии 6 19 – 6 23 Экспорт (ГВтч) На каждый год, с 1989 по 1997, определите количество и покупателя электроэнергии, экспортируемой из рассматриваемой страны или региона

Линия 6 24 Общий Экспорт (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму ежегодного экспорта электроэнергии, определенную в Линиях 6 19 – 6 23

Линия 6 25 Потери Передачи и Рраспределения (ГВтч) Дайте ежегодные потери Передачи и Распределения на каждый год, с 1989 по 1997

Линия 6 26 Неучтенные Потери (ГВтч) Запишите любые другие потери, не учтенные в Линии 6 25

Линия 6 29 Общее Расположение Энергии (ГВтч) Эта Линия представляет собой сумму Линии 6 18 (Общая Внутренняя Продажа), Линии 2 24 (Общий Экспорт), Линии 2 25 (Потери Передачи и Распределения) и Линии 2 26 (Неучтенные Потери)

Кыргызстан 18 = 1 US $
Казахстан 76 = 1 US $
Узбекистан 82 сум = 1 US $

Таблица 6 – 2

Киргизстан

Ежемесячная Нагрузка и Энергетическая Статистика

Линия		Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек	
	1989													
6 28	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 9755	1 0000	0 8852	0 8479	0 8628	0 8119	0 8113	0 793	0 7417	0 8278	0 9474	0 9548	МВт
6 29	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 0997	0 0937	0 0908	0 0789	0 0752	0 0754	0 0778	0 0785	0 0681	0 0771	0 0884	0 0965	млрд КВтч
	1992													
6 30	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 9502	0 9243	0 9049	0 7946	0 7843	0 6589	0 6335	0 6114	0 6903	0 7962	0 8941	1 000	МВт
6 31	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 1074	0 0962	0 0998	0 0757	0 0716	0 0663	0 0702	0 0670	0 0638	0 0781	0 0911	0 1125	млрд КВтч
	1995													
6 32	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 9815	0 9634	0 9242	0 5015	0 4705	0 4697	0 4111	0 4399	0 4757	0 7559	0 8950	1 000	МВт
6 33	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 1394	0 1223	0 1119	0 0699	0 0523	0 0492	0 0510	0 0492	0 0463	0 071	0 0972	0 1403	млрд КВтч
	1997													
6 34	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0,9312	0,9626	0,9061	0,6663	0,5660	0,4499	0,4610	0,4811	0,4901	0,6078	0,9467	1,000	МВт
6 35	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,1374	0,1296	0,1131	0,0674	0,0603	0,0502	0,0508	0,0484	0,0456	0,0575	0,1017	0,1380	млрд КВтч

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–2

Ежемесячная Нагрузка и Энергетическая Статистика

Линия 6 28, 6 30, 6 32, 6 34 — Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1989, 1992 и 1995, 1997 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 6 1 Таблицы 6 – 1

Линия 6 29, 6 31, 6 33, 6 35, — Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1989, 1992, 1995, 1997 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 6 2 Таблицы 6 – 1

Таблица 6 – 3

Киргизстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995

Линия	Сезон	Воскресенье HOUR 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 581	0 806	0 803	0 796	0 788	0 8	0 8	0 815	0 84	0 87	0 867	0 841	0 84	0 848	0 848	0 852	0 859	0 901	0 924	0 929	0 917	0 898	0 888	0 868
6 37	Весна	0 402	0 37	0 33	0 333	0 356	0 375	0 411	0 444	0 453	0 422	0 379	0 396	0 398	0 389	0 384	0 394	0 376	0 417	0 458	0 515	0 582	0 551	0 478	0 413
6 38	Лето	0 244	0 224	0 219	0 221	0 229	0 245	0 285	0 317	0 324	0 32	0 32	0 32	0 32	0 317	0 305	0 309	0 307	0 322	0 325	0 334	0 374	0 381	0 314	0 263
6 39	Осень	0 538	0 507	0 49	0 485	0 477	0 498	0 531	0 576	0 587	0 543	0 506	0 493	0 479	0 47	0 444	0 447	0 462	0 549	0 664	0 672	0 663	0 636	0 582	0 52

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

Линия	Сезон	Воскресенье HOUR 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Зима	0,714	0,702	0,689	0,695	0,718	0,737	0,747	0,760	0,792	0,805	0,800	0,793	0,782	0,786	0,785	0,790	0,829	0,904	0,914	0,900	0,899	0,893	0,884	0,870
6 41	Весна	0,278	0,241	0,237	0,230	0,250	0,320	0,372	0,401	0,387	0,374	0,350	0,346	0,324	0,289	0,296	0,290	0,295	0,327	0,352	0,428	0,510	0,454	0,372	0,293
6 42	Лето	0,265	0,241	0,230	0,234	0,235	0,244	0,316	0,340	0,326	0,311	0,315	0,323	0,315	0,310	0,301	0,300	0,302	0,314	0,330	0,337	0,400	0,422	0,342	0,292
6 43	Осень	0,284	0,237	0,292	0,247	0,246	0,280	0,333	0,401	0,383	0,369	0,349	0,348	0,333	0,322	0,316	0,311	0,333	0,390	0,571	0,538	0,498	0,422	0,361	0,323

Таблица 6 – 3

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Понедельник												HOUR											
ини	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 825	0 834	0 81	0 817	0 814	0 822	0 837	0 863	0 922	0 924	0 924	0 88	0 875	0 872	0 863	0 865	0 852	0 924	0 924	0 943	0 915	0 917	0 907	0 904
6 37	Весна	0 466	0 44	0 447	0 427	0 438	0 484	0 552	0 583	0 594	0 554	0 553	0 564	0 528	0 521	0 487	0 463	0 473	0 501	0 545	0 661	0 682	0 62	0 566	0 493
6 38	Лето	0 252	0 219	0 217	0 215	0 219	0 264	0 308	0 353	0 359	0 362	0 344	0 332	0 337	0 271	0 324	0 291	0 3	0 307	0 309	0 33	0 366	0 384	0 316	0 274
6 39	Осень	0 334	0 315	0 31	0 296	0 301	0 316	0 384	0 46	0 458	0 45	0 418	0 39	0 398	0 39	0 38	0 379	0 376	0 415	0 506	0 589	0 542	0 476	0 428	0 36

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Понедельник												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,765	0,724	0,698	0,697	0,735	0,772	0,782	0,811	0,831	0,824	0,792	0,789	0,781	0,761	0,775	0,781	0,823	0,878	0,889	0,872	0,859	0,852	0,842	0,819
6 41	Spring	0,247	0,357	0,350	0,333	0,378	0,451	0,546	0,576	0,551	0,545	0,533	0,514	0,492	0,483	0,478	0,489	0,530	0,561	0,581	0,598	0,595	0,586	0,553	0,498
6 42	Summer	0,255	0,241	0,233	0,229	0,232	0,278	0,350	0,393	0,389	0,375	0,371	0,374	0,369	0,359	0,348	0,332	0,340	0,341	0,352	0,379	0,416	0,457	0,366	0,296
6 43	Fall	0,261	0,206	0,211	0,215	0,224	0,270	0,355	0,413	0,402	0,370	0,366	0,351	0,337	0,315	0,309	0,311	0,324	0,383	0,478	0,507	0,461	0,389	0,330	0,260

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

ини	Сезон	Вторник 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	HOUR 12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 866	0 835	0 834	8 826	0 828	0 844	0 856	0 917	0 928	0 932	0 926	0 892	0 903	0 895	0 892	0 893	0 898	0 916	0 933	0 947	0 957	0 951	0 928	0 907
6 37	Весна	0 467	0 466	0 423	0 421	0 438	0 476	0 544	0 557	0 538	0 51	0 468	0 447	0 444	0 427	0 417	0 414	0 429	0 451	0 496	0 541	0 651	0 609	0 562	0 442
6 38	Лето	0 249	0 227	0 228	0 231	0 231	0 274	0 339	0 373	0 378	0 368	0 347	0 343	0 351	0 343	0 335	0 32	0 316	0 317	0 32	0 337	0 36	0 38	0 318	0 258
6 39	Осень	0 33	0 327	0 315	0 322	0 305	0 342	0 384	0 482	0 49	0 49	0 467	0 465	0 464	0 464	0 469	0 479	0 482	0 554	0 627	0 634	0 615	0 542	0 487	0 431

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

Line	Season	Вторник 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	HOUR 12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,782	0,724	0,706	0,703	0,737	0,768	0,796	0,830	0,859	0,851	0,841	0,826	0,821	0,801	0,802	0,794	0,843	0,895	0,904	0,891	0,896	0,884	0,875	0,852
6 41	Spring	0,448	0,394	0,387	0,381	0,403	0,458	0,536	0,547	0,558	0,531	0,520	0,510	0,504	0,475	0,473	0,469	0,483	0,514	0,517	0,592	0,613	0,567	0,531	0,484
6 42	Summer	0,214	0,228	0,225	0,227	0,238	0,298	0,367	0,397	0,388	0,375	0,367	0,364	0,363	0,359	0,350	0,336	0,335	0,346	0,355	0,374	0,421	0,450	0,369	0,272
6 43	Fall	0,229	0,251	0,212	0,210	0,230	0,277	0,378	0,412	0,406	0,370	0,365	0,363	0,348	0,318	0,315	0,315	0,329	0,369	0,507	0,531	0,477	0,406	0,340	0,276

14/53 98

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Среда												HOUR											
нии	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 867	0 841	0 832	0 829	0 816	0 846	0 852	0 921	0 939	0 941	0 914	0 913	0 888	0 881	0 876	0 862	0 86	0 896	0 928	0 944	0 949	0 92	0 903	0 894
6 37	Весна	0 414	0 385	0 402	0 397	0 406	0 441	0 513	0 571	0 504	0 466	0 456	0 449	0 47	0 443	0 39	0 387	0 391	0 424	0 475	0 518	0 607	0 565	0 479	0 434
6 38	Лето	0 238	0 229	0 23	0 227	0 242	0 27	0 317	0 361	0 375	0 373	0 358	0 354	0 348	0 339	0 329	0 317	0 319	0 33	0 339	0 343	0 384	0 392	0 324	0 274
6 39	Осень	0 383	0 345	0 325	0 309	0 316	0 317	0 356	0 417	0 443	0 453	0 466	0 483	0 468	0 476	0 478	0 497	0 494	0 557	0 633	0 615	0 605	0 58	0 562	0 538

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Среда												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,791	0,733	0,792	0,733	0,776	0,810	0,847	0,878	0,899	0,858	0,839	0,816	0,818	0,792	0,775	0,790	0,841	0,914	0,931	0,928	0,906	0,892	0,871	0,857
6 41	Spring	0,385	0,364	0,361	0,357	0,383	0,468	0,537	0,556	0,521	0,490	0,475	0,458	0,428	0,423	0,407	0,415	0,431	0,464	0,496	0,545	0,611	0,593	0,539	0,454
6 42	Summer	0,258	0,244	0,216	0,227	0,244	0,289	0,356	0,385	0,388	0,383	0,371	0,377	0,370	0,350	0,334	0,328	0,329	0,337	0,358	0,373	0,422	0,461	0,352	0,300
6 43	Fall	0,236	0,221	0,221	0,224	0,243	0,292	0,379	0,416	0,414	0,385	0,373	0,368	0,357	0,332	0,320	0,318	0,345	0,380	0,518	0,522	0,488	0,408	0,345	0,292

17/53

387

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Четверг												HOUR											
нии	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 867	0 842	0 836	0 828	0 834	0 838	0 851	0 914	0 928	0 929	0 894	0 896	0 891	0 879	0 87	0 856	0 86	0 9	0 935	0 951	0 905	0 903	0 897	0 883
6 37	Весна	0 393	0 366	0 333	0 344	0 355	0 39	0 476	0 51	0 493	0 45	0 45	0 436	0 453	0 42	0 424	0 412	0 08	0 426	0 483	0 536	0 608	0 578	0 484	0 453
6 38	Лето	0 248	0 232	0 218	0 21	0 22	0 256	0 318	0 355	0 37	0 377	0 368	0 352	0 354	0 35	0 336	0 32	0 327	0 334	0 33	0 339	0 382	0 394	0 315	0 269
6 39	Осень	0 46	0 447	0 432	0 425	0 424	0 429	0 486	0 537	0 626	0 555	0 541	0 537	0 509	0 511	0 51	0 506	0 51	0 595	0 67	0 672	0 681	0 651	0 604	0 577

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Четверг												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,806	0,720	0,716	0,704	0,739	0,836	0,856	0,884	0,880	0,842	0,822	0,800	0,782	0,746	0,732	0,749	0,781	0,879	0,920	0,903	0,888	0,890	0,877	0,843
6 41	Spring	0,385	0,341	0,326	0,329	0,371	0,452	0,535	0,586	0,510	0,512	0,448	0,433	0,428	0,405	0,377	0,370	0,387	0,412	0,419	0,516	0,604	0,574	0,518	0,446
6 42	Summer	0,257	0,237	0,234	0,224	0,228	0,278	0,356	0,389	0,378	0,370	0,360	0,355	0,354	0,338	0,326	0,322	0,326	0,332	0,337	0,347	0,411	0,437	0,357	0,300
6 43	Fall	0,250	0,239	0,231	0,229	0,256	0,298	0,407	0,428	0,405	0,365	0,365	0,358	0,350	0,328	0,309	0,309	0,325	0,372	0,519	0,545	0,494	0,421	0,339	0,291

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Пятница																							
		HOUR																							
нии	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 851	0 828	0 834	0 831	0 828	0 836	0 854	0 891	0 913	0 914	0 889	0 871	0 868	0 838	0 844	0 843	0 852	0 9	0 93	0 932	0 936	0 92	0 896	0 887
6 37	Весна	0 406	0 381	0 387	0 372	0 38	0 417	0 487	0 512	0 486	0 478	0 451	0 436	0 438	0 422	0 402	0 39	0 401	0 446	0 478	0 554	0 64	0 563	0 463	0 441
6 38	Лето	0 244	0 24	0 236	0 235	0 239	0 277	0 332	0 354	0 364	0 364	0 356	0 344	0 342	0 335	0 327	0 32	0 307	0 308	0 327	0 336	0 338	0 388	0 393	0 307
6 39	Осень	0 498	0 499	0 499	0 492	0 481	0 493	0 546	0 628	0 63	0 545	0 55	0 538	0 525	0 53	0 501	0 528	0 52	0 591	0 67	0 69	0 678	0 643	0 609	0 524

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Пятница																							
		HOUR																							
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,785	0,716	0,706	0,706	0,746	0,811	0,840	0,862	0,883	0,860	0,838	0,810	0,787	0,750	0,838	0,750	0,813	0,883	0,897	0,887	0,881	0,881	0,842	0,824
6 41	Spring	0,391	0,385	0,356	0,351	0,370	0,397	0,461	0,490	0,474	0,433	0,411	0,396	0,388	0,373	0,368	0,360	0,356	0,376	0,375	0,458	0,562	0,519	0,440	0,379
6 42	Summer	0,246	0,225	0,224	0,232	0,237	0,298	0,356	0,379	0,375	0,364	0,358	0,361	0,348	0,349	0,311	0,324	0,325	0,325	0,348	0,356	0,432	0,444	0,374	0,304
6 43	Fall	0,258	0,222	0,236	0,236	0,248	0,312	0,386	0,444	0,398	0,369	0,358	0,352	0,350	0,330	0,321	0,324	0,343	0,357	0,473	0,547	0,458	0,416	0,344	0,296

Таблица 6 – 3

Ю Казахстан

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 и 1997

		Субота												HOUR											
нии	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 36	Зима	0 86	0 82	0 813	0 803	0 799	0 807	0 817	0 843	0 86	0 865	0 828	0 839	0 825	0 831	0 823	0 816	0 848	0 884	0 926	0 915	0 912	0 921	0 896	0 88
6 37	Весна	0 396	0 368	0 35	0 365	0 372	0 39	0 438	0 494	0 478	0 454	0 445	0 42	0 426	0 419	0 391	0 396	0 394	0 444	0 479	0 533	0 599	0 543	0 479	0 432
6 38	Лето	0 222	0 21	0 207	0 21	0 215	0 234	0 295	0 326	0 347	0 333	0 33	0 317	0 303	0 301	0 301	0 307	0 309	0 326	0 332	0 339	0 376	0 38	0 324	0 282
6 39	Осень	0 48	0 491	0 469	0 468	0 468	0 5	0 53	0 614	0 612	0 581	0 57	0 562	0 506	0 513	0 503	0 508	0 496	0 572	0 667	0 673	0 662	0 647	0 616	0 581

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1997

		Субота												HOUR											
Line	Season	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
6 40	Winter	0,770	0,700	0,611	0,675	0,710	0,804	0,810	0,820	0,833	0,805	0,782	0,761	0,775	0,766	0,751	0,792	0,843	0,870	0,913	0,896	0,887	0,778	0,780	0,773
6 41	Spring	0,313	0,274	0,284	0,267	0,286	0,342	0,419	0,445	0,414	0,395	0,374	0,364	0,354	0,341	0,329	0,321	0,338	0,366	0,388	0,430	0,535	0,471	0,411	0,336
6 42	Summer	0,262	0,329	0,226	0,226	0,223	0,277	0,338	0,360	0,348	0,342	0,339	0,347	0,316	0,318	0,307	0,311	0,312	0,324	0,341	0,348	0,405	0,423	0,362	0,309
6 43	Fall	0,261	0,243	0,232	0,228	0,240	0,290	0,358	0,402	0,392	0,361	0,353	0,346	0,336	0,322	0,307	0,307	0,325	0,374	0,500	0,524	0,479	0,416	0,359	0,306

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 6–3

Данные по Часовым Нагрузкам на Типичную Неделю в Каждом Сезоне в 1995 году

Линии 6 36 –

6 39 Данные по Часовым Ннагрузкам Дайте данные по часовым нагрузкам на типичную неделю в каждом из четырех времен года на 1995 I 1997 года Эти данные должны быть даны на основе выработки и должны быть выражены как отношение(десятичное) типичной часовой внутренней нагрузки к максимальной годовой внутренней нагрузке, данной в Линии 6 1 в Таблице 6 – 1

Момсров

РАЗДЕЛ 7 0

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК (1998 – 2000)

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7-1

Максимальное ежегодное потребление и прозводство электроэнергии для различных сценариев развития

Линии 7 1 7 5, 7 9 — Максимальная Ежегодная Внутренняя Нагрузка (МВт) Дать максимальные ежегодные нагрузки для 1998, 2000, 2010, 2015 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую нагрузку для изучаемой страны или региона, исключая экспорт Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 2, 7 6, 7 10 — Внутренняя Продажа (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры продажи для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 3, 7 7, 7 11 — Потери (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры потерь для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария

Линии 7 4, 7 8, 7 12 — Годовое Внутреннее Потребление (ГВтч) Дать максимальные ежегодные цифры внутреннего потребления для 1998, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного, Высокого и Низкого сценария Данные должны быть представлены на основе выработки (т е вкючая потери)

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–2

Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Линия 7 13, 7 15, 7 17, 7 19, 7 21 — Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 7 1 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован

Линия 7 14, 7 16, 7 18, 7 20, 7 22 — Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 7 4 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–4

Кривая часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года для наиболее вероятного сценария развития

Линии 7 31 –

7 54 Данные по Часовым Ннагрузкам Дайте данные по часовым нагрузкам на типичную неделю в каждом из четырех времен года на 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 года Эти данные должны быть даны на основе выработки и должны быть выражены как отношение(десятичное) типичной часовой внутренней нагрузки к максимальной годовой внутренней нагрузке, данной в Линии 7 1 в Таблице 7 – 1

Таблица 7 – 1

Киргизстан

1998 to 2015

Макс ежегодное потребление и производство электроэнергии для различных сценариев развития

Сценарий	Линия		1998	1999	2000	2005	2010	2015
Наиболее Вероятный	7 1	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	2513	2588	2590	2979	3368	3757
	7 2	Внытренняя Продажа (ГВтч)	7832	8035	8485	9200	10 600	11400
	7 3	Потери (ГВтч)	2860	2420	2420	1900	1500	1300
	7 4	Годовое Внытр Потребление (ГВтч)	10 352	10550	11000	11500	12550	13200
Высокий	7 5	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	2678	2753	2918	3804	4688	5576
	7 6	Внытренняя Продажа (ГВтч)	7832	8425	9285	10500	11700	12360
	7 7	Потери (ГВтч)	2120	2120	2120	1900	1500	1550
	7 8	Годовое Внытр Потребление (ГВтч)	10352	11000	11800	12800	13650	14410
Низкий	7 9	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (МВт)	2487	2563	2560	2949	3334	3710
	7 10	Внытренняя Продажа (ГВтч)	7832	7830	7985	8600	9550	10150
	7 11	Потери (ГВтч)	2120	2120	2120	1900	1500	1300
	7 12	Годовое Внытр Потребление (ГВтч)	10 352	10350	10500	10 900	11500	12000
Наиболее вероятн	7 13	Производство электроэнергии в ГВтч ГЭС ТЭЦ	12 182	12700	13000	13500	14760	15000
Высокий	7 14	Производство электроэнергии в ГВтч ГЭС ТЭЦ	12 182	13200	13500	14060	15000	15500
низкий	7 15	Производство электроэнергии в ГВтч ГЭС ТЭЦ	11000	11500	12000	13000	13000	13000
наиболее вероятн	7 16	Экспорт электроэнергии в ГВтч УЗБ-Н КАЗ-Н	1830	2195	2000	2000	2000	1800
Высокий	7 17	Экспорт электроэнергии в ГВтч УЗБ-Н КАЗ-Н Таджикистан, Казах	1830	2200	1700	1260	1350	1090 *

* Для увеличения экспорта необходимо строительство и ввод в действие Камбаратинской ГЭС

Таблица 7 – 2

Киргизстан

Ежемесячное потребление и производство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Год	Линия		Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек
1998	7 13	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0,99	0,98	0,90	0,89	0,80	0,80	0,81	0,80	0,79	0,80	0,98	0,99
	7 14	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,1448	0,1375	0,1314	0,0697	0,0513	0,0487	0,0503	0,0494	0,0494	0,0666	0,089	0,1427
2000	7 15	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 98	0 98	0 9	0 89	0 8	0 8	0 8	0 79	0 76	0 8	0 96	0 97
	7 16	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 1429	0 1275	0 2123	0 0687	0 0512	0 048	0 0503	0 0494	0 0494	0 0665	0 0890	0 1321
2005	7 17	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 99	1 0	0 9	0 84	0 8	0 81	0 8	0 79	0 75	0 83	0 95	0 95
	7 18	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 1367	0 1221	0 1675	0 0658	0 049	0 046	0 0482	0 0473	0 0473	0 0636	0 0851	0 1264
2010	7 19	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 98	0 98	0 89	0 82	0 8	0 8	0 79	0 79	0 76	0 8	0 96	0 97
	7 20	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 1315	0 1175	0 1034	0 0633	0 0471	0 0433	0 0463	0 0455	0 0455	0 0612	0 0819	0 1216
2015	7 21	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0 98	0 99	0 9	0 82	0 8	0 8	0 8	0 8	0 8	0 81	0 96	0 97
	7 22	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0 1272	0 1135	0 1	0 0612	0 0456	0 0428	0 0448	0 0440	0 0542	0 07	0 0792	0 1176

Таблица 7 – 3

Киргизстан

Ежемесячная продажа электроэнергии по секторам для наиболл бероятного сценария развития
1998 to 2015

Line	Сектор	1998	1999	2000	2005	2010	2015
7 25	Коммерческий	1313	1350	1400	1450	1500	1600
7 26	Комунальный	3200	3350	3525	3800	4000	4200
7 27	Индустриальный	2393	2390	2600	2850	3400	3600
7 28	(ДРУГИЕ) Сельское хозяйство	926	945	960	1100	1700	2000
7 29							
7 30	Общая Продажа	7832	8035	8485	9200	10600	11400

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–3

Ежемесячное продажа электроэнергии по секторам для наиболее вероятного сценария развития

Линии 7 25 – Перспективная продажа электроэнергии по секторам (ГВтч)
7 29 Предоствь данные о те для перспективной продажи электроэнергии по секторам для 1998, 2000, 2010, 2015 годов Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного сценария

Линия 7 30 Общая перспективная продажа электроэнергии по секторам (ГВтч) Сумма линий с 7 25 по 7 29

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Воскресенье 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	0,851	0,81	0,80	0,8	0,80	0,84	0,8	0,82	0,85	0,87	0,87	0,85	0,84	0,85	0,84	0,85	0,86	0,9	0,92	0,93	0,92	0,88	0,9	0,87
	7 32	Весна	0,40	0,37	0,33	0,33	0,35	0,38	0,40	0,44	0,45	0,42	0,39	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,42	0,45	0,52	0,58	0,55	0,48	0,42
	7 33	Лето	0,26	0,22	0,22	0,22	0,23	0,25	0,3	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,31	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,37	0,38	0,31	0,26
	7 34	Осень	0,53	0,51	0,47	0,48	0,48	0,5	0,54	0,6	0,6	0,54	0,51	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45	0,45	0,55	0,66	0,67	0,66	0,64	0,6	0,52
2000	7 35	Зима	0 85	0 81	0 8	0 796	0 78	0 8	0 8	0 82	0 84	0 87	0 87	0 841	0 84	0 848	0 84	0 85	0 86	0 9	92	0 93	0 92	0 878	0 89	0 87
	7 36	Весна	0 4	0 37	0 33	0 33	0 356	0 38	0 41	0 44	0 45	0 42	0 38	0 396	0 398	0 389	0 384	0 394	0 376	0 42	0 45	0 52	0 58	0 55	0 48	0 41
	7 37	Лето	0 24	0 22	0 219	0 22	0 23	0 25	0 29	0 32	0 32	0 32	0 32	0 32	0 32	0 317	0 305	0 31	0 31	0 32	0 33	0 33	0 37	0 38	0 31	0 26
	7 38	Осень	0 5	0 51	0 47	0 485	0 485	0 498	0 53	0 58	0 58	0 54	0 51	0 49	0 479	0 47	0 44	0 45	0 45	0 55	0 66	0 67	0 66	0 64	0 58	0 52
2005	7 39	Зима	0 85	0 81	0 8	0 796	0 78	0 8	0 8	0 82	0 84	0 87	0 87	0 841	0 84	0 848	0 84	0 85	0 86	0 9	92	0 93	0 92	0 878	0 89	0 87
	7 40	Весна	0 4	0 37	0 33	0 33	0 356	0 38	0 41	0 44	0 45	0 42	0 38	0 396	0 398	0 389	0 384	0 394	0 376	0 42	0 45	0 52	0 58	0 55	0 48	0 41
	7 41	Лето	0 24	0 22	0 219	0 22	0 23	0 25	0 29	0 32	0 32	0 32	0 32	0 32	0 32	0 317	0 305	0 31	0 31	0 32	0 33	0 33	0 37	0 38	0 31	0 26
	7 42	Осень	0 5	0 51	0 47	0 485	0 485	0 498	0 53	0 58	0 58	0 54	0 51	0 49	0 479	0 47	0 44	0 45	0 45	0 55	0 66	0 67	0 66	0 64	0 58	0 52
2010	7 43	Зима	0 85	0 81	0 8	0 796	0 78	0 8	0 8	0 82	0 84	0 87	0 88	0 841	0 84	0 848	0 84	0 85	0 86	0 9	92	0 93	0 92	0 878	0 89	0 87
	7 44	Весна	0 4	0 37	0 33	0 33	0 356	0 38	0 41	0 44	0 45	0 42	0 38	0 396	0 398	0 389	0 384	0 394	0 376	0 42	0 45	0 52	0 58	0 55	0 48	0 41
	7 45	Лето	0 24	0 22	0 219	0 22	0 23	0 25	0 29	0 32	0 32	0 32	0 32	0 32	0 32	0 317	0 305	0 31	0 31	0 32	0 33	0 33	0 37	0 38	0 31	0 26
	7 46	Осень	0 5	0 51	0 47	0 485	0 485	0 498	0 53	0 58	0 58	0 54	0 51	0 49	0 479	0 47	0 44	0 45	0 45	0 55	0 66	0 67	0 66	0 64	0 58	0 52
2015	7 47	Зима	0 85	0 83	0 82	0 81	0 8	0 79	0 8	0 81	0 82	0 87	0 88	0 88	0 88	0 87	0 86	0 87	0 88	0 9	0 91	0 92	0 92	0 92	0 9	0 8
	7 48	Весна	0 39	0 37	0 33	0 33	0 33	0 35	0 41	0 43	0 44	0 42	0 44	0 39	0 39	0 4	0 38	0 39	0 38	0 42	0 39	0 37	0 36	0 38	0 31	0 26
	7 49	Лето	0 24	0 22	0 22	0 22	0 23	0 24	0 26	0 28	0 3	0 32	0 32	0 39	0 39	0 32	0 31	0 31	0 31	0 32	0 36	0 33	0 37	0 38	0 31	0 26
	7 50	Осень	0 5	0 51	0 5	0 49	0 48	0 49	0 5	0 58	0 58	0 57	0 56	0 55	0 49	0 48	0 44	0 45	0 46	0 55	0 66	0 67	0 66	0 64	0 6	0 5

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Понедельник 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	0,83	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,84	0,86	0,92	0,92	0,92	0,88	0,88	0,87	0,86	0,87	0,92	0,92	0,94	0,94	0,92	0,92	0,91	0,9
	7 32	Весна	0,47	0,45	0,45	0,43	0,44	0,48	0,35	0,58	0,59	0,55	0,55	0,56	0,53	0,52	0,49	0,46	0,5	0,5	0,55	0,66	0,68	0,62	0,57	0,50
	7 33	Лето	0,25	0,22	0,22	0,22	0,22	0,30	0,31	0,35	0,36	0,36	0,34	0,34	0,34	0,27	0,32	0,29	0,31	0,31	0,31	0,33	0,37	0,38	0,32	0,27
	7 34	Осень	0,34	0,33	0,33	0,32	0,31	0,32	0,38	0,46	0,46	0,46	0,42	0,44	0,4	0,39	0,38	0,38	0,42	0,42	0,51	0,59	0,54	0,48	0,45	0,36
2000	7 35	Зима	0 852	0 834	0 81	0 817	0 814	0 822	0 837	0 863	0 922	0 924	0 924	0 58	0 875	0 872	0 863	0 865	0 852	0 924	0 942	0 943	0 915	0 917	0 907	0 964
	7 36	Весна	0 47	0 45	0 45	0 43	0 44	0 49	0 56	0 583	0 594	0 554	0 553	0 57	0 53	0 52	0 49	0 47	0 473	0 561	0 545	0 661	0 681	0 62	0 536	0 493
	7 37	Лето	0 252	0 219	0 217	0 215	0 219	0 264	0 31	0 36	0 36	0 36	0 344	0 33	0 34	0 271	0 324	0 291	0 3	0 367	0 304	0 33	0 366	0 384	0 326	0 274
	7 38	Осень	0 34	0 32	0 32	0 31	0 301	0 316	0 334	0 47	0 46	0 46	0 42	0 4	0 398	0 39	0 39	0 38	0 38	0 41	0 51	0 54	0 54	0 476	0 428	0 36
2005	7 39	Зима	0 83	0 839	0 82	0 82	0 81	0 822	0 84	0 86	0 922	0 924	0 924	0 89	0 88	0 87	0 863	0 865	0 352	0 924	0 942	0 943	0 92	0 92	0 91	0 91
	7 40	Весна	0 47	0 45	0 45	0 43	0 44	0 49	0 56	0 58	0 594	0 554	0 553	0 57	0 53	0 52	0 49	0 47	0 473	0 561	0 545	0 661	0 681	0 62	0 566	0 893
	7 41	Лето	0 254	0 219	0 22	0 22	0 22	0 264	0 32	0 37	0 37	0 37	0 35	0 34	0 35	0 28	0 33	0 3	0 31	0 31	0 31	0 33	0 366	0 38	0 92	0 28
	7 42	Осень	0 341	0 321	0 321	0 312	0 302	0 318	0 384	0 471	0 461	0 461	0 421	0 421	0 399	0 391	0 391	0 381	0 381	0 42	0 528	0 591	0 541	0 476	0 428	0 361
2010	7 43	Зима	0 84	0 834	0 82	0 82	0 81	0 822	0 84	0 86	0 92	0 92	0 92	0 9	0 9	0 9	0 9	0 9	0 9	0 9	0 94	0 94	0 94	0 94	0 92	0 91
	7 44	Весна	0 48	0 95	0 45	0 44	0 45	0 5	0 57	0 58	0 59	0 59	0 56	0 58	0 54	0 53	0 5	0 48	0 48	0 5	0 55	0 66	0 68	0 62	0 57	0 89
	7 45	Лето	0 26	0 22	0 23	0 23	0 23	0 26	0 33	0 38	0 38	0 38	0 36	0 34	0 35	0 24	0 34	0 31	0 32	0 32	0 32	0 34	0 37	0 38	0 33	0 29
	7 46	Осень	0 342	0 322	0 322	0 324	0 31	0 318	0 38	0 48	0 47	0 48	0 43	0 43	0 41	0 41	0 41	0 39	0 39	0 43	0 52	0 598	0 548	0 48	0 43	0 361
2015	7 47	Зима	0 85	0 82	0 83	0 83	0 82	0 83	0 84	0 87	0 928	0 926	0 926	0 9	0 9	0 91	0 91	0 91	0 91	0 91	0 95	0 95	0 45	0 95	0 93	0 92
	7 48	Весна	0 44	0 46	0 46	0 45	0 45	0 51	0 58	0 59	0 6	0 6	0 57	0 59	0 55	0 54	0 51	0 49	0 49	0 51	0 56	0 67	0 69	0 63	0 57	0 89
	7 49	Лето	0 27	0 23	0 24	0 32	0 315	0 33	0 35	0 39	0 39	0 39	0 37	0 35	0 36	0 30	0 35	0 32	0 33	0 33	0 33	0 35	0 37	0 39	0 34	0 36
	7 50	Осень	0 35	0 33	0 322	0 32	0 32	0 32	0 39	0 5	0 48	0 49	0 44	0 44	0 42	0 42	0 42	0 4	0 4	0 44	0 53	0 6	0 55	0 5	0 45	0 4

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Четверг																							
			HOUR																							
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1998	7 31	Зима	0,87	0,84	0,84	0,83	0,83	0,84	0,85	0,91	0,93	0,93	0,90	0,90	0,90	0,88	0,87	0,84	0,86	0,90	0,94	0,95	0,91	0,91	0,90	0,88
	7 32	Весна	0,4	0,37	0,34	0,35	0,36	0,4	0,48	0,51	0,50	0,50	0,45	0,45	0,46	0,43	0,42	0,42	0,40	0,43	0,48	0,54	0,61	0,58	0,48	0,45
	7 33	Лето	0,25	0,23	0,22	0,21	0,22	0,26	0,32	0,34	0,37	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35	0,336	0,32	0,33	0,34	0,34	0,34	0,38	0,4	0,32	0,27
	7 34	Осень	0,46	0,45	0,43	0,43	0,42	0,43	0,50	0,54	0,55	0,56	0,55	0,54	0,51	0,50	0,51	0,50	0,60	0,60	0,67	0,68	0,68	0,65	0,60	0,577
2000	7 35	Зима	0 867	0 836	0 835	0 827	0 829	0 845	0 857	0 92	0 43	0 93	0 93	0 9	0 91	0 91	0 89	0 84	0 89	0 92	0 94	0 95	0 96	0 97	0 93	0 91
	7 36	Весна	0 469	0 468	0 425	0 423	0 24	0 478	0 546	0 559	0 55	0 512	0 470	0 449	0 446	0 429	0 419	0 416	0 431	0 453	0 498	0 543	0 653	0 611	0 564	0 444
	7 37	Лето	0 251	0 229	0 29	0 233	0 233	0 276	0 341	0 375	0 380	0 37	0 349	0 345	0 353	0 345	0 337	0 320	0 318	0 319	0 322	0 339	0 362	0 382	0 320	0 26
	7 38	Осень	0 95	0 329	0 317	0 324	0 307	0 344	0 386	0 484	0 492	0 4921	0 469	0 467	0 466	0 46	0 471	0 481	0 484	0 556	0 629	0 636	0 617	0 544	0 485	0 433
2005	7 39	Зима	0 869	0 838	0 836	0 828	0 83	0 85	0 86	0 93	0 94	0 94	0 894	0 91	0 92	0 92	0 9	0 91	0 9	0 93	0 95	0 96	0 96	0 97	0 94	0 92
	7 40	Весна	0 471	0 470	0 427	0 425	0 442	0 480	0 548	0 561	0 552	0 514	0 472	0 451	0 448	0 421	0 421	0 418	0 433	0 455	0 498	0 545	0 655	0 613	0 566	0 446
	7 41	Лето	0 253	0 231	0 239	0 235	0 235	0 278	0 343	0 375	0 382	0 372	0 351	0 347	0 355	0 347	0 339	0 324	0 32	0 321	0 324	0 341	0 364	0 384	0 322	0 262
	7 42	Осень	0 37	0 331	0 319	0 326	0 369	0 346	0 388	0 486	0 494	0 494	0 471	0 469	0 468	0 468	0 473	0 484	0 481	0 558	0 631	0 638	0 619	0 546	0 491	0 435
2010	7 43	Зима	0 872	0 84	0 838	0 830	0 832	0 852	0 865	0 93	0 94	0 94	0 95	0 94	0 93	0 92	0 91	0 92	0 91	0 93	0 96	0 97	0 97	0 98	0 94	0 93
	7 44	Весна	0 473	0 472	0 429	0 427	0 444	0 482	0 550	0 563	0 554	0 516	0 474	0 453	0 448	0 423	0 423	0 420	0 435	0 457	0 500	0 547	0 657	0 615	0 568	0 448
	7 45	Лето	0 255	0 233	0 234	0 235	0 237	0 280	0 345	0 377	0 384	0 374	0 351	0 349	0 357	0 349	0 341	0 326	0 322	0 323	0 326	0 343	0 366	0 386	0 324	0 254
	7 46	Осень	0 39	0 393	0 321	0 328	0 311	0 348	0 39	0 488	0 496	0 495	0 473	0 471	0 470	0 470	0 475	0 486	0 488	0 56	0 633	0 640	0 621	0 548	0 493	0 437
2015	7 47	Зима	0 876	0 842	0 84	0 832	0 834	0 854	0 867	0 932	0 942	0 942	0 952	0 942	0 932	0 922	0 912	0 922	0 912	0 932	0 962	0 972	0 972	0 982	0 942	0 932
	7 48	Весна	0 475	0 474	0 431	0 43	0 446	0 484	0 552	0 565	0 556	0 519	0 476	0 455	0 450	0 425	0 425	0 422	0 437	0 457	0 502	0 549	0 659	0 617	0 57	0 450
	7 49	Лето	0 257	0 235	0 236	0 237	0 239	0 282	0 347	0 379	0 386	0 376	0 353	0 351	0 359	0 351	0 343	0 328	0 324	0 325	0 328	0 345	0 368	0 388	0 326	0 452
	7 50	Осень	0 41	0 335	0 323	0 33	0 313	0 35	0 392	0 49	0 498	0 498	0 475	0 473	0 472	0 472	0 477	0 488	0 49	0 562	0 635	0 642	0 629	0 550	0 495	0 439

26/32

402

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Среда 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	0,87	0,841	0,835	0,831	0,820	0,850	0,854	0,93	0,941	0,944	0,92	0,92	0,89	0,88	0,878	0,864	0,861	0,890	0,93	0,952	0,933	0,922	0,815	0,801
	7 32	Весна	0,416	0,387	0,404	0,406	0,408	0,443	0,516	0,57	0,523	0,472	0,461	0,520	0,473	0,46	0,40	0,39	0,39	0,43	0,48	0,52	0,61	0,52	0,481	0,436
	7 33	Лето	0,24	0,231	0,203	0,229	0,244	0,272	0,320	0,363	0,377	0,375	0,360	0,356	0,357	0,341	0,331	0,319	0,331	0,332	0,341	0,345	0,386	0,394	0,326	0,280
	7 34	Осень	0,391	0,349	0,330	0,311	0,321	0,320	0,361	0,398	0,446	0,455	0,488	0,485	0,475	0,478	0,483	0,502	0,50	0,59	0,637	0,634	0,609	0,624	0,564	0,542
2000	7 35	Зима	0 869	0 843	0 835	0 831	0 818	0 848	0 854	0 929	0 941	0 943	0 916	0 915	0 870	0 883	0 878	0 864	0 862	0 898	0 93	0 946	0 951	0 922	0 915	0 896
	7 36	Весна	0 416	0 387	0 404	0 399	0 408	0 443	0 515	0 573	0 506	0 468	0 458	0 519	0 472	0 445	0 392	0 389	0 393	0 426	0 477	0 52	0 609	0 567	0 481	0 436
	7 37	Лето	0 24	0 231	0 232	0 229	0 244	0 272	0 319	0 363	0 377	0 375	0 36	0 356	0 35	0 341	0 331	0 319	0 331	0 332	0 341	0 345	0 386	0 394	0 326	0 276
	7 38	Осень	0 385	0 347	0 327	0 311	0 318	0 319	0 358	0 419	0 445	0 455	0 468	0 485	0 47	0 478	0 480	0 499	0 496	0 558	0 635	0 617	0 607	0 6	0 562	0 54
2005	7 39	Зима	0 871	0 845	0 837	0 833	0 82	0 85	0 856	0 923	0 941	0 943	0 916	0 917	0 872	0 885	0 880	0 866	0 864	0 900	0 95	0 948	0 953	0 924	0 907	0 898
	7 40	Весна	0 418	0 389	0 406	0 311	0 41	0 445	0 517	0 575	0 508	0 47	0 46	0 521	0 474	0 447	0 394	0 391	0 395	0 428	0 479	0 522	0 609	0 57	0 5	0 44
	7 41	Лето	0 242	0 233	0 234	0 231	0 246	0 274	0 321	0 365	0 379	0 377	0 362	0 358	0 352	0 343	0 332	0 321	0 323	0 335	0 343	0 347	0 388	0 396	0 328	0 278
	7 42	Осень	0 387	0 349	0 329	0 313	0 32	0 321	0 36	0 421	0 471	0 457	0 470	0 487	0 474	0 475	0 485	0 510	0 498	0 6	0 637	0 619	0 609	0 62	0 564	0 542
2010	7 43	Зима	0 873	0 847	0 839	0 835	0 822	0 852	0 568	0 925	0 943	0 943	0 918	0 919	0 874	0 887	0 892	0 868	0 866	0 92	0 95	0 95	0 955	0 926	0 909	0 9
	7 44	Весна	0 42	0 391	0 408	0 313	0 412	0 447	0 519	0 577	0 51	0 472	0 462	0 523	0 476	0 449	0 396	0 393	0 397	0 43	0 421	0 524	0 611	0 572	0 502	0 442
	7 45	Лето	0 244	0 235	0 236	0 233	0 248	0 276	0 323	0 367	0 381	0 379	0 364	0 36	0 354	0 345	0 334	0 323	0 325	0 337	0 345	0 349	0 39	0 398	0 331	0 28
	7 46	Осень	0 389	0 351	0 331	0 315	0 322	0 323	0 362	0 423	0 473	0 459	0 472	0 489	0 476	0 477	0 487	0 512	0 5	0 602	0 639	0 621	0 611	0 622	0 566	0 544
2015	7 47	Зима	0 875	0 849	0 841	0 837	0 824	0 854	0 57	0 927	0 945	0 945	0 92	0 921	0 876	0 889	0 894	0 87	0 868	0 922	0 952	0 952	0 957	0 928	0 911	0 902
	7 48	Весна	0 422	0 393	0 41	0 315	0 414	0 449	0 521	0 579	0 512	0 474	0 464	0 525	0 478	0 451	0 398	0 395	0 399	0 432	0 423	0 526	0 613	0 514	0 564	0 444
	7 49	Лето	0 246	0 237	0 238	0 235	0 25	0 278	0 325	0 369	0 383	0 381	0 366	0 362	0 356	0 347	0 336	0 325	0 327	0 339	0 347	0 351	0 392	0 40	0 333	0 30
	7 50	Осень	0 391	0 353	0 333	0 317	0 324	0 325	0 364	0 425	0 475	0 461	0 474	0 491	0 478	0 479	0 489	0 514	0 502	0 604	0 639	0 623	0 613	0 624	0 568	0 546

27/2,

403

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	~~Четверг~~ Вторник 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	0,87	0,84	0,84	0,83	0,836	0,842	0,85	0,90	0,92	0,93	0,9	0,89	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,91	0,94	0,96	0,91	0,90	0,89	0,88
	7 32	Весна	0,47	0,47	0,42	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,49	0,50	0,48	0,44	0,44	0,42	0,42	0,41	0,41	0,43	0,49	0,54	0,61	0,60	0,50	0,45
	7 33	Лето	0,25	0,24	0,23	0,21	0,22	0,26	0,32	0,36	0,37	0,38	0,37	0,36	0,35	0,34	0,33	0,33	0,324	0,332	0,40	0,40	0,40	0,31	0,32	0,27
	7 34	Осень	0,33	0,33	0,33	0,34	0,35	0,36	0,40	0,44	0,49	0,50	0,55	0,60	0,53	0,51	0,51	0,51	0,51	0,59	0,63	0,63	0,68	0,59	0,58	0,57
2000	7 35	Зима	0 868	0 844	0 838	0 83	0 836	0 84	0 853	0 918	0 93	0 931	0 896	0 898	0 893	0 881	0 887	0 87	0 862	0 91	0 935	0 953	0 907	0 905	0 899	0 885
	7 36	Весна	0 395	0 368	0 335	0 346	0 357	0 392	0 478	0 512	0 495	0 452	0 452	0 438	0 455	0 422	0 426	0 414	0 41	0 428	0 485	0 538	0 61	0 58	0 486	0 455
	7 37	Лето	0 25	0 234	0 220	0 212	0 222	0 258	0 320	0 357	0 372	0 379	0 37	0 354	0 356	0 352	0 338	0 322	0 329	0 334	0 332	0 339	0 382	0 396	0 317	0 271
	7 38	Осень	0 48	0 449	0 434	0 427	0 426	0 431	0 49	0 539	0 628	0 557	0 543	0 539	0 511	0 513	0 513	0 508	0 512	0 597	0 672	0 674	0 682	0 563	0 606	0 579
2005	7 39	Зима	0 869	0 846	0 84	0 85	0 838	0 842	0 855	0 918	0 932	0 933	0 898	0 09	0 895	0 883	0 887	0 872	0 867	0 912	0 94	0 96	0 92	0 91	0 09	0 09
	7 40	Весна	0 397	0 37	0 387	0 348	0 359	0 394	0 48	0 514	0 497	0 454	0 454	0 44	0 457	0 424	0 428	0 416	0 412	0 43	0 487	0 54	0 612	0 582	0 459	0 457
	7 41	Лето	0 252	0 236	0 222	0 214	0 224	0 260	0 322	0 359	0 374	0 381	0 372	0 356	0 358	0 354	0 340	0 324	0 331	0 336	0 334	0 341	0 384	0 398	0 319	0 273
	7 42	Осень	0 485	0 451	0 436	0 429	0 428	0 433	0 492	0 541	0 63	0 559	0 543	0 539	0 513	0 515	0 515	0 05	0 514	0 599	0 574	0 676	0 684	0 655	0 608	0 581
2010	7 43	Зима	0 87	0 848	0 842	0 852	0 84	0 844	0 857	0 92	0 934	0 935	0 990	0 902	0 895	0 885	0 891	0 974	0 866	0 916	0 962	0 962	0 922	0 912	0 962	0 902
	7 44	Весна	0 399	0 372	0 334	0 35	0 361	0 376	0 482	0 516	0 499	0 456	0 456	0 442	0 459	0 426	0 430	0 418	0 414	0 432	0 489	0 542	0 614	0 584	0 49	0 459
	7 45	Лето	0 254	0 238	0 224	0 216	0 226	0 262	0 324	0 361	0 376	0 383	0 374	0 388	0 360	0 356	0 342	0 326	0 333	0 338	0 336	0 343	0 386	0 400	0 321	0 275
	7 46	Осень	0 487	0 453	0 438	0 431	0 430	0 435	0 494	0 543	0 632	0 561	0 545	0 541	0 515	0 517	0 517	0 53	0 516	0 601	0 576	0 678	0 686	0 657	0 610	0 583
2015	7 47	Зима	0 88	0 85	0 874	0 852	0 842	0 846	0 857	0 922	0 936	0 937	0 922	0 904	0 847	0 887	0 893	0 876	0 869	0 918	0 944	0 944	0 924	0 914	0 997	0 904
	7 48	Весна	0 464	0 374	0 341	0 352	0 363	0 398	0 487	0 518	0 581	0 458	0 458	0 444	0 461	0 428	0 432	0 42	0 416	0 434	0 991	0 544	0 516	0 586	0 492	0 461
	7 49	Лето	0 256	0 240	0 226	0 218	0 228	0 264	0 326	0 363	0 379	0 385	0 376	0 36	0 362	0 358	0 344	0 328	0 335	0 34	0 338	0 345	0 388	0 402	0 323	0 278
	7 50	Осень	0 489	0 455	0 44	0 433	0 432	0 437	0 496	0 545	0 634	0 563	0 547	0 543	0 517	0 519	0 519	0 532	0 518	0 603	0 576	0 68	0 688	0 659	0 312	0 585

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Пятница 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	0,85	0,83	0,84	0,83	0,83	0,83	0,85	0,89	0,91	0,91	0,90	0,89	0,868	0,844	0,843	0,843	0,85	0,91	0,93	0,93	0,94	0,82	0,90	0,88
	7 32	Весна	0,40	0,38	0,38	0,37	0,41	0,42	0,49	0,51	0,48	0,48	0,48	0,44	0,438	0,422	0,39	0,39	0,40	0,41	0,48	0,52	0,64	0,56	0,463	0,441
	7 33	Лето	0,24	0,24	0,24	0,23	0,28	0,28	0,33	0,35	0,36	0,37	0,365	0,35	0,343	0,336	0,327	0,32	0,31	0,31	0,33	0,32	0,39	0,39	0,383	0,307
	7 34	Осень	0,50	0,50	0,50	0,5	0,5	0,5	0,54	0,63	0,59	0,55	0,545	0,54	0,538	0,53	0,501	0,53	0,52	0,60	0,67	0,7	0,67	0,65	0,609	0,524
2000	7 35	Зима	0 853	0 83	0 836	0 883	0 83	0 833	0 856	0 893	0 915	0 916	0 891	0 873	0 87	0 84	0 846	0 845	0 854	0 962	0 932	0 934	0 938	0 922	0 898	0 909
	7 36	Весна	0 408	0 383	0 389	0 374	0 382	0 419	0 489	0 514	0 488	0 48	0 453	0 438	0 44	0 427	0 404	0 392	0 403	0 448	0 48	0 556	0 642	0 565	0 465	0 443
	7 37	Лето	0 246	0 242	0 238	0 237	0 241	0 279	0 334	0 358	0 366	0 366	0 358	0 346	0 342	0 337	0 329	0 322	0 309	0 31	0 329	0 338	0 34	0 34	0 395	0 309
	7 38	Осень	0 5	0 501	0 501	0 494	0 483	0 495	0 48	0 63	0 63	0 547	0 553	0 54	0 527	0 532	0 503	0 53	0 522	0 593	0 672	0 692	0 68	0 645	0 611	0 526
2005	7 39	Зима	0 855	0 832	0 838	0 835	0 832	0 835	0 858	0 895	0 917	0 918	0 893	0 875	0 872	0 842	0 848	0 847	0 856	0 904	0 934	0 936	0 940	0 924	0 9	0 911
	7 40	Весна	0 41	0 385	0 391	0 376	0 384	0 421	0 491	0 516	0 49	0 482	0 455	0 44	0 422	0 426	0 406	0 394	0 485	0 45	0 482	0 558	644	0 567	0 467	0 445
	7 41	Лето	0 248	0 244	0 24	0 24	0 243	0 281	0 336	0 358	0 368	0 368	0 36	0 348	0 346	0 339	0 331	0 324	0 311	0 3212	0 311	0 34	0 342	0 342	0 397	0 311
	7 42	Осень	0 502	0 503	0 503	0 496	0 485	0 497	0 55	0 632	0 632	0 549	0 554	0 552	0 529	0 535	0 505	0 532	0 524	0 595	0 674	0 694	0 682	0 647	0 613	0 528
2010	7 43	Зима	0 857	0 834	0 84	0 837	0 834	0 837	0 86	0 897	0 919	0 92	0 895	0 877	0 874	0 894	0 85	0 849	0 858	0 906	0 986	0 938	0 942	0 926	0 902	0 913
	7 44	Весна	0 412	0 387	0 393	0 378	0 386	0 423	0 493	0 518	0 492	0 484	0 457	0 442	0 444	0 428	0 408	0 396	0 407	0 452	0 484	0 56	0 646	0 569	0 469	0 447
	7 45	Лето	0 25	0 246	0 242	0 242	0 245	0 283	0 338	0 36	0 37	0 37	0 362	0 35	0 348	0 341	0 333	0 326	0 313	0 314	0 313	0 342	0 344	0 344	0 399	0 313
	7 46	Осень	0 504	0 505	0 505	0 498	0 487	0 495	0 552	0 634	0 634	0 551	0 556	0 554	0 531	0 537	0 537	0 535	0 524	0 596	0 676	0 696	0 684	0 649	0 615	0 53
2015	7 47	Зима	0 859	0 836	0 842	0 839	0 836	0 839	0 862	0 899	0 921	0 922	0 897	0 879	0 876	0 846	0 852	0 851	0 86	0 908	0 938	0 94	0 944	0 928	0 904	0 915
	7 48	Весна	0 414	0 389	0 395	0 38	0 388	0 425	0 495	0 52	0 494	0 486	0 457	0 444	0 444	0 42	0 41	0 398	0 409	0 454	0 486	0 562	0 648	0 571	0 471	0 449
	7 49	Лето	0 252	0 248	0 244	0 244	0 247	0 285	0 34	0 362	0 372	0 372	0 364	0 352	0 35	0 343	0 335	0 328	0 315	0 316	0 315	0 347	0 346	0 346	0 401	0 315
	7 50	Осень	0 506	0 507	0 507	0 5	0 49	0 51	0 554	0 636	0 636	0 553	0 558	0 556	0 533	0 539	0 509	0 537	0 526	0 597	0 678	0 698	0 686	0 651	0 617	0 55

Таблица 7 – 4

Кривая Часовых электрических нагрузок для типичной недели каждого времени года

Год	Линия	Сезон	Суббота 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1998	7 31	Зима	0,860	0,83	0,82	0,81	0,80	0,81	0,819	0,827	0,865	0,865	0,828	0,839	0,825	0,831	0,823	0,816	0,849	0,885	0,93	0,92	0,912	0,920	0,836	0,891
	7 32	Весна	0,396	0,37	0,361	0,365	0,373	0,41	0,447	0,496	0,480	0,483	0,445	0,420	0,426	0,419	0,396	0,396	0,40	0,44	0,49	0,54	0,60	0,543	0,48	0,432
	7 33	Лето	0,222	0,22	0,211	0,212	0,217	0,241	0,308	0,325	0,348	0,337	0,331	0,317	0,304	0,301	0,307	0,306	0,40	0,33	0,33	0,40	0,38	0,38	0,33	0,313
	7 34	Осень	0,48	0,48	0,47	0,47	0,469	0,493	0,534	0,617	0,617	0,587	0,57	0,562	0,506	0,513	0,508	0,510	0,498	0,572	0,67	0,68	0,647	0,65	0,661	0,582
2000	7 35	Зима	0 86	0 82	0 813	0 803	0 799	0 807	0 817	0 843	0 86	0 865	0 828	0 839	0 825	0 831	0 823	0 816	0 848	0 884	0 926	0 915	0 912	0 921	0 896	0 88
	7 36	Весна	0 396	0 368	0 35	0 365	0 372	0 39	0 438	0 494	0 478	0 454	0 445	0 420	0 426	0 419	0 391	0 396	0 394	0 444	0 489	0 533	0 599	0 543	0 479	0 432
	7 37	Лето	0 222	0 21	0 207	0 21	0 215	0 234	0 295	0 326	0 347	0 339	0 33	0 317	0 303	0 301	0 301	0 307	0 309	0 326	0 332	0 339	0 378	0 38	0 324	0 282
	7 38	Осень	0 48	0 481	0 469	0 468	0 468	0 500	0 53	0 614	0 612	0 581	0 57	0 562	0 506	0 513	0 513	0 508	0 496	0 572	0 667	0 673	0 662	0 647	0 616	0 581
2005	7 39	Зима	0 86	0 82	0 813	0 803	0 799	0 807	0 817	0 843	0 860	0 865	0 828	0 839	0 825	0 831	0 823	0 816	0 848	0 884	0 926	0 915	0 912	0 921	0 896	0 880
	7 40	Весна	0 396	0 368	0 35	0 365	0 372	0 39	0 438	0 494	0 478	0 454	0 445	0 420	0 436	0 419	0 391	0 396	0 394	0 444	0 479	0 533	0 599	0 543	0 479	0 432
	7 41	Лето	0 222	0 21	0 207	0 21	0 215	0 234	0 295	0 326	0 347	0 333	0 33	0 317	0 303	0 301	0 301	0 307	0 309	0 326	0 332	0 339	0 376	0 38	0 324	0 282
	7 42	Осень	0 48	0 481	0 469	0 468	0 468	0 5	0 53	0 614	0 612	0 581	0 57	0 562	0 506	0 513	0 513	0 508	0 496	0 572	0 667	0 673	0 662	0 647	0 616	0 581
2010	7 43	Зима	0 86	0 82	0 813	0 803	0 799	0 807	0 817	0 843	0 86	0 865	0 828	0 839	0 825	0 831	0 823	0 816	0 848	0 884	0 926	0 915	0 92	0 921	0 896	0 88
	7 44	Весна	0 396	0 368	0 35	0 365	0 372	0 39	0 438	0 494	0 478	0 454	0 445	0 420	0 436	0 419	0 391	0 396	0 394	0 444	0 479	0 533	0 599	0 543	0 4 9	0 432
	7 45	Лето	0 222	0 21	0 207	0 21	0 215	0 234	0 295	0 326	0 347	0 333	0 33	0 317	0 303	0 301	0 301	0 307	0 309	0 326	0 332	0 339	0 376	0 38	0 324	0 282
	7 46	Осень	0 48	0 481	0 469	0 468	0 468	0 5	0 53	0 614	0 612	0 581	0 57	0 562	0 506	0 513	0 513	0 508	0 496	0 572	0 667	0 673	0 662	0 647	0 616	0 581
2015	7 47	Зима	0 86	0 82	0 813	0 803	0 799	0 807	0 817	0 843	0 860	0 865	0 828	0 839	0 825	0 831	0 823	0 816	0 848	0 884	0 926	0 915	0 912	0 921	0 896	0 880
	7 48	Весна	0 396	0 368	0 35	0 365	0 372	0 39	0 438	0 494	0 478	0 454	0 445	0 420	0 436	0 419	0 391	0 396	0 394	0 444	0 479	0 533	0 599	0 543	0 479	0 432
	7 49	Лето	0 222	0 21	0 207	0 21	0 215	0 234	0 295	0 326	0 347	0 333	0 33	0 317	0 303	0 301	0 301	0 307	0 309	0 326	0 332	0 339	0 376	0 38	0 324	0 282
	7 50	Осень	0 48	0 481	0 469	0 468	0 468	0 5	0 53	0 614	0 612	0 581	0 57	0 562	0 506	0 513	0 513	0 508	0 496	0 572	0 667	0 673	0 662	0 647	0 616	0 581

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 7–2

Ежемесячное потребление и прозводство электроэнергии для наиболее вероятного сценария развития

Линия 7 13 7 15, 7 17, 7 19 7 21	Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения нагрузки к годовому на года 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя максимальные ежгодные внутренние нагрузки, данные в Линии 7 1 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован
Линия 7 14 7 16, 7 18, 7 20, 7 22	Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления электроэнергии для 1998, 2000, 2005, 2010, и 2015 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии, данное в Линии 7 4 Таблицы 7 – 1 Наиболее вероятный сценарий должен быть использован

РАЗДЕЛ 8 0

ХРОНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

408

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 8-1

Максимальное потребление и прозводство тепловой энергии

Таблица 8 1 должна быть заполнена для каждой из систем отопления в регионе (т е каждой городской, областной, и т п систем)

Линия 8 0 Укажите название системы отопления включая ТЭЦ принадлежащие этой системе

Линии 8 1, 8 3, 8 5 Максимальная Ежегодная Внутренняя Тепловая Нагрузка (ГДж) Дать максимальные ежегодные нагрузки для 1997, 2000, 2010, 2015 Максимальная ежегодная нагрузка должна представлять собой общую совпадающую произведенную базовую тепловую нагрузку Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного сценария и включать в себя потери

Линии 8 2, Годовое Внутреннее Потребление (ГДж) Дать максимальные ежегодные цифры внутреннего потребления для 1997, 2000, 2010, 2015 Данные должны быть предоставлены для Наиболее Вероятного сценария Данные должны быть представлены на основе выработки (т е вкючая потери)

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 8-2

Ежемесячное потребление и прозводство тепловой энергии

Таблица 8 2 должна быть заполнена для каждой из систем отопления в регионе (т е каждой городской, областной, и т п систем)

Линия 8 0 Укажите название системы отопления включая ТЭЦ принадлежащие этой системе

Линии 8 7, 8 9, 8 11, 8 13, 8 15 Отношение Ежемесячного Внутреннего Максимального Значения Нагрузки к Годовому Дайте отношение ежемесячного внутреннего максимального значения тепловой нагрузки к годовому на года 1997, 2000, 2005, 2010, и 2015 Отношения должны быть представлены на основе выработки, используямаксимальные ежгодные внутренние нагрузки Наиболее вероятный сценарий должен быть использован Например, если внутренняя максимальная годовая тепловая нагрузка 100 ГДж/ч, а в Январе 75 ГДж/ч, то вводимое значение будет 0 75 (или 75/100)

Линия 8 8 Отношение Ежемесячного Внутреннего Потребления Тепловой Энергии к Годовому Дайте отношения ежемесячного к годовому внутреннего потребления тепловой энергии для 1997, 2000, 2005, 2010, и 2015 годов Отношения должны быть представлены на основе выработки, используя ежегодное внутреннее потребление энергии Наиболее вероятный сценарий должен быть использован Например, если внутреннЕЕ максимальное месячное тепловое потребление за год было 1000 ГДж, а в Январе 500 ГДж, то вводимое значение будет 0 50 (или 500/1000)

ИНСТРУКЦИИ ДЛЯ ТАБЛИЦЫ 8–3

Кривая часовых тепловых нагрузок для типичной недели каждого времени года

Таблица 8–3 должна быть заполнена для каждой из систем отопления в регионе (т е каждой городской, областной, и т п систем)

Линия 8 0 Укажите название системы отопления включая ТЭЦ принадлежащие этой системе

Линии 8 17 –
8 36 Данные по Часовым Тепловым Нагрузкам Дайте данные по часовым нагрузкам на типичный день в каждом из четырех времен года на 1997, 2000, 2005, 2010, и 2015 года Эти данные должны быть даны на основе выработки и должны быть выражены как отношение(десятичное) типичной часовой тепловой нагрузки к максимальной годовой внутренней нагрузке, данной в Линии 8 1 в Таблице 8 – 1

ТАБЛИЦА 2-1

Таблиц Киргизстан

Максимальное Потребление и Производство Тепловой Энергии

8 0 Название Системы Отопления и Входящих в Нее Станций

Бишкекское предприятие тепловых сетей (БПТС)
Открытая система теплоснабжения

Линия		1997	2000	2010	2015
8 1	Макс Ежегод Внутр Нагрузка (~~МВт~~ ГДж/ч)	2928,81	2899,48	4244,5	4445,6
8 2	Годовое Внытр Потребление (ГВтч) (ГДж)	10465769	11660690	16814708	19084582

ВНИМАНИЕ – – ТАБЛИЦА ДОЛЖНА БЫТЬ ЗАПОЛНЕНЕ ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ

Гдж/ч

Таблица 8 – 2

Киргизстан

Ежемесячное потребление и производство тепловой энергии для наиболее вероятного сценария развития

8 0 Название Системы Отопления и Входящих в Нее Станции

Бишкекское предприятие тепловых сетей (БПТС) Открытая система теплоснабжения.

eeiey		Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек
	1997												
8 7	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,979	0,739	0,383	0,168	0,171	0,277	0,31	0,368	0,39	0,847	0,982
8 8	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	1,0	0,883	0,727	0,36	0,163	0,16	0,269	0,3	0,344	0,377	0,794	0,97
	2000												
8 9	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,904	0,717	0,444	0,201	0,186	0,3	0,302	0,345	0,371	0,63	0,766
8 10	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	1,0	0,845	0,71	0,423	0,196	0,167	0,272	0,283	0,308	0,342	0,59	0,76
	2005												
8 11	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,857	0,708	0,485	0,282	0,225	0,318	0,324	0,346	0,476	0,778	0,769
8 12	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	1,0	0,822	0,706	0,463	0,278	0,215	0,313	0,319	0,35	0,654	0,749	0,773
	2010												
8 13	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	0,865	1,0	0,778	0,48	0,215	0,342	0,335	0,335	0,217	0,574	0,706	0,813
8 14	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	0,931	1,0	0,837	0,484	0,23	0,343	0,344	0,348	0,378	0,59	0,739	0,868
	2015												
8 15	Отнош Ежемес Внут Макс Знач Нагр к Год	1,0	0,929	0,804	0,511	0,429	0,356	0,374	0,367	0,395	0,537	0,724	0,854
8 16	Отнош Ежемес Внут Потр Энергии к Год	1,0	0,841	0,801	0,483	0,32	0,293	0,341	0,357	0,372	0,523	0,703	0,86

ВНИМАНИЕ – – ТАБЛИЦА ДОЛЖНА БЫТЬ ЗАПОЛНЕНЕ ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ

22/11

ТАБЛИЦА 8-3

~~Таблица 8-4~~

Кривая Часовых ~~электрических нагрузок~~ для типичного дня каждого времени года

Бишкекские предприятие тепловых сетей (БПТС) Открытая система теплоснабжения ТЕПЛ

Год	Линия	Сезон	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
			HOUR																							
1997	8 17	Зима	0,93	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,95	0,98	0,96	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,99	1,0	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96
	8 18	Весна	0,51	0,47	0,47	0,47	0,47	0,49	0,5	0,53	0,55	0,57	0,58	0,58	0,59	0,6	0,6	0,62	0,62	0,64	0,65	0,65	0,65	0,6	0,57	0,56
	8 19	Лето	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,08	0,1	0,15	0,17	0,17	0,17	0,19	0,2	0,22	0,23	0,25	0,26	0,28	0,3	0,3	0,3	0,22	0,17	0,15
	8 20	Осень	0,5	0,47	0,5	0,47	0,47	0,5	0,5	0,53	0,55	0,57	0,58	0,6	0,6	0,6	0,6	0,61	0,62	0,64	0,65	0,65	0,66	0,6	0,58	0,56
2000	8 1	Зима	0,88	0,86	0,85	0,85	0,85	0,88	0,9	0,95	0,97	0,99	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	8	Весна	0,57	0,55	0,54	0,54	0,54	0,57	0,59	0,64	0,66	0,67	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,71	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79	0,77	0,75	0,74
	8 3	Лето	0,26	0,24	0,23	0,23	0,23	0,26	0,28	0,32	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,38	0,42	0,46	0,5	0,52	0,55	0,58	0,54	0,49	0,48
	8 4	Осень	0,56	0,55	0,54	0,54	0,54	0,56	0,58	0,64	0,66	0,66	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,7	0,72	0,74	0,76	0,77	0,78	0,77	0,75	0,74
005	8 5	Зима	0,93	0,91	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,91	0,93	0,96	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	1,0	1,0	0,99	0,98	0,97	0,96
	8 6	Весна	0,55	0,54	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,57	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,68	0,69	0,7	0,72	0,74	0,75	0,75	0,75	0,69	0,63	0,62
	8 7	Лето	0,17	0,16	0,15	0,15	0,15	0,16	0,17	0,23	0,28	0,28	0,28	0,31	0,34	0,37	0,39	0,42	0,45	0,48	0,5	0,5	0,5	0,4	0,28	0,28
	8 8	Осень	0,55	0,55	0,51	0,51	0,51	0,53	0,53	0,57	0,61	0,62	0,63	0,64	0,66	0,68	0,69	0,7	0,72	0,74	0,75	0,75	0,75	0,69	0,63	0,62
010	8 29	Зима	0,92	0,92	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,6	0,95	1,0	0,98	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,94	0,94	0,95	0,97	0,92
	8 30	Весна	0,6	0,56	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,43	0,38	0,64	0,68	0,66	0,64	0,64	0,64	0,66	0,68	0,68	0,68	0,67	0,66	0,66	0,68	0,66
	8 31	Лето	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,25	0,32	0,36	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
	8 32	Осень	0,6	0,56	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,43	0,38	0,64	0,68	0,66	0,64	0,64	0,64	0,66	0,68	0,68	0,68	0,67	0,66	0,66	0,68	0,66
015	8 33	Зима	0,92	0,92	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,51	0,95	1,0	0,98	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,94	0,92	0,95	0,97	0,92
	8 34	Весна	0,6	0,56	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,43	0,38	0,64	0,68	0,66	0,64	0,64	0,64	0,66	0,68	0,68	0,68	0,67	0,66	0,67	0,68	0,66
	8 35	Лето	0,28	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,25	0,32	0,36	0,34	0,31	0,31	0,31	0,35	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,31
	8 36	Осень	0,6	0,56	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,43	0,38	0,64	0,68	0,66	0,64	0,64	0,64	0,66	0,68	0,68	0,68	0,67	0,66	0,67	0,68	0,66

ТАБЛИЦА 8-3

Таблиц

Кыргызстан

Лист 1 из 1

Максимальное Потребление и Производство тепловой энергии.

8 0 Название Системы Отопления и Входящих в нее станций

Тепловые сети г Ош

На балансе ТЭЦ г Ош

Линия		1997	2000	2005	2010	2015
8 1	Макс ежегод внутренняя нагрузка (Гдж/ч)	419,17	602,5	716,5	926	1173
8 2	Годовое внутреннее потребление (Гдж)	1064260	1416220	2650304,8	3333145	4470730

ВНИМАНИЕ - ТАБЛИЦА ДОЛЖНА БЫТЬ ЗАПОЛНЕНА ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ

Примечание данные по 2000-2015 гг - ожидаемый прогноз

45

ТАБЛИЦА 8-2

Кыргызстан

Ежемесячное потребление и производство тепловой энергии для наиболее вероятного сценария развития.

8 0 Название Системы Отопления и Входящих в нее Станций

Тепловые сети г Ош

На балансе ТЭЦ г Ош

		Янв	Фев	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Август	Сент	Окт	Нояб	Дек.
	1997												
8 7	Отнош. ежем. внутр макс знач.нагр к год.	1,0	0,89	0,71	0,35	0,32	0,28	0,126	0	0,18	0,48	0,62	0,88
8 8	Отнош. ежем внут потр энергии к год.	0,95	0,85	0,36	0,32	0,23	0,14	0,012	0	0,06	0,22	0,34	1,0
	2000												
8 9	Отнош. ежем внутр макс знач нагр к год.	1,0	0,86	0,82	0,34	0,3	0,22	0	0,22	0,23	0,23	0,57	0,57
8 10	Отнош. ежем внут потр энергии к год.	1,0	0,86	0,603	0,3	0,17	0,1	0	0,09	0,1	0,16	0,41	0,65
	2005												
8 11	Отнош. ежем внутр макс знач.нагр к год.	0,98	1,0	0,79	0,7	0,55	0,28	0,29	0,33	0,28	0,45	0,76	0,73
8 12	Отнош. ежем внут потр энергии к год.	1,0	0,86	0,78	0,45	0,44	0,27	0,31	0,33	0,22	0,34	0,72	0,76
	2010												
8 13	Отнош. ежем внутр макс знач нагр к год.	0,99	0,95	1,0	0,82	0,61	0,53	0,49	0,49	0,42	0,62	0,76	0,93
8 14	Отнош. ежем внут потр энергии к год.	1,0	0,77	0,7	0,59	0,53	0,5	0,44	0,4	0,3	0,56	0,68	0,94
	2015												
8 15	Отнош. ежем внутр макс знач нагр к год.	0,96	1,0	0,94	0,58	0,67	0,55	0,47	0,48	0,51	0,62	0,79	0,83
8 16	Отнош. ежем внут потр энергии к год.	1,0	0,97	0,88	0,54	0,52	-0,5	0,48	0,44	0,42	0,52	0,78	0,9

ВНИМАНИЕ - ТАБЛИЦА ДОЛЖНА БЫТЬ ЗАПОЛНЕНА ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ.

Примечание данные по 2000 - 2015 гг - ожидаемый прогноз

ТАБЛИЦА 3.3 Лист 1 из 1

Объединенные Системы Теплоснабжения и Районные Станции Кыргызстан

Тепловые сети г. Ош

На балансе ТЭЦ г. Ош

Кривая Часовых Тепловых нагрузок для типичного дня каждого времени года

Год	Месяц	Часы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1999	1	Р	0,75	0,67	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,66	0,75	0,78	0,82	0,8	0,78	0,8	0,82	0,82	0,83	0,9	1,0	0,96	0,93	0,88	0,8	0,76
	13	Р	0,53	0,42	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,46	0,59	0,63	0,68	0,66	0,66	0,7	0,74	0,74	0,74	0,86	1,0	0,97	0,94	0,91	0,88	0,68
	19	Н	0,2	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,38	0,76	0,76	0,76	0,88	1,0	0,88	0,76	0,76	0,76	0,58	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,2
	21	С	0,4	0,34	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,38	0,5	0,5	0,52	0,49	0,47	0,48	0,5	0,5	0,5	0,75	1,0	0,92	0,84	0,73	0,67	0,49
2000г	1	С	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,8	0,8	0,84	0,8	0,8	0,8	0,82	0,85	0,85	0,9	1,0	0,96	0,93	0,9	0,8	0,8
	13	Р	0,55	0,4	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,46	0,6	0,6	0,68	0,66	0,66	0,7	0,76	0,76	0,76	0,84	1,0	0,96	0,92	0,9	0,88	0,67
	19	Н	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,44	0,44	0,44	0,5	0,5	0,45
	21	С	0,5	0,35	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,51	0,51	0,52	0,5	0,5	0,5	0,51	0,51	0,55	0,75	1,0	0,9	0,85	0,75	0,65	0,53
2001г	1	С	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,83	0,86	0,9	0,9	0,88	0,9	0,9	0,9	0,9	0,95	1,0	0,96	0,92	0,9	0,85	0,82
	13	В	0,55	0,43	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,65	0,65	0,7	0,75	0,75	0,77	0,85	1,0	0,95	0,92	0,9	0,85	0,7
	19	Н	0,45	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,55	0,6	0,55	0,55	0,58	0,6	0,65	0,7	0,76	1,0	0,85	0,8	0,8	0,75	0,5
	21	С	0,5	0,45	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,91	0,92	0,91	0,95	0,96	1,0	0,95	0,9	0,86	0,8	0,6
2002г	1	С	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,8	0,85	0,9	0,9	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,95	1,0	0,96	0,92	0,9	0,85	0,82
	13	В	0,6	0,45	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,65	0,65	0,7	0,75	0,76	0,78	0,86	1,0	0,92	0,9	0,89	0,85	0,71
	19	Н	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,55	0,57	0,55	0,55	0,58	0,6	0,65	0,7	0,75	1,0	0,84	0,8	0,78	0,75	0,55
	21	С	0,6	0,45	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,91	0,92	0,92	0,95	0,96	1,0	0,95	0,9	0,86	0,8	0,62
2003г	1	С	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,8	0,85	0,9	0,9	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,95	1,0	0,96	0,92	0,9	0,85	0,82
	13	Н	0,6	0,45	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,65	0,68	0,7	0,75	0,76	0,78	0,86	1,0	0,92	0,9	0,89	0,85	0,72
	19	Н	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,55	0,58	0,55	0,55	0,56	0,6	0,64	0,7	0,75	1,0	0,82	0,8	0,76	0,75	0,55
	21	С	0,6	0,45	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,91	0,92	0,92	0,95	0,96	1,0	0,95	0,9	0,86	0,8	0,63

Примечание данные по 2000 - 2015 гг - ожидаемый прогноз

Копия
17 03 98г

СОГЛАШЕНИЕ

между Правительством Республики Казахстан, Правительством Кыргызской Республики и Правительством Республики Узбекистан об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья

Правительство Республики Казахстан, Правительство Кыргызской Республики и Правительство Республики Узбекистан, именуемые в дальнейшем Стороны,

движимые искренним духом добрососедства и сотрудничества,

признавая тот факт, что указанные государства осуществляли согласованный порядок использования водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья, обеспечивая социально-экономическое развитие своих стран и благосостояние людей,

отмечая, что бассейн реки Сырдарья, охватывающий территорию четырех стран, располагает водно-энергетическими ресурсами, способными содействовать их экономическому росту,

имея общее желание найти наиболее совершенное и справедливое решение в использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья в соответствии с нормами международного права,

признавая, что выгоды, извлекаемые из совместной эксплуатации Нарын-Сырдарьинского каскада водохранилищ путем многолетнего регулирования стока и противопаводковых мероприятий включают использование воды для ирригационных нужд и производства электроэнергии,

принимая во внимание, что совместное и комплексное использование водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья необходимо осуществлять с учетом экологической безопасности региона,

отмечая общность интересов государств-участников, учитывая насущную необходимость в разработке эффективного и скоординированного режима использования водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья с учетом проблем Аральского моря,

согласились о нижеследующем

Статья 1
Определение терминов

«Нарын-Сырдарьинский каскад водохранилищ» - совокупность водохранилищ многолетнего и сезонного регулирования в бассейне реки Сырдарья

Вегетационный период охватывает период с 1 апреля до 1 октября

Межвегетационный период охватывает период с 1 октября до 1 апреля

Водохозяйственный год охватывает период с 1 октября до 1 октября следующего года

Статья 2

В целях обеспечения согласованных режимов работы гидроэнергетических объектов и водохранилищ Нарын-Сырдарьинского каскада, осуществления подачи воды для ирригационных нужд Стороны считают необходимым ежегодно координировать и принимать решения по попуску воды, выработке и передаче электроэнергии, а также по компенсациям потерь энергоресурсов на эквивалентной основе

Статья 3

Стороны обязуются не принимать действий, нарушающих согласованный режим водопользования и поставок энергоресурсов, а также ущемляющих права других сторон на получение взаимосогласованных объемов воды, поставок энергоресурсов и их транзита по своей территории

Статья 4

Дополнительно выработанная каскадом Нарын-Сырдарьинских ГЭС электрическая энергия, связанная с режимом попусков воды в вегетацию и многолетним регулированием стока в Токтогульском водохранилище, сверх нужд Кыргызской Республики передается в Республику Казахстан и Республику Узбекистан поровну

Компенсация ее осуществляется поставками в Кыргызскую Республику в эквивалентном объеме энергоресурсов (уголь, газ, топочный мазут, электроэнергия), а также другой продукции (работ, услуг) или в денежном выражении по согласованию, для создания необходимых ежегодных и многолетних запасов воды в водохранилищах для ирригационных нужд

При осуществлении взаиморасчетов должна быть обеспечена единая тарифная политика на все виды энергоресурсов и на их транспортировку

Статья 5

Каждая Сторона обязуется предпринимать необходимые меры, гарантирующие выполнение своих обязательств перед другими Сторонами путем применения различных гарантий открытие кредитных линий, депонирование денежных средств и других форм

419

Статья 6

Стороны согласились не применять таможенные пошлины на поставки энергоресурсов и других видов продукции (работ, услуг), осуществляемых в рамках настоящего Соглашения

Статья 7

Стороны согласились, что эксплуатация, техническое содержание и реконструкция водно-энергетических объектов осуществляется в соответствии с балансовой принадлежностью и узаконенным правом собственности

Статья 8

Режим работы водохранилищ, объемы перетоков электроэнергии, поставки энергоносителей утверждаются ежегодными межправительственными соглашениями на основе решений представителей водохозяйственных и топливно-энергетических организаций, возглавляемых заместителями Премьер-министров государств-участников

Исполнительными органами, обеспечивающими режим попусков воды из водохранилищ и перетоков электрической энергии, до создания международного водно-энергетического консорциума и его исполнительных органов, принятия соответствующего решения, являются БВО «Сырдарья» и ОДЦ «Энергия»

Статья 9

В случае возникновения споров и разногласий они разрешаются путем переговоров и взаимных консультаций Если и в этом случае Стороны не придут к согласию, то вопрос направляется на рассмотрение Третейского суда, создаваемого Сторонами по конкретному вопросу

Статья 10

В целях дальнейшего улучшения регулирования и использования водно-энергетических ресурсов, совершенствования экономических взаимоотношений, направленных на гарантированное водообеспечение в бассейне реки Сырдарья, Стороны согласились совместно рассматривать вопросы

-строительства новых гидроэнергетических объектов и водохранилищ или альтернативных источников в регионе,

-перехода от существующих в настоящее время бартерных взаиморасчетов к финансовым взаимоотношениям,

-разработки механизмов ценообразования на основе единой тарифной политики,

-обеспечения безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений, расположенных в бассейне реки Сырдарья,

-экономного и рационального использования водных ресурсов с применением водосберегающих технологий и технических средств полива,

-уменьшения и прекращения сброса загрязненных вод в водоисточники бассейна реки Сырдарья

Статья 11

Настоящее Соглашение вступает в силу со дня сдачи Депозитарию уведомления о выполнении подписавшими его Сторонами внутригосударственных процедур, необходимых для его вступления в силу

Статья 12

Настоящее Соглашение заключается сроком на 5 лет и будет автоматически продлеваться на последующие пятилетние периоды, если ни от одной из Сторон не позднее чем за 6 месяцев не поступило письменное уведомление о его расторжении

Статья 13

Соглашение открыто для присоединения к нему других государств

Статья 14

С согласия Сторон в настоящее Соглашение могут быть внесены изменения и дополнения, которые оформляются отдельными протоколами и являются неотъемлемой частью настоящего Соглашения

421

Совершено в городе Бишкек 17 марта 1998 года в одном подлинном экземпляре на русском языке

Подлинный экземпляр находится в Исполнительном комитете Межгосударственного Совета Республики Казахстан, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан, который направляет в каждое государство, подписавшее настоящее Соглашение, его заверенную копию

За Правительство Республики Казахстан	За Правительство Кыргызской Республики	За Правительство Республики Узбекистан
Н БАЛГИМБАЕВ	А ДЖУМАГУЛОВ	У СУЛТАНОВ

422

Копия
17 03 98г

СОГЛАШЕНИЕ

между Правительством Республики Казахстан, Правительством Кыргызской Республики и Правительством Республики Узбекистан о совместном и комплексном использовании водно-энергетических ресурсов Нарын-Сырдарьинского каскада водохранилищ в 1998 году

Правительство Республики Казахстан, Правительство Кыргызской Республики и Правительство Республики Узбекистан, именуемые далее Сторонами, в целях обеспечения успешного проведения вегетационных поливов, недопущения размыва и подтопления народнохозяйственных объектов в среднем и нижнем течении реки Сырдарья и рационального использования топливно-энергетических ресурсов,

согласились о нижеследующем

Статья 1

1 Установить следующие попуски воды из Токтогульского водохранилища со среднесуточными расходами

январь - 495 куб м/с	апрель - 230 куб м/с	июль - 650 куб м/с
февраль - 490 куб м/с	май -270 куб м/с	август - 600 куб м/с
март - 300 куб м/с	июнь - 500 куб м/с	сентябрь - 190 куб м/с

2 Приток воды в Шардаринское водохранилище в вегетационный период обеспечивается в соответствии с принципами вододеления определенными МКВК

3 По каналу «Достык» для Республики Казахстан за вегетационный период будет подано 800 млн куб метров воды

Статья 2

Для обеспечения установленных ирригационных попусков Кыргызская Республика обеспечивает в вегетационный период перетоки электроэнергии в соседние республики в объеме 2,2 млрд кВт ч в равных долях

Республику Казахстан – 1100 млн кВт ч

Республику Узбекистан – 1100 млн кВт ч

Статья 3

За поставленную Кыргызской Республикой 1,1 млрд кВт ч электроэнергию Республика Узбекистан обеспечит поставку

200 млн кВт ч электроэнергии, в том числе

в I квартале 1998 года	- 50 млн кВт ч
в апреле 1998 года	- 50 млн кВт ч
в сентябре 1998 года	- 50 млн кВт ч
в октябре 1998 года	- 50 млн кВт ч,

600 млн куб метров природного газа, в том числе

в I квартале 1998 года	- 200 млн куб метров
во II квартале 1998 года	- 110 млн куб метров
в III квартале 1998 года	- 90 млн куб метров
в IV квартале 1998 года	- 200 млн куб метров,

20 тыс тонн топочного мазута на ТЭЦ города Ош в 1998 году, а также взаимопоставками продукции (работ, услуг), необходимой для устойчивой работы энергосистем и водохозяйственных объектов на взаимоувязанной основе

Одновременно Узбекистан осуществляет дополнительную поставку в 1998 году равномерно по месяцам 172 млн куб метров природного газа по Протоколу «О ходе выполнения Соглашения между Правительством Республики Узбекистан и Правительством Кыргызской Республики по вопросу использования водно-энергетических ресурсов Нарын-Сырдарьинсокго каскада ГЭС в 1997 году» от 19 июля 1997 года

При этом сохраняются условия расчетов в соответствии с Соглашением между Правительством Республики Узбекистан и Правительством Кыргызской Республики от 17 января 1996 года

Статья 4

Республика Казахстан за полученную из Кыргызской Республики 1,1 млрд кВт ч электроэнергии обеспечит поставку 250 млн кВт ч электроэнергии в Таласскую область, в том числе

I полугодие 1998 года – 150 млн кВт ч
II полугодие 1998 года – 100 млн кВт ч

Оставшийся объем электроэнергии компенсируется поставкой 566,7 тыс тонн карагандинского угля в следующие сроки

в I квартале 1998 года –	220 тыс тонн
во II квартале 1998 года –	200 тыс тонн
в III квартале 1998 года –	146,7 тыс тонн

424

Статья 5

Взаиморасчеты осуществляются на условиях Соглашения между Правительством Кыргызской Республики и Правительством Республики Узбекистан (г Бишкек, 25 декабря 1997 года), а также между Правительством Республики Казахстан и Правительством Кыргызской Республики (г Бишкек, 26 декабря 1997 года) о комплексном использовании водно-энергетических ресурсов Нарын-Сырдарьинского каскада водохранилищ в 1998 году

Статья 6

Обязательства Сторон по пунктам №2 и №3 Статьи 1 обеспечиваются при условии выполнении Статьи 2 и Статьи 4 настоящего Соглашения

Статья 7

Кыргызская Республика снижает собственное энергопотребление на 10 % против достигнутого в 1997 году

Статья 8

Корректировку режимов попусков воды при необходимости осуществляет БВО «Сырдарья» и ОДЦ «Энергия» по согласованию заинтересованных Сторон, исходя из топливно-энергетической и водохозяйственной обстановки

Статья 9

Вопрос использования водно-энергетических ресурсов Нарын-Сырдарьинского каскада водохранилищ на 1999 год рассмотреть в сентябре 1998 года в городе Бишкеке на рабочем совещании представителей топливно-энергетических и водохозяйственных комплексов Республики Казахстан, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан

Статья 10

Соглашение вступает в силу с момента подписания Сторонами

425

Совершено в городе Бишкек 17 марта 1998 года в одном подлинном экземпляре на русском языке

Подлинный экземпляр находится в Исполнительном комитете Межгосударственного Совета Республики Казахстан, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан, который направляет в каждое государство-участник его заверенную копию

За Правительство Республики Казахстан	**За Правительство Кыргызской Республики**	**За Правительство Республики Узбекистан**
Н БАЛГИМБАЕВ	**А ДЖУМАГУЛОВ**	**У.СУЛТАНОВ**

426

BEST AVAILABLE COPY

... Республики

...	Среднегодовая выработка (ГВтч) проект	факт	Тип работы	Кол-во ...
[illegible]	4101	4420	F/ЛП	4
[illegible]	[illegible]630	3067	ГF СП	4
[illegible]	820	827	FP/D=P	4
[illegible]	[illegible]	126	F/СП	4
[illegible]	-	42	P/G=[illegible]	[illegible]
[illegible]	-	[illegible]	[illegible]/D=Л	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	/ -	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	FF/D-	[illegible]
[illegible]	-	6 [illegible]	FF/D=	[illegible]
[illegible]	-	[illegible]	[illegible]=П	[illegible]
[illegible]	-	[illegible]	G=	[illegible]

BEST AVAILABLE COPY

427

BEST AVAILABLE COPY

BEST AVAILABLE COPY

Hydroelectric Power Plant Data
for Country / Region of _____

	col. 1	col. 2	col 15	col 16	col 17	col 18	col. 19	col. 20	col 21	col 22	col. 23	col. 24	col 25	col 26
line	Название станции Plant Name	Река River	Часы пиковой нагрузки (МВт/гдс) Hours of Peak Load or Dispatch Янв Jan	Фев Feb	Март Mar	Апр Apr	Май May	Июнь Jun	Июль Jul	Авг Aug	Сен Sep	Окт Oct	Нояб Nov	Дек Dec
1	Токтогул ГЭС	Нарын	1250	1220	1170	1120	890	1200	1200	1200	900	920	1200	1200
2			20-21	8; 18	21-22	20	21	21-22	20-22	19-21	20-21	18-22	18-22	18-22
3														
4	Курпсайская	-"-	806	802	802	620	675	800	780	780	600	750	800	800
5	ГЭС		19-21	7; 18-21	20	20	20	21	21	20-21	19-20	19	20-21	7, 17-21
6														
7	Чч-Курган-	-"-	144	184	187	150	125	164	169	169	130	83	186	186
8	ская ГЭС		3; 5	1-3, 15	15	20	21-23	7-9	19-23	19-21	17-20	19-22	21-22	17-18
9														
10	Кашкчыр-	-"-	276	276	274	90	180	270	270	270	230	220	315	315
11	ская ГЭС		18-22	21-23	19-22	6-7	12-16	21-23	18-21	16-22	20	19-20	18-20	18-21
12														
13	Шамалды-	-"-	108	109	112	86	80	134	116	116	69	70	111	111
14	Сайская ГЭС		21-24	9; 23	20-24	18-20	22-24	23-24	20-23	10-14	21-22	18-22	17-22	19-21
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														

BEST AVAILABLE COPY

[illegible]	[illegible]	Гарантированная (фактическая) выработка электроэнергии [illegible]												
[illegible]		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1	[illegible]	24	25	26	27	28	29	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	р Нарын	27	108	92	90	52	230	152	27	37	51	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	р Нарын	104	97	97	112	132	232	31	14	103	15	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	р Нарын	19	24	21	13	2	51	28	11	12	16	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	р Нарын	19	29	46	31	29	29	14	4	1	11	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	р Нарын	30	32	39	41	59	70	94	61	[illegible]	17	14	[illegible]	[illegible]
[illegible]	р Атбашы	3	7	8	8	9	9	9	10	[illegible]	10	[illegible]		
[illegible]	р Чу	0.7	0.5	0.5	0.6	3.9	5.3	5.1	4.1	1.9	[illegible]	1.[illegible]	[illegible]	[illegible]

BEST AVAILABLE COPY

Hydroelectric Power Plant Data
for Country / Region of _____

Зависимая базовая мощность (МВт)

Dependable Base Load Capacity (MW)

line	col 1 Название станции Plant Name	col 2 Река River	col 63 Янв Jan	col 64 Фев Feb	col 65 Март Mar	col 66 Апр Apr	col 67 Май May	col 68 Июнь Jun	col 69 Июль Jul	col 70 Авг Aug	col 71 Сент Sep	col 72 Окт Oct	col 73 Нояб Nov	col 74 Декаб Dec
1	Токтогл ГЭС	Нарын	137	157	120	155	157	304	349	308	138	103	105	150
2														
3	Курпсай ГЭС	—"—	197	171	123	170	214	325	402	314	128	127	164	196
4														
5	Чч-Кург ГЭС	—"—	18	19	17	25	35	42	46	39	15	14	14	18
6														
7	Ташкум ГЭС	—"—	52	49	49	48	50	49	72	81	44	37	44	49
8														
9	Ш-Сай ГЭС	—"—	26	25	25	24	25	25	36	40	22	19	22	25
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														

		Средняя выработка электроэнергии ГВтч на 01.01.98											
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
		36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	[illegible]
[illegible]	Нарвин	224.4	252.5	195.9	245.9	257.2	480.8	571.[illegible]	504	[illegible]	169.[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	Нарвин	34.4	184.1	146.6	148.1	254.6	574.8	475.8	[illegible]	[illegible]	100.[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	Нарвин	46.7	39.9	4[illegible]	41.1	44.2	42.2	84.4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	Нарвин	52.2	52.1	52	42.5	40.1	52.4	55.1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	Нарвин	48.3	46.4	15.1	65.4	94.1	10[illegible].1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	Ат-Баши	8.4	7.4	8.5	9.0	12.1	14.2	13.4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	ЧУ	1.0	0.[illegible]	1.0	1.4	5.4	[illegible]	6.7	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

BEST AVAILABLE COPY

432

APPENDIX C
EXAMPLE INPUT OF PROSYM

```
LINKS SECTION              '  containing transmission link Information
'*************************************************************************
'**********************Source. Dispatch Center**********************

Uzb-Kaz
        From            Uzbekistan
        To              S.Kazakhstan
        Capacity        [AP] [M1] 1200 -'MW Transfer Capacity
                             [M3] 700 -
                             [M6] 600 -
                             [M9] 700 -
                             [M12] 1200
        CapacityBack    [AP] [M1] 400 -
                             [M3] 400 -
                             [M6] 400 -
                             [M9] 400 -
                             [M12] 400
        Loss            0.125           '0-15% line losses in either direction

Uzb-Kyr
        From            Uzbekistan
        To              Kyrgyzstan
        Capacity        [AP] [M1] 750 -
                             [M3] 650 -
                             [M6] 550 -
                             [M9] 650 -
                             [M12] 750
        CapacityBack    [AP] [M1] 650 -
                             [M3] 350 -
                             [M6] 475 -
                             [M9] 350 -
                             [M12] 650
        Loss            0.125

Kyr-Kaz
        From            Kyrgyzstan
        To              S.Kazakhstan
        Capacity        [AP] [M1] 375 -
                             [M3] 325 -
                             [M6] 475 -
                             [M9] 325 -
                             [M12] 375
        CapacityBack    [AP] [M1] 550 -
                             [M3] 350 -
                             [M6] 325 -
                             [M9] 350 -
                             [M12] 550
        Loss            0 125

'*************************************************************************
```

```
Title  Interconnected Case -- Irrigation

Megascenario     LF
Megascenario     Avg      'Hydro  - Average Mode for tributary stations
Megascenario     AvFNNI   !Power Mode for main river stations

DIRECTORY        c:\HESI\CARS
File     Data    Cars dat          !Base Dataset
File     Data1   Kyrgyz.dat        !Kyrgyzstan Generation Data
File     Data2   Uzbek.dat         !Uzbek Generation Data
File     Data3   Kazakh.dat        !Kazakhstan Generation Data
File     Data4   Links dat         'Transmission Data

File     ALoad1  LoadData\Kyr2000R.ld     !Electric Load for Kryrgystan
File     ALoad2  LoadData\Kaz2000R ld     !Electric Load for Kazakhstan
File     ALoad3  LoadData\Uz2000R.ld      'Electric Load for Uzbek

File     Aheat1  LoadData\Bish2000 ld     'Bishkek Thermal Load File
File     Aheat2  LoadData\Osh2000 ld      'Osh Thermal Load File
File     Aheat3  LoadData\UzHeat2000 ld   !Uzbek Thermal Load File
File     Aheat4  LoadData\KazHeat2000.ld  !Osh Thermal Load File


System Section
         EnforceFuel(LF)          =Full            'Required for Hydro-Thermal
Coordination Logic

'         PrintHour               =Full

         PrintExchange            'calculate and print internal
                                  !exchange.

'        Warnings                 =Full   'Use to debug\

         LoadFlowMethod           =Transport

         YearSegments     [v3]    =to April        =to.October      =to.December
Run      [2000]           'RunYear
```

```
Title  S  Kazakhstan Isolated Case - Irrigation

Megascenario    LF
Megascenario    Avg      !Hydro  - Average Mode
Megascenario    AvgI     !Hydro  - Power Mode

DIRECTORY       c \HESI\CARS
File    Data    cars_kaz.dat            'Base Dataset
File    Data1   Kazakh dat              'Kazakhstan Generation Data

File    ALoad1  LoadData\Kaz2000R ld    'Electric Load for Kazakhstan

File    Aheat1  LoadData\KazHeat2000 ld 'Kaz Thermal Load File

System Section
        DispatchHydro(LF)       =Limited.Energy
        EnforceFuel(LF) =Full

'        PrintHour       =Full

        PrintExchange           'calculate and print internal
                                'exchange

        LoadFlowMethod  =Transport

        YearSegments    [v3]    =to April       =to.October     =to December

Run     [2000]  !Year 2000
```

APPENDIX D
DATA COLLECTED FROM THE PREVIOUS STUDY

APPENDIX D
LIST OF TABLES

Table D-1	Monthly streamflow data at the Arys Railway Station on the Arys River
Table D-2	Monthly streamflow data at the Chardara Station on the Syr Darya River
Table D-3	Monthly streamflow data at the Koktyube Station on the Syr Darya River
Table D-4	Monthly streamflow data at the Tomenariyk Station on the Syr Darya River
Table D-5	Monthly streamflow data at the Kergelmes Station on the Syr Darya River
Table D-6	Monthly streamflow data at the Kziyl orda/Tasbuget Station on the Syr Darya River
Table D-7	Monthly streamflow data at the Karaozek Station on the Syr Darya River
Table D-8	Monthly streamflow data at the Dzhusaliy Station on the Syr Darya River
Table D-9	Monthly streamflow data at the Kazalinsk Station on the Syr Darya River
Table D-10	Monthly streamflow data at the Branch Karaozek Railway Station on the Syr Darya River
Table D-11	Monthly streamflow data at the mouth of the Keles River
Table D-12	Monthly Inflow to the Toktogul Reservoir used in the 1996 IBRD HEC-5 study
Table D-13	List of gaging stations used in the 1995 WARMAP Project Preparation report
Table D-14	Monthly flow data file used in the 1996 Harza's Step 1 study
Table D-15	Monhtly pan evaporation data
Exhibit D-1	Stream gaging and rainfall stations used in the current study

Table D-1

MONTHLY FLOWS AT ARYS RAILWAY STATION ON ARYS RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1969	42 1	53 0	318 0	247 0	142 0	66 5	22 9	9 3	24 3	58 4	8 8	50 3	87 2
1970	28 6	76 7	65 2	50 6	13 6	8 6	12 6	10 2	6 4	8 5	17 1	21 9	26 3
1971	18 9	40 6	51 9	38 4	11 9	9 9	8 0	6 9	4 6	4 3	8 6	9 8	17 7
1972	32 3	45 2	65 9	132 0	42 2	14 6	11 2	8 9	6 3	9 0	12 5	15 8	32 8
1973	33 4	36 2	59 8	108 0	34 0	7 4	7 4	6 6	6 3	9 2	10 7	10 3	27 3
1974	20 3	16 8	20 4	18 0	11 3	6 9	6 6	9 3	7 5	7 3	7 6	10 7	11 9
1975	9 2	18 2	68 5	47 1	8 4	6 5	4 6	5 2	8 8	5 8	6 2	8 2	16 3
1976	7 4	13 0	11 2	37 6	8 1	5 2	3 8	4 3	6 5	7 5	9 3	12 6	10 5
1977	14 5	13 6	37 1	10 5	10 6	8 9	4 0	3 9	4 5	5 8	6 5	11 9	11 0
1978	8 5	15 9	23 9	23 9	30 3	19 6	6 8	5 9	5 7	6 5	10 1	29 7	15 6
1979	31 6	67 3	68 6	106 0	63 4	13 7	11 5	10 4	10 0	8 8	10 0	12 4	34 2
1980	11 9	20 7	25 0	78 9	25 4	9 4	7 8	7 9	7 8	9 2	10 6	13 0	18 9
1981	12 5	12 0	35 9	39 1	14 5	10 2	9 3	9 4	8 5	8 4	10 8	10 6	15 1
1982	10 6	16 0	33 0	35 1	8 1	8 8	6 2	6 6	8 5	10 3	11 0	10 3	13 7
1983	21 6	12 1	10 9	9 0	8 2	8 0	7 2	6 7	8 6	8 3	10 8	12 1	10 3
1984	12 4	11 2	60 2	38 2	9 3	6 5	2 8	3 2	5 1	5 4	7 3	13 9	14 7
1985	15 6	16 7	32 8	40 4	9 5	7 3	3 6	3 9	5 8	5 7	6 4	7 3	12 9
1986	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1987	7 9	8 1	28 7	96 9	39 3	16 8	16 0	7 1	7 0	8 0	10 1	10 3	21 3
1988	9 6	21 2	39 0	23 4	19 4	9 4	8 0	4 5	8 5	6 5	8 3	8 7	13 8
1989	9 0	9 2	21 3	13 7	9 2	5 1	2 3	1 8	7 1	4 6	6 4	14 3	8 7
1990	10 6	14 9	75 1	122 0	44 6	17 9	8 0	7 4	7 4	6 7	9 2	8 5	27 7
1991	20 4	13 1	32 3	44 6	17 9	13 2	4 7	6 2	7 3	9 9	10 4	13 4	16 1
1992	18 0	15 7	58 8	32 9	38 3	18 8	1 5	1 7	7 0	10 4	8 2	6 9	18 2
1993	11 9	56 0	76 6	57 2	79 5	40 0	7 2	2 9	13 9	13 6	19 1	34 9	34 2
1994	61 4	97 2	133 0	162 0	81 9	18 0	5 5	8 5	25 1	14 6	16 2	53 7	56 1
AVG	19 2	28 8	58 1	64 5	31 2	14 3	7 6	6 3	8 7	10 1	10 1	16 5	22 9

Table D-2

MONTHLY FLOWS AT CHARDARA STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	450	443	264	726	975	1060	845	677	378	328	378	359	574
1971	525	615	429	698	1010	900	866	738	296	141	112	127	538
1972	128	161	350	844	1070	975	867	739	218	181	327	372	521
1973	257	192	358	873	1250	1130	1060	768	206	220	201	191	561
1974	103	82	85	513	856	592	405	62	57	52	54	79	246
1975	54	50	51	376	501	333	303	85	72	51	50	72	167
1976	49	52	53	369	641	508	459	166	55	56	56	59	211
1977	49	76	125	510	611	514	427	82	73	66	84	77	225
1978	50	50	149	515	704	614	570	281	90	107	107	65	276
1979	65	65	125	739	1100	807	841	410	130	100	187	290	407
1980	136	129	323	579	788	697	688	285	91	103	106	113	338
1981	65	70	70	545	818	749	680	262	95	99	100	100	306
1982	100	163	227	477	813	706	641	216	63	60	57	56	299
1983	59	64	60	413	729	661	604	176	56	58	59	57	251
1984	55	53	52	407	761	668	618	147	47	59	56	59	250
1985	52	54	122	478	834	679	638	141	56	57	60	56	270
1986	62	59	62	398	666	616	508	106	63	64	55	55	227
1987	54	55	66	514	756	676	677	308	260	150	227	284	337
1988	298	536	703	775	923	776	788	421	408	375	488	482	581
1989	361	209	387	565	874	768	702	302	177	163	160	162	404
1990	141	212	528	634	842	786	768	519	291	287	289	300	468
1991	318	379	545	619	844	746	709	313	159	197	267	292	450
1992	303	314	566	653	803	745	748	542	368	348	348	385	512
1993	446	429	782	669	1220	1070	989	803	512	483	352	380	680
1994	382	354	405	892	1080	938	705	654	418	526	486	406	605
AVG	182	195	276	591	859	749	684	368	186	173	187	195	388

Table D-3

MONTHLY FLOWS AT KOKTYUBE STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	75	72	-	-	-
1975	-	-	-	273	471	294	245	127	68	60	61	83	-
1976	64	66	63	222	521	434	400	227	81	60	60	56	189
1977	46	56	140	334	528	462	405	145	94	80	71	98	206
1978	65	58	111	372	697	647	535	346	128	116	112	99	275
1979	140	225	152	569	1080	876	865	538	243	158	213	310	449
1980	165	134	322	541	800	728	696	436	164	125	113	114	363
1981	92	107	115	410	829	826	719	428	184	131	125	124	342
1982	150	195	261	350	737	699	652	334	144	95	75	73	315
1983	88	94	71	234	664	611	558	271	102	76	69	65	243
1984	72	88	102	280	715	658	583	270	142	94	89	89	266
1985	103	129	145	324	726	629	583	271	135	81	63	59	272
1986	67	63	59	231	661	634	481	202	89	76	53	65	224
1987	85	58	66	394	797	685	709	382	337	184	217	300	353
1988	273	433	630	693	921	765	732	476	419	377	468	471	555
1989	358	198	310	382	755	681	599	326	190	147	134	136	353
1990	170	186	399	534	722	658	625	492	295	272	273	262	409
1991	321	381	478	534	778	724	633	369	196	192	229	267	426
1992	280	299	510	591	757	725	654	556	390	355	336	355	485
1993	436	441	681	680	927	1030	859	796	536	491	387	387	639
AVG	165	178	256	418	741	672	607	368	201	162	166	180	354

Table D–4

MONTHLY FLOWS AT TOMENARIYK STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	369	487	370	510	725	791	712	611	324	303	318	351	489
1971	353	601	456	465	742	615	590	578	361	139	110	106	425
1972	77 1	123	251	753	832	793	708	651	348	222	248	306	444
1973	282	251	312	793	1010	849	807	699	390	251	220	200	507
1974	128	139	170	282	627	416	265	113	71	77	59	60	201
1975	90	85	115	169	324	181	164	100	54	55	55	70	122
1976	65	55	48	132	441	332	299	190	63	50	56	48	149
1977	57	55	133	224	390	323	281	92	60	66	56	85	152
1978	62	57	99	269	520	486	334	253	108	99	105	102	209
1979	99	176	163	439	909	623	590	380	184	137	193	281	349
1980	185	136	305	392	573	479	439	312	144	128	118	119	279
1981	95	100	113	324	648	640	469	323	165	124	122	119	271
1982	124	129	238	208	556	508	451	234	125	89	76	67	235
1983	104	97	77	140	461	428	380	214	84	67	71	67	183
1984	83	69	99	187	491	445	382	179	75	55	57	69	183
1985	77	116	130	233	515	441	394	185	95	62	62	60	198
1986	64	62	55	134	460	449	321	139	56	62	59	55	160
1987	61	68	61	230	585	500	504	288	296	173	213	300	274
1988	278	383	571	565	777	653	606	429	418	392	460	476	501
1989	415	264	329	326	597	548	470	276	170	155	149	144	321
1990	124	171	324	441	585	520	471	413	271	248	260	252	341
1991	258	323	422	407	586	555	460	284	167	176	215	263	343
1992	307	312	395	455	560	536	445	403	305	309	312	317	388
1993	673	455	569	624	769	924	722	715	498	461	346	357	594
AVG	185	196	242	363	612	543	469	336	201	162	164	178	305

Table D-5

MONTHLY FLOWS AT KERGELMES STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	368	611	435	449	635	708	620	548	372	325	318	358	478
1971	340	513	522	455	683	593	536	525	372	172	136	130	414
1972	93	122	202	646	713	642	572	541	351	228	239	307	389
1973	238	226	312	604	776	691	658	586	367	248	226	201	429
1974	110	139	157	202	460	356	251	114	64	68	53	40	168
1975	65	54	94	120	264	155	135	97	41	45	35	62	98
1976	76	56	61	71	327	280	236	169	52	39	46	37	121
1977	41	45	101	140	322	275	251	101	42	51	37	53	122
1978	48	38	66	172	410	393	351	257	87	76	80	94	174
1979	95	127	165	253	647	558	520	384	207	139	158	208	290
1980	122	116	239	316	461	434	398	316	140	111	108	111	240
1981	98	89	100	178	477	535	443	350	174	111	121	133	235
1982	113	136	237	167	459	471	425	263	125	96	82	58	220
1983	80	105	74	73	352	376	332	204	85	71	72	62	158
1984	63	74	119	121	367	370	326	187	79	58	67	40	156
1985	58	91	126	161	384	381	326	192	93	64	57	52	166
1986	58	55	59	75	329	360	266	139	51	52	47	47	129
1987	69	62	61	134	441	436	421	254	248	164	156	254	226
1988	255	304	535	499	617	566	511	393	346	347	381	411	431
1989	314	242	300	298	509	501	414	263	168	149	142	148	288
1990	116	171	294	370	524	475	411	371	252	230	244	245	309
1991	-	-	-	382	485	490	397	293	196	202	231	-	-
AVG	134	161	203	268	484	457	400	298	178	138	138	145	250

Table D-6

MONTHLY FLOWS AT KZIYL ORDA / TASBUGET STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	400	564	416	399	449	428	364	383	337	301	336	411	398
1971	268	397	448	359	450	320	285	333	324	158	98 7	110	295
1972	78 1	125	249	570	486	380	342	371	313	221	235	270	304
1973	200	184	294	462	610	471	426	516	399	257	251	228	359
1974	127	122	167	144	262	172	106	51	28	48	66	47	112
1975	77	63	96	66	104	58	35	40	36	34	42	48	58
1976	84	47	68	44	116	111	94	73	30	24	40	41	64
1977	47	46	78	53	129	118	108	55	30	42	42	74	69
1978	52	47	73	102	182	186	139	124	79	68	80	107	104
1979	83	127	150	144	395	327	284	228	144	88	139	184	192
1980	132	99	199	220	213	187	158	177	98	90	93	136	151
1981	98	77	103	131	212	269	183	187	161	117	108	102	146
1982	96	127	191	131	181	176	148	93	84	64	74	60	119
1983	92	100	65	55	134	144	125	104	71	46	74	57	89
1984	74	87	95	91	147	141	117	82	40	36	56	41	84
1985	53	78	119	118	152	150	127	68	73	59	52	53	92
1986	54	58	59	53	121	128	106	55	36	53	44	27	66
1987	44	48	63	88	169	199	180	110	170	99	111	149	119
1988	176	256	359	308	239	274	216	228	278	288	327	386	278
1989	301	206	258	195	218	230	171	159	157	123	122	139	190
1990	117	120	191	208	222	233	177	218	201	179	188	232	191
1991	242	264	315	239	217	229	149	140	147	158	195	268	213
1992	326	347	300	291	228	233	143	193	241	245	260	272	256
1993	317	357	396	370	309	444	310	379	412	393	339	283	359
AVG	147	164	198	202	248	234	187	182	162	133	141	155	179

Table D-7

MONTHLY FLOWS AT KARAOZEK STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	162	268	180	374	494	462	378	386	347	314	325	228	326
1971	167	226	224	285	460	335	306	362	385	192	117	112	264
1972	92 6	132	238	581	485	393	362	384	310	206	172	168	294
1973	119	110	157	439	538	417	391	473	383	231	221	204	308
1974	103	133	140	115	231	154	82	39	17	19	15	27	89
1975	58	49	74	53	80	41	23	22	22	19	23	43	42
1976	62	40	42	23	118	109	80	58	36	27	31	36	55
1977	36	27	35	39	114	88	86	47	28	30	17	32	48
1978	37	34	48	51	145	146	120	113	52	40	55	68	76
1979	77	77	114	85	339	308	268	229	173	133	168	202	182
1980	115	97	200	145	178	169	158	150	83	75	82	80	128
1981	69	47	66	95	185	206	106	122	166	103	121	108	116
1982	95	109	202	107	164	172	143	86	70	56	78	80	114
1983	95	105	52	39	138	149	121	87	49	28	51	51	80
1984	60	58	81	97	132	135	117	81	45	31	33	36	75
1985	43	68	109	99	142	142	120	68	63	45	31	37	81
1986	48	36	44	52	129	136	104	56	33	49	19	–	–
1987	–	–	19	80	145	179	172	113	200	140	132	149	–
1988	160	248	416	307	330	364	254	272	331	327	363	412	316
1989	302	193	254	221	238	233	176	132	152	131	121	129	190
1990	90	119	189	209	222	210	166	214	189	172	196	171	179
1991	155	206	300	205	181	193	126	124	147	178	205	229	187
1992	186	199	235	209	185	197	132	178	249	258	258	257	212
1993	301	326	368	340	295	395	307	369	396	304	–	–	–
AVG	114	126	158	177	236	222	179	173	164	129	123	130	160

Table D-8

MONTHLY FLOWS AT DZHUSALIY STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	252	449	534	473	432	400	339	351	349	319	322	222	369
1971	210	364	494	396	373	274	250	305	346	195	121	110	286
1972	70	127	206	499	468	342	290	327	317	219	184	167	268
1973	134	177	365	499	460	400	362	463	427	210	258	217	332
1974	122	137	163	129	209	124	68	41	30	31	22	27	92
1975	67	66	95	56	52	26	11	12	24	23	24	42	41
1976	62	43	38	26	66	64	50	44	29	20	21	31	41
1977	40	35	27	42	69	55	56	26	22	21	14	27	36
1978	57	43	55	46	87	95	67	65	53	42	54	62	61
1979	54	72	108	52	245	230	191	174	144	103	116	138	136
1980	118	72	177	200	133	121	92	119	85	77	85	80	113
1981	84	75	84	81	139	185	128	154	123	115	121	100	116
1982	94	104	159	111	108	117	99	78	67	57	73	66	94
1983	101	119	79	29	87	102	80	81	54	29	51	51	72
1984	56	59	78	70	97	101	76	56	38	30	33	21	60
1985	32	55	92	98	100	106	83	49	46	34	33	35	64
1986	48	43	47	37	82	94	64	36	17	39	28	26	47
1987	0	0	8	58	87	115	110	85	172	135	101	141	85
1988	153	174	247	281	228	223	167	201	270	307	327	372	246
1989	346	208	213	195	163	159	114	90	123	106	100	120	161
1990	72	97	154	145	153	140	99	138	168	139	160	128	133
1991	104	149	197	179	135	154	90	82	112	126	150	175	138
1992	135	163	183	196	156	174	92	132	219	227	240	248	180
1993	198	216	312	293	200	353	259	317	395	363	-	-	-
AVG	109	127	171	175	180	173	135	143	151	124	115	113	138

Table D-9

MONTHLY FLOWS AT KAZALINSK STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1970	264	383	485	436	332	267	248	264	214	268	257	233	304
1971	299	326	414	446	312	180	164	229	316	194	125	104	258
1972	74	117	165	442	336	231	201	252	314	191	17	165	209
1973	115	159	294	478	378	278	263	374	382	242	240	194	283
1974	132	153	165	115	70	29	4	12	17	15	15	8	61
1975	45	48	61	9	4	4	2	1	4	11	166	27	32
1976	57	44	35	15	6	9	8	8	7	7	8	13	18
1977	19	29	37	6	10	4	5	4	7	13	17	32	15
1978	45	35	41	16	14	22	14	15	25	16	18	39	25
1979	53	63	68	11	131	170	122	127	140	97	72	141	100
1980	121	70	135	131	25	29	142	85	87	76	87	84	90
1981	86	55	48	19	33	97	44	106	152	109	84	90	77
1982	108	109	120	67	9	21	9	30	49	42	53	46	55
1983	80	76	43	6	7	7	6	20	25	18	30	40	30
1984	44	37	42	30	8	6	5	5	10	13	13	15	19
1985	18	34	61	35	7	13	6	12	17	13	12	31	21
1986	42	38	23	9	9	9	6	5	7	9	14	25	16
1987	22	20	10	14	12	17	25	36	119	139	83	125	52
1988	178	221	252	237	156	173	90	171	242	272	271	345	217
1989	220	258	195	160	85	110	59	74	136	115	105	138	137
1990	125	120	91	108	79	81	42	85	206	124	125	186	114
1991	166	148	141	149	67	94	39	38	100	127	153	182	117
1992	199	226	186	128	86	90	22	53	156	230	226	103	141
AVG	109	120	135	133	95	84	66	87	119	102	95	103	104

Table D-10

MONTHLY FLOWS AT BRANCH KARAOZEK RAILWAY STATION ON SYR DARYA RIVER (cm

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1969	145	235	256	297	463	392	388	370	284	403	254	204	308
1970	170	268	180	374	492	338	378	386	347	314	326	228	317
1971	128	218	292	88	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	128	-
1973	111	125	165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	43	7	-
1975	12	9	14	3	0	-	0	0	1	5	5	4	5
1976	8	11	23	13	2	1	1	0	0	0	5	4	6
1977	4	13	43	3	3	1	1	0	1	10	32	20	11
1978	5	5	18	25	7	20	4	4	17	22	7	5	12
1979	3	16	36	44	56	20	14	9	7	4	6	11	19
1980	22	9	19	41	15	4	4	14	11	14	3	32	16
1981	25	13	18	20	18	43	41	57	1	1	1	1	20
1982	11	9	29	12	11	4	3	3	4	0	-	-	-
1983	-	6	10	12	3	4	4	6	9	13	10	15	8
1984	13	12	15	19	7	3	3	3	1	-	16	22	-
1985	23	29	33	23	4	4	4	3	14	16	22	24	17
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	44	50	37	14	12	12	12	10	11	-	-	29	-
1988	51	57	55	41	13	8	8	6	13	16	16	40	27
1989	59	37	31	17	9	9	7	6	6	6	13	24	18
1990	22	33	54	22	9	9	9	9	10	8	8	15	17
1991	42	50	70	49	19	18	15	14	11	0	0	1	24
1992	44	69	62	58	8	7	5	6	8	12	31	53	30
1993	48	72	73	55	18	55	32	31	56	45	46	63	49
AVG	47	61	70	59	58	50	47	47	41	47	45	44	53

Table D-11

MONTHLY FLOWS AT THE MOUTH OF KELES RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1971	9 8	10 9	14 7	23 0	9 4	2 8	3 0	2 8	5 6	6 3	7 8	9 0	8 7
1972	9 0	10 8	22 6	36 6	35 2	13 3	8 0	5 2	7 2	11 5	11 5	12 2	15 3
1973	14 0	16 7	16 4	28 9	16 5	6 1	4 0	4 1	7 3	5 8	5 9	5 0	10 8
1974	7 0	10 6	10 3	15 0	9 6	2 0	1 7	2 9	6 0	4 5	5 2	7 3	6 8
1975	5 1	5 1	9 3	11 0	3 0	3 5	2 3	2 1	5 3	7 8	7 8	5 4	5 6
1976	7 7	7 5	11 0	22 4	17 2	2 2	1 5	2 8	7 4	11 2	12 0	7 1	9 2
1977	7 2	10 2	14 1	6 9	4 1	11 7	3 3	4 6	6 4	9 1	13 7	14 2	8 8
1978	13 3	12 7	18 6	28 1	29 2	8 4	3 4	7 1	14 0	14 7	20 4	18 2	15 7
1979	16 4	18 8	19 7	37 0	27 5	8 3	6 6	9 9	13 3	15 9	11 3	12 0	16 4
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	10 7	9 8	9 0	5 5	4 4	1 0	2 3	3 4	7 2	6 0	8 3	6 1	6 1
1984	6 3	5 7	15 8	17 6	11 5	4 8	4 3	6 0	8 0	7 4	8 3	7 6	8 6
1985	10 6	13 5	15 5	26 7	20 0	12 4	7 2	9 5	9 9	10 0	9 9	8 1	12 7
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	8 0	4 4	18 0	37 6	23 2	19 5	15 2	11 5	14 1	15 7	14 1	10 7	16 0
1988	13 2	13 1	17 9	17 8	30 3	9 9	12 4	17 5	16 8	19 1	15 4	12 5	16 4
1989	13 3	11 6	14 7	21 8	20 7	5 7	8 4	5 1	11 9	13 2	12 5	19 1	13 2
1990	16 9	18 5	27 9	44 1	27 6	9 0	12 6	16 4	15 7	16 1	15 3	13 3	19 4
1991	13 8	16 3	16 1	24 9	22 3	14 2	9 8	10 6	19 2	16 3	13 3	15 5	16 0
1992	16 4	17 7	17 6	23 1	42 3	17 3	16 0	14 9	22 1	18 8	14 5	15 7	19 7
1993	13 3	26 1	28 3	38 4	43 0	34 4	16 2	22 0	30 7	24 3	24 9	25 2	27 2
1994	27 3	22 5	25 9	41 6	39 6	14 3	15 0	13 6	20 8	24 0	21 7	26 9	24 4
AVG	12 0	13 1	17 2	25 4	21 8	10 0	7 7	8 6	12 4	12 9	12 7	12 6	13 9

Table D-12

MONTHLY FLOWS INTO TOKTOGUL RESERVOIR (cms)
BASED ON THE 1996 IBRD HEC-5 STUDY

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1975	151	154	152	303	328	672	489	435	242	186	159	133	284
1976	131	127	139	197	570	537	546	368	253	206	164	123	281
1977	121	127	159	369	509	955	580	421	274	217	188	134	338
1978	123	128	151	349	560	812	830	534	291	219	185	160	363
1979	137	122	160	283	477	1100	950	584	289	233	203	168	394
1980	146	154	156	245	694	812	647	394	234	186	171	142	333
1981	139	140	151	203	832	777	849	432	284	237	203	154	369
1982	144	139	147	315	434	309	418	410	241	206	181	130	257
1983	138	129	143	216	494	701	822	577	307	214	189	148	341
1984	132	131	159	218	425	959	582	503	266	182	177	128	322
1985	128	139	150	269	449	742	671	436	266	203	177	146	316
1986	125	135	142	200	315	591	709	448	243	199	172	143	286
1987	138	138	156	264	572	1171	1263	726	350	267	230	185	457
1988	157	148	181	474	753	1482	1272	693	395	265	237	193	523
1989	177	175	173	193	459	680	671	440	272	218	196	149	318
1990	168	159	167	210	779	1014	644	464	292	217	189	149	372
1991	136	150	151	215	377	732	661	395	298	219	189	157	307
1992	152	153	149	271	486	682	770	441	330	243	204	183	340
1993	155	153	151	365	580	1277	1001	474	336	254	214	180	429
1994	174	172	180	383	730	1060	913	685	431	257	213	192	451
AVG	144	144	156	277	541	853	764	493	295	221	192	155	354

Table D-13

LIST OF GAGING STATIONS USED IN THE 1995 WARMAP PROJECT PREPARATION REPORT

N°	Catchment	Water body	Water body code	Site	station code	N	E	All km	river km	Catchment km	Code yearbook	Justification	operated since	Qmean [m³/s] term	Qmean [m³/s] last	m pollut	WQ index	present program	frequency	WARMAP field
29	Pyandj	Pyandj	114300007	Nikhnij Pyandj	170 5	37°12	68 35	370	34	113 000	113 16 UZB 124	Confluence with Vakhsh & Amu Darya	1965 67 71 72 76 85	1000	990			SP3		1
30	Vakhsh	Kysil Suu	114300501	Daraut Kurgan	174 57	39°35'	71 11	2790	86	5 680	KLaZ 177	u/s border KC/ZHD	1955 67 1980 88	39	43					
31		Kysil Suu	114300501	Dekmechachi	171 10	39°17'	71 31	1833	1	8 370	113 67	d/s Borde KC/ZHD	1961 85	74	72		0 95			
32		Vakhsh	114300500	Komsomolabad	170 84	38°51	67°58'	1317	373	79 500	113 56 UZB-125	flow to N ek res	1937 57 1936 85	608	596		0 83	OP	6/a	1
33		Vakhsh	114300500	Kurgan Tyube	170 71	37 49'	68 17'	616	249	32 700	113 59	middle ch g wed data a a labt	1966 85	578	596	w ter d sp sal K rgan Tyube g h l chem dust res	1 08	SP3 OP	6/a	1
34		Vakhsh	114300500	Tyuyuyaya Balka	171 7	37°33	68°37		58	36 200	113 60 UZB 127	Confluence with Pyandj & Amu Darya	1985		557			SP3		1
35	Kysilsu	Kysilsu	114300341	Samanchi	170 5	37 33	72 35	455	58	6 200	113 50	[illegible] flow to Pyandj [illegible]	1951 85	77	84					1
36	Kafirnigan	Kafirnigan	114300501	Dushanbe	171 36	38°33	68 37	800	785	3 030	113 84	upper reach b d d pollut n o	1928 85	101	100	after t atment th ha be n set f y p g r d g f m	0 44	SP OP	7/a	1
37		Kafirnigan	114300501	Tartki	171 17	37°36	68°08'	431	102	9 780	113 86 UZB 128	lower reach [illegible] sest al [illegible] n t s Amu D y [illegible]	1929 85	162	166	w n s n s d d sp sal m settleme s	0 69	SP OP	7/a	1
38	Surkhandarya	Surkhandarya	114300805	Shorchi	171 93	37°57'	67°48'	431	132	8 700	UZB 130	ent al reach 3 of c se	1977 85	69	72	d d al es	1 6	OP SP3	1/mon	1
39	Kashkadarya	Kashkadarya	114301087	Chinkurgan	17 18	38°56	66°31	447	231		UZB 155	lt 1 Hal on 7 rollflow fro n es	1964 65 67 1970 85	14	6	g c flu e	1 7	OP SP3	1/mon	1
40	Zeravshan	Zeravshan	114301 11	Dupuli bridge	17 8	39°30'	67°48'	1031	603	10 700	113 130 UZB 174	s border to UZB	1914 21 1923 85	154	144					
41		Zeravshan	114301741	Pervomaiskogo	174 61	39 37	67°34	864	562	12 300	UZB 175	Inflow from TAJ to UZB d/s cf w	1985		50	e		OP SP3	1/mon	1
42		Zeravshan	114301741	Navoi	171 14	40 10	65°30'	370	298		UZB 179	ent al reach	1967 68 1970 85	41	28	h m cal dust y km t	2 5	OP SP3	1/mon	1
43	Amu Darya	Amu Darya	114300001	Termez	170 04	37°11	67°18	790	1277	231 000	UZB 111	U/s Kha da ya				s n est c g gal on	1 6	OP SP3	1/mon	1
44		Amu Darya	114300001	Kelif	170 15	37°22	66 13'	762	1163	244 000	TMN 46	Est def of UZB								1
45		Amu Darya	114 00001	Kerki	170 11	37 50	65°12	738	1045	309 000	TMN 47	Ex F Ka kum and Kashi ca als major refe enc g y f w g e e	1911 20 1925 85	1790	1410	g collu al dra age	7 7	OP SP3		1
46		Amu Darya	114300001	Chardzhev	170 14	39°08'	63 34	186	820		TMN 49	e l al reach				s th c lle f f UZB	7 87	OP SP3		1
47		Amu Darya	114300001	Darganata	170 16	40 30'	62 35	147	611		TMN 51	s b ide to UZB Tu e y n res	1971 1975 85	1170	1080	c llect fr n UZB T B an B t B th S t g ac B r	3 1			1
48		Amu Darya	114300001	Tuyamuyun	170 12	41 13	61 4	108	450		UZB 113	s of eser o r Border w th TKM	1985		930	g B e	1 8	OP SP3	6 a	1
49		Amu Darya	114300001	Kipchak	170 23	42 13	60°07'	76	283		UZB 116	s d s station w th s gn f f flow	1975 85	681	456	g ull e				1
50		Amu Darya	114300001	Kyzylkhar	170 32	43°03'	59°08'	53	102		UZB 171	a flow to L e	1974 85	258	74	g ull e	1 8	OP SP	8/a	1
51	Karakum Basin	Karakum Can	114400174	inflow	180 36	37°34	65°45	248	1107		TMN 54	Flow f m Amu Darya	1958 85	383	737					1
52		Karakum Can	114400174	km 397	181 14	37°29'	61°57'		397		TMN 57	s Mu ga B flea	1985		743					1
53		Karakum Can	114400174	km 536	181 38	37°01	60°47'		536		TMN 59	s Mu ga B	1985		90					
54		Karakum Can	114400174	km 770	181 44	37°56	58°29'		770		TMN 60	s of Te Ijen area close to Ashgabad	1985		40					1
55	Murgab	Murgab	114400158	Takhta Bazar	180 73	35 59'	62 55	330	486	34 700	TMN 36	Ly portant natural inflow s Karak n Catchment	1928 85	50	79	ty Takhta Bazar d s r m f n s	7 6			1

Source 1995 WARMAP Project VOL3 – Hydrometeorological Survey Annex 2 2

Table D-13
(Continued)

LIST OF GAGING STATIONS USED IN THE 1995 WARMAP PROJECT PREPARATION REPORT

N°	Catchment	Water body	Waterbody code	Site	Station code	N	E	Alt m	river km	Catchm km²	Code yearbook	Justification	operated since	Qmean [m³/s] long term	Qmean [m³/s] last	main pollutants	WQ index	present program	frequency	WARMAP field lab
56	Naryn	Toktogul Res			To 109	41°50'	72°56'													
57	Kyzylsu	Andijan Res																		
58	Syr Darya	Kairakum Res			16377	40°30'	69°80'	336												
59		Chardara Res			16031	41°16'	67°57'	730												
60	Chirchik	Charvak Re			1 504	41°36'	70 00	974												
61	Vakhsh	Nurek Res			17400	37°47'	69°35'													
62	Amu Darya	Tyuyamuyun Re			17335	41°30'	61°10'	114												
63	Syr Darya	Lake Aral			16 367	40°57'	67°51'													I
64	Amu Darya Delta	Lake Sarykamysh			13809	42°04'	59°42'	70												I
65	Amu B Khara Lu	Tulakul Res																		I
66	Aral Sea	Aral Sea		Barsakyelmes								Island in Aral Sea impact to Uzbekistan forming								I
																				50

N.B. Alt. Values refer River km count from mouth

Source 1995 WARMAP Project VOL3 – Hydrometeorological Survey Annex 2 2

Table D-14

MONTHLY FLOWS USED IN THE HARZA'S STEP 1 STUDY (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
INFLOW TO TOKTOGUL													
1937	135	139	141	169	527	833	748	463	298	206	165	148	332
1938	137	134	135	236	514	387	526	381	227	182	155	134	264
1939	126	126	136	135	614	479	546	423	240	163	139	119	272
1940	111	121	119	141	350	924	601	421	218	196	165	135	292
1941	125	119	149	279	829	1004	558	484	268	193	178	145	362
1942	131	134	154	248	849	1150	845	585	321	203	180	148	414
1943	142	139	140	182	503	775	769	493	294	189	164	139	329
1944	126	123	169	158	378	535	751	511	273	182	161	139	294
1945	132	123	137	256	508	939	759	480	267	188	168	143	343
1946	140	133	137	313	524	670	806	517	258	182	207	186	341
1947	161	157	170	170	361	511	535	417	245	172	156	126	266
1948	111	116	134	186	451	745	916	573	322	208	170	141	341
1949	120	127	144	217	522	886	886	591	343	236	182	142	368
1950	142	128	153	146	679	726	685	512	290	199	169	131	332
1951	135	135	153	195	630	708	677	488	257	246	218	180	337
1952	151	152	160	367	677	1283	1213	767	386	246	215	174	484
1953	167	166	188	228	817	1156	889	555	338	250	213	188	431
1954	166	161	183	303	496	1010	1148	1027	491	320	252	187	481
1955	169	163	191	237	646	1121	584	579	312	217	186	166	382
1956	141	155	163	246	762	877	1108	557	334	239	197	162	414
1957	168	162	173	182	308	800	605	434	255	201	174	145	301
1958	158	137	158	291	354	1156	1258	625	347	273	225	203	434
1959	151	192	159	435	664	1146	1078	660	446	288	215	175	469
1960	160	167	170	280	679	1284	1288	632	375	255	212	164	474
1961	144	144	160	254	597	500	494	420	279	179	143	112	287
1962	122	119	125	151	330	698	617	457	259	178	145	118	277
1963	129	127	122	235	467	977	681	425	251	184	162	134	325
1964	109	117	143	192	407	1149	1200	793	372	235	184	152	423
1965	145	142	149	220	477	493	575	467	246	202	187	135	288
1966	133	133	148	339	682	1680	864	639	401	283	206	167	474
1967	151	154	178	342	495	886	636	488	274	218	178	149	347
1968	138	140	158	275	643	1070	860	546	256	203	181	148	386
1969	127	133	202	331	939	1830	1490	802	431	338	268	216	595
1970	190	189	185	343	730	1060	913	685	431	257	213	192	450
1971	153	158	192	302	585	1270	769	535	303	217	203	179	406
1972	170	152	170	204	511	812	741	570	324	238	213	180	358
1973	159	165	195	338	756	1400	1060	548	317	237	209	161	463
1974	152	165	165	229	362	504	526	361	245	221	185	136	272
1975	151	154	152	303	328	672	489	435	242	186	159	133	284
1976	131	127	139	197	570	537	546	368	253	203	164	123	281
1977	121	127	159	369	509	955	580	421	274	217	188	134	338
1978	123	128	151	349	560	812	830	534	291	219	185	160	363
AVG	142	142	157	252	562	915	801	540	306	220	187	154	366

Table D-14
(Continued)

MONTHLY FLOWS USED IN THE HARZA'S STEP 1 STUDY (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
INTERVENING FLOWS BETWEEN TOKTOGUL AND KURPSAI													
1937	15	16	16	19	59	50	46	34	23	21	16	16	28
1938	15	14	15	28	63	32	36	30	20	20	16	14	25
1939	14	14	15	17	49	35	38	32	19	18	15	13	23
1940	12	13	14	19	45	52	40	32	17	20	18	14	25
1941	14	13	16	35	95	52	38	35	21	20	18	15	31
1942	14	15	16	33	97	70	50	40	24	21	18	16	35
1943	16	16	15	23	63	47	46	36	23	20	17	14	28
1944	14	14	18	21	49	100	46	36	21	20	16	14	31
1945	14	14	15	33	64	54	46	35	20	20	18	15	29
1946	16	14	15	40	67	42	48	36	20	20	21	18	30
1947	18	17	18	22	46	36	37	32	20	18	16	14	25
1948	13	13	15	25	57	46	53	38	24	21	18	15	28
1949	13	14	16	28	66	52	52	40	26	23	18	15	30
1950	16	14	16	20	85	45	44	36	22	20	18	14	29
1951	15	15	16	26	80	44	43	36	20	25	22	18	30
1952	16	16	16	47	85	70	70	46	27	24	21	18	38
1953	18	18	18	28	101	70	51	38	26	25	22	19	36
1954	18	18	18	27	31	55	60	52	30	30	25	20	32
1955	18	18	19	31	81	60	40	39	23	22	18	16	32
1956	15	16	26	36	42	53	60	39	26	20	18	17	31
1957	16	16	12	18	24	49	42	35	22	19	16	14	24
1958	14	13	13	38	34	60	70	47	34	26	21	18	32
1959	16	17	16	54	81	70	70	49	39	19	18	16	39
1960	18	17	17	37	89	70	70	47	35	26	22	19	39
1961	17	16	16	33	73	36	35	33	22	17	15	14	27
1962	10	13	13	12	37	41	38	33	22	17	16	14	22
1963	12	13	13	31	62	53	47	38	26	21	18	16	29
1964	13	13	14	20	53	61	70	50	33	25	20	17	33
1965	16	15	14	28	58	34	35	30	20	18	18	15	25
1966	14	14	14	29	49	61	56	48	36	28	22	18	33
1967	8	15	16	43	63	47	43	36	24	21	18	15	29
1968	15	14	15	33	91	56	50	38	25	22	19	15	33
1969	11	14	17	44	121	69	90	55	56	24	41	26	48
1970	12	9	11	27	57	58	69	64	33	21	25	12	33
1971	7	15	22	47	83	56	33	25	17	15	15	18	29
1972	7	23	19	26	61	48	64	52	17	12	12	12	30
1973	11	4	18	47	89	70	60	37	27	16	15	12	34
1974	17	17	17	34	48	30	28	22	19	18	17	14	23
1975	15	15	14	12	40	29	25	23	17	15	14	12	19
1976	14	13	11	30	73	35	33	25	20	18	17	9	25
1977	10	13	15	47	65	49	37	30	22	20	16	12	28
1978	12	14	15	32	75	50	48	35	23	25	15	16	30
AVG	14	15	16	30	66	52	49	38	25	21	19	15	30

Table D-14
(Continued)

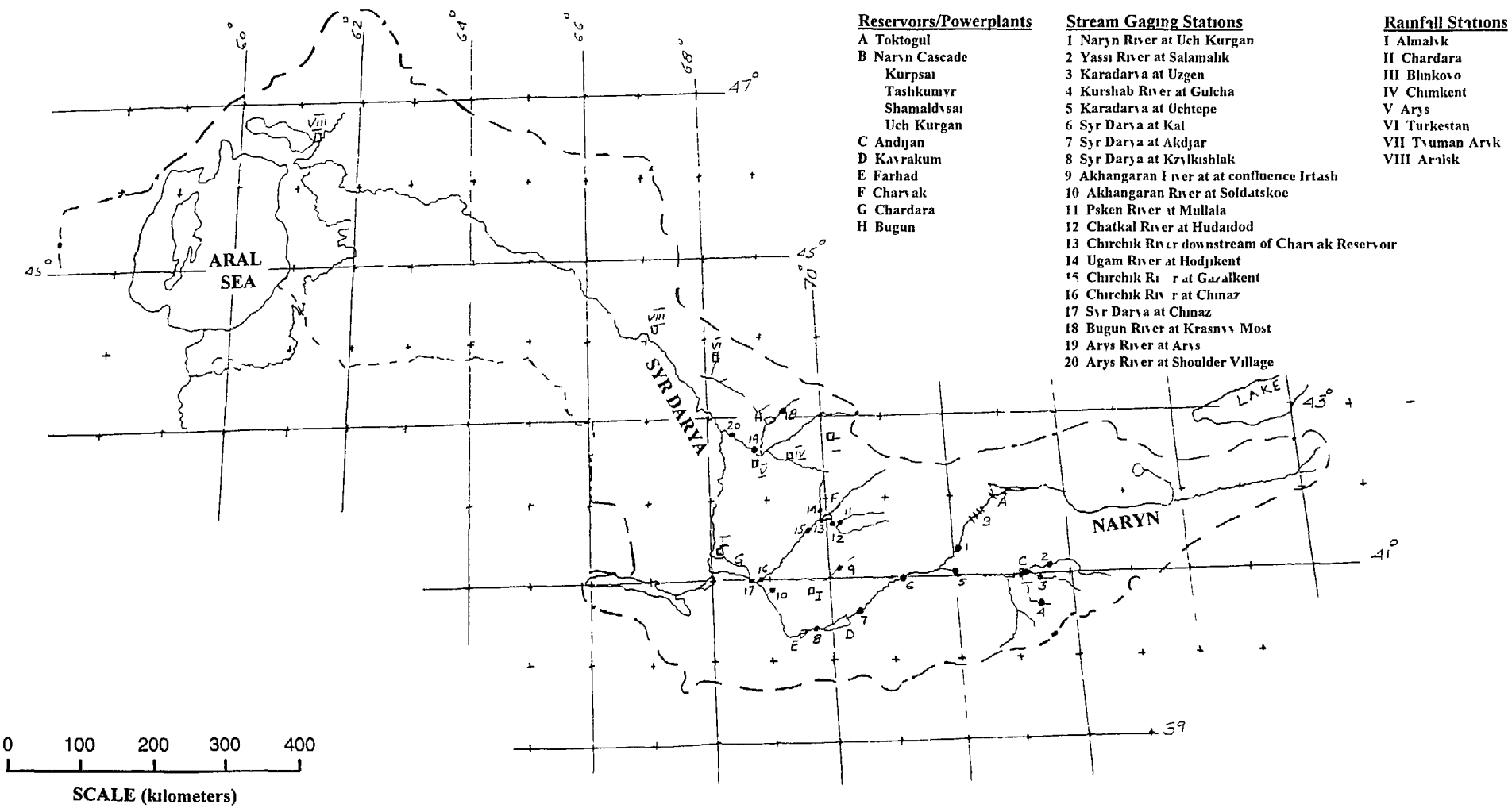
MONTHLY FLOWS USED IN THE HARZA'S STEP 1 STUDY (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
INTERVENING FLOWS BETWEEN KURPSAI AND TASHKUMYR													
1937	12	14	18	52	102	103	58	26	17	19	20	17	38
1938	13	12	19	65	81	43	25	15	13	13	12	13	27
1939	12	13	22	54	123	59	37	20	17	14	19	19	34
1940	14	16	22	56	126	84	41	24	18	17	21	13	38
1941	13	14	37	79	96	64	33	21	15	14	15	13	35
1942	11	11	31	103	164	90	48	28	19	17	18	16	47
1943	14	15	27	70	120	93	52	36	26	21	21	19	43
1944	18	18	22	79	88	93	50	37	25	21	21	19	41
1945	18	18	18	84	94	107	50	36	25	21	21	19	43
1946	19	18	21	87	94	96	53	37	24	21	23	21	43
1947	20	20	22	80	87	94	57	33	27	26	37	23	44
1948	21	20	29	98	120	86	61	32	24	21	20	18	46
1949	17	17	26	100	163	132	82	45	30	24	22	18	56
1950	16	15	25	46	78	71	39	24	20	17	18	15	32
1951	13	13	23	51	84	88	54	30	21	35	41	25	40
1952	20	21	33	117	117	107	87	47	30	22	19	16	53
1953	14	17	39	70	132	104	56	34	23	31	34	31	49
1954	24	22	41	110	114	115	92	61	33	25	23	18	57
1955	16	16	26	70	95	79	44	28	21	18	18	15	37
1956	14	14	23	72	119	74	52	27	20	17	16	13	39
1957	11	10	19	40	47	50	35	21	16	15	16	14	25
1958	13	14	35	119	235	124	92	50	30	25	25	23	66
1959	19	18	38	134	107	94	72	40	26	21	21	18	51
1960	15	18	31	85	149	116	72	46	36	25	24	19	53
1961	16	15	27	68	82	53	34	25	19	17	18	15	32
1962	14	15	25	60	77	91	56	32	24	21	25	19	38
1963	17	20	36	103	128	105	53	29	22	20	21	18	48
1964	16	16	40	109	129	110	80	43	28	22	20	17	53
1965	15	15	22	50	80	54	32	23	18	23	34	23	32
1966	19	21	36	83	117	99	52	35	19	22	18	13	45
1967	13	13	25	57	102	97	61	33	26	26	31	21	42
1968	16	15	40	82	138	74	75	41	25	17	17	16	47
1969	14	14	38	96	240	111	80	53	33	32	40	32	66
1970	29	28	36	102	130	82	58	34	28	21	22	16	49
1971	20	19	32	81	65	64	37	27	21	17	18	17	35
1972	16	13	21	91	110	84	60	32	24	21	21	13	42
1973	13	22	37	90	105	84	45	27	19	18	16	16	41
1974	14	18	22	46	57	48	32	25	22	19	15	15	28
1975	12	12	24	78	54	48	31	19	14	14	14	14	28
1976	13	14	22	87	106	72	47	24	17	24	25	18	39
1977	15	15	29	56	61	63	32	20	14	20	20	19	30
1978	15	15	26	78	95	95	50	31	20	17	18	18	40
AVG	16	16	28	79	110	86	54	32	23	21	22	18	42

Table D-15

MONTHLY PAN EVAPORATION DATA (mm)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
CHARDARA													
1980	-	-	-	86	172	273	314	267	200	97	52	-	1461
1981	-	-	-	52	174	302	273	234	232	140	-	-	1407
1982	-	-	-	-	213	264	304	279	214	105	-	-	1379
1983	-	-	-	116	158	211	271	266	181	117	58	-	1378
1984	-	-	-	88	164	247	319	283	180	108	-	-	1389
1985	-	-	-	101	176	253	314	265	186	108	-	-	1403
1986	-	-	-	140	234	271	322	318	241	136	-	-	1662
1987	-	-	-	39	177	264	223	307	195	108	-	-	1313
1988	-	-	-	123	183	300	347	298	213	133	84	-	1681
1989	-	-	-	168	208	276	332	282	186	152	-	-	1604
AVG	-	-	-	101	186	266	302	280	203	120	65		1468
KAZALINSK													
1980	-	-	-	121	225	247	296	238	166	75	-	-	1368
1981	-	-	-	96	158	188	278	242	160	107	-	-	1229
1982	-	-	-	121	240	274	314	257	167	79	-	-	1452
1983	-	-	-	181	254	292	330	318	187	129	-	-	1691
1984	-	-	-	144	234	307	382	301	201	106	-	-	1675
1985	-	-	-	140	265	296	296	248	205	86	-	-	1536
1986	-	-	-	146	238	293	312	259	199	125	-	-	1572
1987	-	-	-	40	198	249	239	248	138	96	-	-	1208
1988	-	-	-	159	202	234	226	220	170	124	-	-	1335
1989	-	-	-	97	177	273	307	257	195	144	-	-	1450
AVG	-	-	-	125	219	265	298	259	179	107	-	-	1452
ARAL SEA													
1980	-	-	102	262	367	412	351	289	237	160	81	66	2327
1981	-	-	-	108	137	173	331	252	173	88	-	-	1262
1982	-	-	-	127	249	394	379	286	198	80	-	-	1713
1983	-	-	-	165	272	356	396	297	175	96	-	-	1757
1984	-	-	-	100	271	380	442	360	217	116	-	-	1886
1985	-	-	-	186	305	378	373	297	227	102	-	-	1868
1986	-	-	-	121	220	344	410	297	205	87	-	-	1684
1987	-	-	-	73	260	387	434	443	153	105	-	-	1855
1988	-	-	-	180	254	378	347	298	177	115	30	-	1779
1989	-	-	-	117	192	381	459	322	225	124	-	-	1820
AVG	-	-	102	144	253	358	392	314	199	107	56	66	1991



STREAM GAGING AND RAINFALL STATIONS USED IN THE CURRENT STUDY

Exhibit D-1

APPENDIX E
DATA COLLECTED IN THE PRESENT STUDY

APPENDIX E
LIST OF TABLES

Table E-1	Monthly inflow to the Toktogul reservoir for April 1910-June 1996
Table E-2	Monthly inlfow to the Toktogul reservoir for January 1986-December 1997
Table E-3	Monthly tributary flows between Toktogul and Uch-Kurgan for April 1910-March 1986
Table E-4	Monthly tributary flows from Karasu-left for January 1976-December 1997
Table E-5	Monthly tributary flows from karasu-right for January 1976-December 1985
Table E-6	Monthly inflow to the Chardara reservoir for January 1980-February 1998
Table E-7	Monthly outflow from Toktogul reservoir
Table E-8	Monthly flow at Uch-Kurgan station on the naryn river
Table E-9	Monthly flow at Kal station on the Syr Darya river
Table E-10	Monthly flow at Akdjar station on the Syr Darya river
Table E-11	Monthly flow at Kzylkishlak station on the Syr Darya river
Table E-12	Monthly flow at Chinaz station on the Syr Darya river
Table E-13	Monthly flow at Uchtepe station on the Karadarya river
Table E-14	Monthly flow at Irtash station on the Akchangaran river
Table E-15	Monthly flow at Soldatskoe station on the Akchangarab river
Table E-16	Monhtly flow of Afflux in Chirchik W R
Table E-17	Monthly flow at Hodjikent on Ugam river
Table E-18	Monthly flow at Chirchik downstream of the Charvak reservoir
Table E-19	Monthly flow at Gazelkent station on Chirchik river
Table E-20	Monthly flow at Chinaz station on Chirchik river
Table E-21	Monthly outflow from Chardara reservoir
Table E-22	Monthly flows at Kazalinsk station on the Syr Darya river
Table E-23	Monthly flows at Shaulder Village on the Arys river
Table E-24	Monthly flows at Krasnyy Most on the Bugun river
Table E-25	List of stream gaging stations on Naryn-Syr Darya river and its tributaries

Table E-1

MONTHLY INFLOW TO TOKTOGUL RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1910	-	-	-	200	660	1149	1111	733	322	223	181	155	-
1911	172	169	166	260	590	945	542	430	304	216	172	142	343
1912	142	149	162	410	569	752	796	514	265	191	154	136	355
1913	137	131	129	150	666	1129	758	505	269	194	157	131	364
1914	123	123	139	225	452	1329	669	458	349	188	156	133	362
1915	127	128	151	223	609	682	652	539	277	198	156	133	324
1916	129	123	137	202	383	618	498	587	278	164	124	116	281
1917	92	109	130	95	390	194	342	539	223	143	113	93	207
1918	79	93	129	114	691	703	450	432	229	156	117	97	275
1919	116	117	136	242	587	875	705	573	294	175	127	106	339
1920	92	98	132	121	333	875	976	575	308	230	227	168	346
1921	169	152	209	691	948	1539	1711	1211	539	270	206	199	657
1922	197	174	174	223	529	964	930	746	435	231	174	154	412
1923	148	143	152	234	534	1139	817	702	367	215	177	154	400
1924	144	142	160	298	450	1149	1141	675	350	222	178	163	424
1925	154	129	161	199	565	829	610	362	240	177	142	125	309
1926	128	120	135	92	327	676	727	515	340	194	154	137	297
1927	122	123	128	195	410	389	456	379	204	164	138	125	237
1928	120	110	136	234	749	1019	852	528	305	221	184	154	386
1929	124	114	197	386	482	750	830	512	268	192	156	134	347
1930	129	131	154	182	524	1129	902	460	238	175	150	124	359
1931	128	115	149	196	418	1309	1231	749	373	255	183	151	440
1932	140	135	179	222	443	720	685	390	252	190	151	111	303
1933	98	111	144	185	524	659	511	459	256	169	131	119	282
1934	75	105	126	211	490	1439	912	602	349	238	188	162	409
1935	140	149	167	200	633	867	805	579	292	198	169	128	362
1936	110	130	137	270	719	904	596	412	286	202	161	127	339
1937	133	133	138	134	527	825	739	448	286	196	155	140	322
1938	135	131	133	213	501	375	512	365	218	179	147	127	254
1939	123	124	134	127	615	468	533	407	228	163	134	115	266
1940	107	118	119	133	347	894	587	397	202	191	156	128	282
1941	122	112	144	274	830	997	545	470	257	188	168	137	355
1942	128	132	148	246	849	1149	837	573	309	196	170	140	408
1943	140	137	137	175	503	767	758	479	282	185	156	131	322
1944	123	120	161	151	376	584	741	497	261	179	152	131	291
1945	129	116	133	251	508	932	749	466	255	184	159	136	336
1946	138	130	135	311	524	659	796	503	246	179	194	173	334
1947	160	156	162	163	358	500	522	401	234	171	148	120	259
1948	108	113	133	180	450	736	908	559	310	200	161	134	334
1949	117	120	140	211	522	878	877	578	331	221	171	135	360
1950	140	125	148	220	680	718	600	498	277	193	160	124	325
1951	133	133	148	193	630	698	666	474	245	232	204	168	329
1952	149	150	153	367	677	1279	1211	755	372	232	201	163	478
1953	160	154	173	215	815	1149	855	546	336	232	206	175	420

Table E-1
(Continued)

MONTHLY INFLOW TO TOKTOGUL RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1954	166	160	172	303	497	964	1091	999	491	291	232	180	464
1955	169	163	178	235	646	1119	572	566	299	208	175	155	375
1956	140	154	165	246	762	878	1101	540	307	220	190	159	407
1957	154	142	173	182	308	764	601	433	243	201	175	145	294
1958	143	132	155	289	451	1109	1141	568	319	244	200	179	412
1959	150	167	153	417	665	1109	1071	635	431	268	201	164	454
1960	159	167	162	278	680	1279	1281	622	375	242	198	154	468
1961	144	139	160	254	597	477	517	420	279	179	143	112	286
1962	122	119	125	151	330	698	618	457	259	178	145	118	278
1963	129	127	122	235	467	976	681	425	251	184	162	134	325
1964	109	117	143	192	407	1139	1281	793	372	235	184	152	429
1965	145	137	149	220	477	493	575	467	246	202	187	135	287
1966	133	133	148	339	682	1679	865	642	401	283	206	167	474
1967	151	154	178	342	495	885	636	488	274	218	178	149	347
1968	138	140	158	275	643	1069	861	546	256	203	181	148	386
1969	127	129	202	331	940	1829	1491	802	431	338	268	216	594
1970	190	189	185	343	730	1059	914	685	431	257	213	192	450
1971	153	158	192	302	585	1269	769	535	303	217	203	179	406
1972	170	148	170	211	511	811	741	570	324	238	213	180	359
1973	159	159	195	338	756	1399	1061	548	317	224	177	154	459
1974	155	166	166	229	360	501	523	354	237	205	175	139	268
1975	151	154	156	303	328	672	489	435	242	186	159	133	284
1976	131	131	139	197	570	537	546	368	253	203	164	123	281
1977	121	127	159	369	509	955	580	421	274	217	188	134	338
1978	123	133	151	349	560	812	830	534	251	219	185	160	360
1979	137	126	160	283	477	1100	950	584	289	233	203	168	394
1980	146	165	156	245	694	812	647	394	234	186	171	142	334
1981	139	145	151	203	832	777	849	432	284	237	203	154	369
1982	144	149	147	315	434	309	418	410	241	205	181	130	258
1983	138	138	143	216	494	701	822	577	307	214	189	148	342
1984	132	145	159	218	425	959	582	503	266	182	177	128	324
1985	128	134	159	269	449	742	671	436	266	203	177	146	316
1986	125	135	150	200	315	591	709	448	243	199	172	143	287
1987	136	137	163	237	687	1194	1347	752	352	270	230	173	476
1988	162	158	170	417	772	1519	1267	715	410	273	216	181	523
1989	165	163	162	179	455	755	685	455	251	203	196	175	321
1990	160	151	159	234	806	1164	808	563	307	221	191	163	412
1991	158	153	161	230	410	832	769	437	326	231	196	174	341
1992	156	146	171	316	590	805	851	500	364	252	219	192	382
1993	157	164	177	368	578	1285	987	474	333	247	225	185	433
1994	175	178	189	381	1028	1316	921	593	337	222	232	209	483
1995	154	166	191	240	554	640	775	516	252	233	209	195	345
1996	123	147	144	305	467	1261	–	–	–	–	–	–	–
AVG	136	137	153	246	554	902	784	529	296	209	175	146	357

Table E-2

MONTHLY INFLOW TO TOKTOGUL RESERVOIR (cms)
BASED ON WATER BALANCE COMPUTATION FOR 1986-1997

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1986	129	129	137	211	367	652	732	472	246	203	170	143	300
1987	136	137	163	237	687	1194	1347	752	352	270	230	173	476
1988	162	158	170	417	772	1519	1267	715	410	273	216	181	523
1989	165	163	162	179	455	755	685	455	251	203	196	175	321
1990	160	151	159	234	806	1164	808	563	307	221	191	163	412
1991	158	153	161	230	410	832	769	437	326	231	196	174	341
1992	156	146	171	316	590	805	851	500	364	252	219	192	382
1993	157	164	177	368	578	1285	987	474	333	247	225	185	433
1994	175	178	189	381	1028	1316	921	593	337	222	232	209	483
1995	154	166	191	240	554	640	775	516	252	233	209	195	345
1996	123	147	144	305	467	1261	1122	684	305	255	204	175	434
1997	156	149	186	375	521	750	645	486	290	185	189	178	343
AVG	153	153	168	291	603	1014	909	554	314	233	206	179	399

Table E-3

MONTHLY TRIBUTARY INFLOW BETWEEM TOKTOGUL HPP AND UCH-KUGAN (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1910	-	-	-	113	178	179	130	106	65	60	53	46	-
1911	38	38	50	122	169	164	91	83	63	57	51	44	81
1912	37	37	48	144	165	154	111	89	58	47	46	41	82
1913	37	35	35	107	180	180	108	88	59	49	48	41	81
1914	35	35	40	118	149	200	102	84	70	46	47	41	81
1915	35	35	44	117	171	150	100	91	61	50	46	41	79
1916	35	35	39	115	139	145	87	94	61	37	39	36	72
1917	31	32	36	100	142	116	76	91	53	30	35	30	64
1918	31	32	35	102	184	151	83	83	55	34	37	31	72
1919	34	34	38	119	168	164	103	93	62	43	39	33	78
1920	31	32	36	103	133	164	125	94	64	62	65	51	80
1921	38	38	65	182	223	210	190	150	93	78	60	59	116
1922	42	38	52	117	161	165	121	107	80	62	51	46	87
1923	37	37	45	120	161	180	113	103	70	57	53	46	85
1924	37	37	48	128	149	180	140	102	70	59	53	49	88
1925	37	34	48	114	165	160	96	77	56	43	44	39	76
1926	35	35	38	99	133	150	105	89	68	48	46	41	74
1927	35	35	35	114	144	129	84	78	51	37	43	39	69
1928	35	33	38	119	191	170	114	91	63	58	55	46	85
1929	35	34	61	140	154	154	113	89	58	48	48	41	81
1930	35	35	45	112	161	180	119	84	56	43	46	39	80
1931	35	34	43	114	145	200	150	106	72	72	53	46	89
1932	33	36	55	116	148	153	102	80	57	46	46	35	76
1933	32	33	42	113	161	148	89	84	57	39	41	38	73
1934	30	33	35	116	155	200	119	95	70	65	55	49	85
1935	37	37	51	114	175	163	111	94	62	51	50	39	82
1936	33	35	38	123	188	165	95	81	61	51	48	39	80
1937	29	31	37	106	161	160	114	75	52	69	46	41	77
1938	11	29	36	116	157	87	75	61	42	36	36	34	60
1939	29	29	39	79	172	105	88	68	48	33	39	34	64
1940	30	32	36	83	174	165	95	80	51	43	48	34	73
1941	30	29	58	119	191	122	84	69	47	39	43	36	72
1942	28	28	53	138	261	160	106	80	55	45	46	40	87
1943	32	33	35	100	183	148	109	86	61	45	46	41	77
1944	35	35	48	107	139	143	106	87	58	44	46	41	74
1945	35	34	37	122	158	167	106	85	57	45	48	41	78
1946	37	35	38	129	161	148	111	87	56	44	57	52	80
1947	39	38	48	109	136	141	107	81	58	45	61	43	76
1948	37	36	45	129	178	140	122	84	60	50	47	40	81
1949	33	33	46	134	229	187	153	106	68	56	51	40	95
1950	34	32	46	67	163	124	96	72	55	47	45	35	68

Table E-3
(Continued)

MONTHLY TRIBUTARY INFLOW BETWEEM TOKTOGUL HPP AND UCH-KUGAN (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1951	30	30	44	79	164	137	108	80	53	74	77	55	78
1952	38	39	54	48	202	180	160	105	71	60	54	45	88
1953	33	35	68	104	225	170	115	86	62	71	70	61	92
1954	44	41	70	153	177	175	150	122	83	83	64	51	101
1955	34	34	58	142	176	140	96	76	57	49	47	42	79
1956	19	24	30	108	142	121	120	79	74	56	41	33	71
1957	19	19	31	48	54	134	80	57	50	34	31	28	49
1958	42	32	51	159	172	231	273	155	92	80	71	65	119
1959	36	24	61	206	177	200	150	114	79	68	53	45	101
1960	34	27	56	124	239	190	150	104	71	65	60	48	98
1961	37	28	48	108	130	90	55	21	20	21	14	35	51
1962	32	32	55	72	115	152	94	82	58	52	53	35	69
1963	4	40	80	164	209	223	136	89	68	62	72	58	100
1964	40	41	66	157	208	201	70	163	78	70	60	46	100
1965	38	22	42	78	144	88	67	68	43	52	52	54	63
1966	72	49	67	112	166	60	114	86	58	79	66	54	82
1967	12	34	52	100	185	144	133	93	64	82	70	59	86
1968	40	39	73	91	89	130	160	79	57	40	37	40	73
1969	25	31	78	175	361	180	230	108	116	91	108	70	132
1970	41	37	48	175	200	100	60	98	61	42	49	28	78
1971	29	34	54	128	148	110	88	70	44	48	41	35	69
1972	18	86	47	117	171	134	106	47	41	33	33	25	71
1973	24	25	25	144	194	200	170	137	91	32	42	4	91
1974	15	32	33	40	68	35	19	40	27	12	34	16	31
1975	15	14	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	15	17	25	83	110	84	55	30	22	29	30	21	44
1977	18	17	28	57	68	78	43	30	22	20	28	23	36
1978	18	18	29	77	102	110	66	43	28	24	23	22	47
1979	21	21	26	95	115	119	84	46	29	28	24	26	53
1980	27	19	22	83	125	103	56	32	25	24	21	20	47
1981	18	16	28	100	101	102	78	56	39	34	30	24	52
1982	18	19	24	80	71	39	31	24	22	25	25	19	33
1983	19	25	53	89	73	49	29	25	22	29	23	16	38
1984	22	21	30	81	106	104	60	34	26	25	25	19	46
1985	18	20	32	88	125	102	58	35	29	27	28	20	49
1986	19	17	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AVG	30	31	43	108	153	139	101	79	55	47	45	37	73

Table E-4

MONTHLY TRIBUTARY FLOWS FROM KARASU-LEFT (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1976	3 9	3 5	3 4	3 8	11 9	13 1	10 3	7 7	5 9	6 1	5 6	4 6	6 7
1977	4 0	3 7	3 8	5 0	9 8	16 9	12 7	10 9	8 3	7 1	6 4	5 0	7 8
1978	3 9	3 9	4 0	7 1	15 0	19 2	16 6	13 0	9 4	8 0	6 6	5 5	9 4
1979	4 8	4 6	4 6	6 3	13 2	21 9	20 1	16 8	12 5	10 0	8 4	7 3	10 9
1980	6 1	5 3	4 8	5 9	14 8	19 8	17 6	14 1	11 0	9 3	7 3	6 3	10 2
1981	5 4	5 0	4 5	5 3	14 6	16 6	19 2	17 0	12 8	11 0	8 6	7 2	10 6
1982	6 1	5 3	5 0	6 6	9 3	8 9	8 7	7 8	7 2	7 1	6 3	5 4	7 0
1983	4 9	4 3	4 1	4 9	12 3	14 1	13 2	12 1	8 9	7 4	6 5	5 8	8 2
1984	5 0	4 3	4 1	4 7	9 9	15 6	12 2	10 0	8 6	7 5	6 4	4 5	7 8
1985	4 6	4 4	4 6	6 3	13 1	17 4	15 8	12 6	10 7	8 7	7 6	6 4	9 4
1986	13 1	11 6	14 9	10 8	10 8	15 0	13 1	12 3	8 9	9 0	7 3	6 0	11 1
1987	5 6	5 0	4 5	4 6	13 1	25 1	31 0	26 9	20 8	13 8	12 0	9 3	14 4
1988	7 5	6 8	6 0	6 9	23 9	35 1	29 9	23 1	18 1	13 8	12 0	8 6	16 0
1989	10 8	7 0	6 0	5 4	6 3	13 9	12 3	10 5	10 4	17 9	17 4	15 7	11 2
1990	7 8	7 9	7 8	10 8	17 5	18 9	17 9	14 6	12 0	9 3	8 9	7 8	11 8
1991	7 5	7 4	7 5	8 1	12 7	15 8	14 9	13 4	10 0	8 6	9 3	7 8	10 3
1992	6 7	6 4	6 7	6 9	13 1	18 1	18 3	15 3	13 1	10 1	8 9	7 8	11 0
1993	7 8	7 9	7 8	8 1	13 1	18 9	17 2	13 8	10 8	10 1	8 9	7 8	11 0
1994	8 6	9 1	9 0	8 9	17 2	20 1	18 7	11 6	10 0	9 0	8 9	8 6	11 6
1995	11 9	12 0	9 0	9 6	11 9	12 3	11 9	10 5	9 3	9 0	8 9	8 6	10 4
1996	8 6	8 4	9 0	9 6	14 9	21 6	18 7	10 8	8 9	9 0	9 6	9 0	11 5
1997	8 6	8 7	11 9	8 9	11 9	20 1	19 0	16 1	12 0	10 1	8 1	7 5	11 9
AVG	7 0	6 5	6 5	7 0	13 2	18 1	16 8	13 7	10 9	9 6	8 6	7 4	10 5

Table E-5

MONTHLY TRIBUTARY FLOWS FROM KARASU-RIGHT (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1976	11 5	13 7	21 1	79 5	97 9	71 4	44 6	22 7	15 8	22 8	24 5	16 6	36 9
1977	13 8	13 7	24 3	52 6	57 8	61 3	30 6	18 8	13 3	13 3	21 5	18 0	28 3
1978	14 3	14 2	25 3	70 3	90 3	91 0	49 0	30 4	18 5	16 4	16 7	16 5	37 8
1979	15 6	16 7	21 7	88 9	104 0	96 8	63 7	29 0	19 4	17 7	16 0	18 9	42 4
1980	20 4	14 2	17 7	76 9	113 0	83 3	38 9	18 0	14 3	14 1	14 1	14 0	36 6
1981	12 6	11 1	23 6	48 8	86 8	85 8	58 3	39 2	26 1	22 9	19 3	16 3	37 7
1982	15 0	13 3	19 1	73 7	61 5	29 6	22 5	16 6	14 4	18 1	18 3	15 2	26 5
1983	13 5	14 7	20 6	48 3	76 8	58 8	35 3	17 6	16 5	14 6	16 1	17 5	29 2
1984	16 5	16 3	25 8	76 6	96 6	88 6	47 8	24 4	17 2	17 8	18 3	16 4	38 6
1985	13 9	16 1	27 4	81 7	112 0	84 9	40 8	22 8	17 9	16 7	19 3	15 4	39 1
AVG	14 7	14 4	22 7	69 7	89 7	75 2	43 2	24 0	17 3	17 4	18 4	16 5	35 3

Table E-6

MONTHLY INFLOW TO CHARDARA RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1980	184	605	598	445	579	241	217	269	184	163	148	110	310
1981	145	262	502	531	691	377	522	410	201	213	173	175	351
1982	327	634	493	293	322	429	377	245	145	180	195	367	332
1983	279	290	384	283	647	394	87	138	121	120	174	139	255
1984	120	406	814	376	445	306	232	172	149	160	197	217	299
1985	324	584	434	492	479	277	223	150	175	232	278	207	319
1986	212	399	576	508	368	229	110	110	137	226	282	287	286
1987	171	372	550	775	598	515	354	203	228	285	363	637	421
1988	666	830	590	842	995	714	432	381	594	613	589	511	644
1989	389	581	620	228	612	413	487	279	277	325	429	458	425
1990	387	710	616	544	700	522	246	202	276	366	630	520	474
1991	610	845	654	377	491	389	357	236	287	303	371	551	454
1992	691	681	750	489	324	588	330	214	244	287	639	757	498
1993	510	826	1075	744	1248	1131	408	228	340	369	653	999	710
1994	1250	1154	1373	1217	1100	729	399	207	311	482	869	886	829
1995	712	484	768	472	248	143	185	143	164	231	370	476	366
1996	689	774	771	618	461	504	325	143	193	414	564	749	515
1997	1001	1095	1066	448	452	330	118	98	113	172	472	712	503
1998	932	929	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AVG	505	656	702	538	598	457	301	213	230	286	411	487	444

Table E-7

MONTHLY OUTFLOW FROM TOKTOGUL RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1974	-	-	-	-	254	313	553	676	258	218	125	75	311
1975	80	161	198	130	530	521	530	515	113	105	109	79	257
1976	189	192	166	521	501	558	560	526	164	85	9	75	296
1977	103	188	227	240	598	798	945	550	183	69	3	3	327
1978	25	88	99	193	287	680	711	729	204	89	0	170	274
1979	209	162	200	134	133	279	493	626	345	176	112	173	255
1980	234	287	174	209	256	501	745	640	312	176	124	185	321
1981	170	255	191	285	703	776	845	567	271	173	179	253	390
1982	229	231	197	261	774	910	1070	949	251	183	177	191	454
1983	210	193	183	385	658	724	799	633	151	86	60	129	352
1984	228	237	229	230	633	830	986	688	146	68	68	250	385
1985	197	169	164	141	360	690	819	747	194	113	104	144	322
1986	203	278	275	356	618	584	916	715	178	106	124	144	376
1987	134	196	146	143	79	100	583	300	150	160	148	185	194
1988	186	172	189	249	378	579	914	691	513	264	250	278	390
1989	301	303	276	298	443	937	1180	952	315	231	243	245	479
1990	274	301	215	200	146	374	746	836	253	295	317	356	361
1991	387	309	208	286	510	776	903	628	239	207	300	394	430
1992	362	345	363	291	350	533	531	531	244	278	384	440	388
1993	445	442	372	239	240	246	320	349	269	295	386	466	339
1994	515	617	578	573	345	390	422	408	424	327	373	583	462
1995	628	616	607	359	230	386	803	414	185	299	391	631	463
1996	629	595	525	327	216	592	524	482	220	351	465	616	461
1997	644	617	507	286	272	758	633	486	161	167	451	532	459
AVG	286	302	273	275	396	576	730	610	239	188	204	275	194

Table E-8

MONTHLY FLOWS AT UCH-KURGAN STATION ON NARYN RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	199	191	232	311	767	1150	575	560	293	215	190	179	406
1956	156	174	192	341	863	915	1090	521	307	226	188	164	430
1957	167	163	184	212	275	760	552	357	176	135	135	129	271
1958	139	99	126	387	551	1100	1140	534	288	236	210	189	418
1959	189	171	170	597	725	1180	1110	658	441	328	261	219	506
1960	185	188	211	373	851	1330	1260	623	367	287	257	198	513
1961	178	165	174	335	652	512	430	364	249	194	200	142	300
1962	109	119	139	175	343	721	563	394	215	171	173	150	273
1963	125	126	149	327	647	1090	671	373	219	201	225	181	362
1964	131	129	177	298	461	1110	1120	685	302	267	270	203	431
1965	114	111	124	179	404	415	467	351	187	213	321	134	253
1966	115	122	150	372	672	1640	864	640	353	307	360	152	480
1967	107	118	143	331	503	847	609	404	211	217	218	147	322
1968	107	109	151	305	616	1030	782	485	199	162	191	156	359
1969	117	138	237	448	1170	1910	1600	772	333	336	276	205	631
1970	156	153	157	411	790	1070	832	572	367	230	222	198	431
1971	147	147	198	340	597	1160	632	387	224	179	204	162	365
1972	129	129	168	234	503	703	584	420	250	211	236	197	315
1973	129	144	170	342	734	1290	903	409	238	191	153	150	405
1974	114	108	152	166	217	232	377	465	198	209	137	83	206
1975	70	125	169	157	430	428	387	391	100	74	154	116	218
1976	155	167	166	539	510	433	374	347	119	88	36	76	251
1977	80	138	161	189	456	638	671	370	97	55	27	22	243
1978	33	67	88	191	247	527	457	474	140	84	20	141	207
1979	172	140	166	178	178	254	350	408	241	157	105	155	209
1980	193	262	167	237	281	395	542	472	227	170	139	177	272
1981	148	206	192	315	730	727	695	453	211	182	199	248	360
1982	238	251	227	264	678	743	823	748	188	192	208	217	400
1983	232	178	176	359	673	660	669	504	109	77	79	153	324
1984	217	233	234	270	646	762	835	570	98	51	72	250	355
1985	201	181	170	205	363	582	616	579	133	110	124	151	286
1986	182	255	262	335	667	564	804	612	120	112	139	181	354
1987	143	194	182	259	209	170	603	268	181	176	174	195	230
1988	219	223	226	348	533	710	916	630	493	267	281	278	428
1989	338	326	297	266	464	862	1080	818	257	204	252	252	453
1990	279	288	246	239	260	362	655	703	232	286	311	332	351
1991	381	307	231	323	518	731	812	480	187	200	268	346	400
1992	347	340	345	296	435	479	419	427	193	258	325	413	357
1993	411	397	380	305	362	323	271	273	231	272	369	462	338
1994	486	545	567	607	435	380	371	330	376	308	380	570	446
1995	604	583	563	322	203	295	590	261	121	212	298	537	382
1996	564	534	474	338	244	546	427	361	173	283	414	553	409
1997	570	525	417	260	243	370	465	354	110	115	354	471	354
AVG	211	216	221	309	514	747	698	484	227	196	213	224	356

Table E-9

MONTHLY FLOWS AT KAL OF SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	367	306	428	447	945	1410	566	533	355	383	411	399	547
1956	338	324	394	561	1070	969	1050	503	331	372	364	324	552
1957	306	300	338	317	262	880	521	277	191	267	360	339	363
1958	299	227	244	786	858	1500	1400	533	304	414	416	402	617
1959	352	295	325	934	887	1340	1060	548	447	437	437	391	622
1960	321	310	350	619	1380	1570	1260	461	379	456	506	393	669
1961	356	289	291	447	723	425	289	256	218	298	368	274	353
1962	181	164	165	196	362	648	396	271	159	254	315	299	285
1963	209	179	234	512	798	1110	547	236	168	276	416	332	419
1964	241	243	291	572	651	1180	1080	588	321	390	437	290	525
1965	241	213	198	220	376	260	289	215	132	299	473	247	264
1966	164	248	295	614	1030	1960	830	521	365	469	480	277	605
1967	178	183	194	360	689	856	520	250	143	361	393	255	366
1968	161	155	205	399	729	1010	587	290	126	277	326	284	380
1969	238	266	622	840	1860	2460	1880	899	415	612	643	494	940
1970	321	284	278	666	1040	1040	840	496	387	459	457	374	555
1971	327	292	237	456	667	1090	425	226	201	354	370	221	405
1972	180	268	300	291	643	675	528	308	274	387	437	304	383
1973	219	248	264	540	1080	1430	818	303	278	328	342	215	506
1974	231	231	235	153	134	56	128	298	180	327	244	136	196
1975	129	162	192	183	361	314	178	240	131	129	209	132	197
1976	154	193	222	711	659	270	121	142	136	193	217	148	264
1977	141	193	183	139	431	715	460	213	128	211	260	149	269
1978	135	163	194	268	279	414	244	322	130	166	196	234	229
1979	188	200	172	415	437	458	252	310	217	273	316	240	290
1980	199	345	234	225	345	259	374	365	197	281	336	192	279
1981	166	219	192	328	654	629	502	334	188	259	360	259	341
1982	272	263	189	183	558	528	525	590	173	302	372	355	360
1983	251	144	135	280	634	493	421	363	154	176	231	263	297
1984	217	259	323	208	524	545	577	386	119	152	234	386	329
1985	277	249	169	204	299	389	369	420	120	214	277	168	263
1986	169	311	236	260	594	396	537	418	87	200	262	297	315
1987	199	214	194	370	284	376	597	197	190	375	563	533	342
1988	399	404	347	548	885	831	802	539	507	414	503	498	557
1989	479	445	293	205	464	764	895	682	265	308	457	455	477
1990	389	345	251	243	308	266	539	560	248	408	575	540	390
1991	489	411	325	306	538	656	650	368	197	328	495	610	448
1992	492	425	390	301	617	467	349	360	210	387	544	663	434
1993	531	522	470	317	705	654	306	259	223	415	731	860	499
1994	813	829	808	739	736	390	425	262	478	380	681	934	622
1995	843	791	637	350	211	200	456	226	142	277	508	834	455
1996	744	756	625	504	328	614	331	259	183	370	744	907	529
1997	789	719	501	358	232	342	357	259	119	153	504	753	422
Avg	318	316	306	409	634	764	588	374	231	321	413	387	422

Table E-10

MONTHLY FLOWS AT AKDZHAR STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	430	363	499	468	938	1490	617	563	356	383	425	419	580
1956	366	358	453	608	1090	970	1020	505	367	404	401	384	579
1957	379	368	415	380	293	952	565	341	243	338	440	402	426
1958	353	301	325	867	993	1550	1430	576	339	458	481	470	680
1959	410	366	416	982	921	1380	1130	609	513	497	499	471	684
1960	384	385	437	633	1370	1510	1270	501	424	472	513	433	696
1961	389	353	360	496	716	464	291	287	258	309	361	305	383
1962	246	231	235	244	402	690	426	300	206	294	362	341	332
1963	268	256	318	549	817	1100	578	278	222	311	447	371	460
1964	296	311	371	586	666	1150	1110	624	377	401	442	342	557
1965	311	303	286	274	417	293	296	257	182	335	462	275	308
1966	221	328	372	626	1010	1800	834	579	446	544	488	357	634
1967	281	294	305	423	734	931	550	323	219	414	450	334	439
1968	259	272	303	434	769	1070	635	372	218	351	397	376	455
1969	331	352	804	976	1890	2470	1670	909	736	694	734	555	1013
1970	414	363	356	719	1100	1040	887	589	521	543	530	475	629
1971	416	389	395	562	777	1280	597	347	305	388	400	325	515
1972	312	360	423	440	792	789	643	357	333	439	483	381	480
1973	323	372	386	644	1050	1270	847	389	357	401	376	287	559
1974	312	332	350	256	216	122	170	349	274	365	294	210	271
1975	192	270	310	261	419	346	218	247	181	166	254	199	255
1976	248	329	308	793	712	338	192	214	224	270	286	228	345
1977	209	309	306	217	490	809	505	274	201	263	319	231	344
1978	228	273	307	356	331	476	309	356	242	250	254	310	308
1979	317	354	302	514	553	530	328	415	346	341	365	343	392
1980	334	485	403	378	497	371	471	493	308	378	382	318	401
1981	328	413	371	461	768	747	607	482	304	378	435	379	473
1982	463	453	364	335	687	660	610	694	267	399	451	442	486
1983	373	304	279	382	725	597	510	517	254	254	305	380	408
1984	368	433	536	372	659	672	726	548	219	238	326	494	467
1985	432	397	356	395	467	533	497	566	224	315	368	294	404
1986	347	458	330	342	693	464	579	494	145	264	313	352	399
1987	280	339	329	470	396	494	710	326	293	506	712	655	460
1988	585	597	504	687	1060	953	960	673	620	537	594	587	697
1989	590	598	478	345	572	827	950	756	361	420	540	542	582
1990	493	524	419	398	439	338	606	636	344	494	649	605	496
1991	601	563	461	425	625	708	707	455	280	426	570	683	542
1992	589	569	515	426	770	569	477	464	311	507	632	721	546
1993	653	697	632	465	854	739	392	346	301	529	805	879	607
1994	841	883	898	811	861	479	503	354	540	501	773	997	703
1995	909	880	731	446	285	233	496	311	220	381	589	882	529
1996	857	849	728	642	430	649	397	328	258	482	795	957	613
1997	876	788	640	502	311	406	407	340	197	253	608	822	511
AVG	414	428	426	502	711	820	645	450	315	393	472	461	503

Table E-11

MONTHLY FLOWS AT KZYLKISHLAK STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	436	410	525	549	977	1600	627	579	385	418	465	477	621
1956	412	410	481	626	1080	1080	1020	558	381	405	426	436	611
1957	420	429	389	426	349	526	612	489	242	307	423	409	418
1958	378	317	221	282	828	1240	1460	620	390	325	441	410	578
1959	702	560	603	703	966	1060	979	621	459	524	604	526	693
1960	532	503	606	599	1210	1270	1100	651	560	445	549	529	714
1961	537	596	326	311	684	579	390	382	197	191	221	268	389
1962	267	192	168	273	393	478	606	473	212	136	165	263	303
1963	307	269	183	284	856	1060	848	644	244	226	285	373	466
1964	418	297	285	647	738	675	818	790	509	450	458	459	547
1965	317	207	201	275	588	613	451	381	155	160	166	348	323
1966	243	240	336	552	1060	1540	887	642	511	450	456	430	614
1967	427	366	362	549	550	687	632	664	351	207	260	311	448
1968	311	309	238	331	640	994	712	585	307	397	304	419	463
1969	310	365	844	1310	1550	2220	1540	865	547	543	715	778	968
1970	754	402	330	375	1000	916	791	643	515	489	493	496	602
1971	509	517	282	469	693	1060	780	694	229	207	249	474	514
1972	229	419	441	488	594	800	691	693	320	245	302	378	467
1973	462	340	331	563	983	1100	994	853	337	286	270	326	572
1974	244	198	175	274	402	641	516	403	175	106	170	296	301
1975	96	81	105	210	768	623	497	281	133	101	148	300	280
1976	201	97	102	419	576	745	621	496	166	97	99	269	325
1977	274	115	121	288	649	1000	776	322	160	87	91	250	346
1978	209	112	101	166	572	776	691	509	177	97	93	104	302
1979	303	155	95	397	600	557	673	631	222	103	98	225	340
1980	369	516	439	380	609	637	766	585	218	119	128	316	424
1981	244	179	398	507	781	838	984	660	219	148	121	360	456
1982	514	526	361	380	796	987	997	705	207	107	98	283	497
1983	440	333	292	542	884	841	672	563	152	96	97	132	421
1984	310	424	661	391	720	783	803	582	160	114	111	109	431
1985	185	408	455	307	674	694	755	612	152	123	103	285	397
1986	270	228	515	648	654	579	637	552	139	114	130	158	387
1987	328	309	293	308	333	620	705	634	210	130	136	628	388
1988	651	571	496	782	991	1020	1010	839	627	496	497	511	708
1989	394	442	566	458	876	884	1050	733	280	236	235	326	542
1990	392	542	448	376	477	690	819	649	251	234	412	451	478
1991	536	579	535	442	658	784	943	688	290	212	220	432	527
1992	655	577	644	472	527	704	775	663	248	206	577	504	546
1993	510	672	777	425	727	831	775	657	357	280	461	735	601
1994	976	891	989	901	699	785	747	550	322	487	689	541	714
1995	869	986	801	510	395	405	588	422	185	233	447	689	542
1996	656	775	876	607	552	547	634	568	259	436	–	–	–
1997	1030	966	855	388	353	454	556	451	168	251	478	–	–
AVG	433	415	424	470	721	859	789	595	287	256	300	372	471

Table E-12

MONTHLY FLOWS AT CHINAZ STATION ON SYR DARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1961	406	485	378	488	644	412	131	156	163	236	267	258	334
1962	274	291	221	216	380	392	337	223	154	177	220	320	267
1963	257	279	303	457	1060	1060	560	427	282	298	404	477	490
1964	386	343	533	1020	1030	713	655	533	515	537	600	552	619
1965	373	339	342	343	360	333	122	124	123	249	313	310	277
1966	240	324	459	648	1150	1490	682	380	489	485	491	290	594
1967	398	399	298	566	602	472	208	306	280	292	347	251	367
1968	254	363	322	577	714	987	483	215	258	457	370	491	457
1969	518	629	1560	2410	3140	3770	2380	998	702	888	1100	1060	1600
1970	970	607	525	718	946	791	443	289	544	568	607	481	624
1971	581	698	452	629	629	835	295	257	199	223	242	302	443
1972	246	456	632	737	743	639	323	277	306	317	378	273	443
1973	512	515	516	742	1080	935	544	434	332	336	296	193	536
1974	214	308	231	213	136	135	122	64	81	77	80	79	144
1975	84	139	173	68	356	283	103	52	66	73	91	92	132
1976	106	166	171	497	406	372	129	100	105	103	126	88	197
1977	131	117	153	69	217	568	313	82	84	144	153	149	182
1978	153	203	231	230	475	592	275	169	144	135	166	153	244
1979	237	350	336	746	907	554	337	296	238	130	201	196	377
1980	163	560	560	413	573	227	247	259	185	155	145	104	298
1981	133	227	493	513	660	390	521	378	184	201	166	161	337
1982	315	633	451	261	298	465	363	237	133	132	198	296	313
1983	221	241	364	280	633	400	85	139	115	113	174	133	241
1984	109	393	827	386	471	308	223	163	141	173	193	214	300
1985	280	484	331	397	478	223	162	116	96	135	160	90	244
1986	96	214	472	441	354	220	101	102	112	170	194	191	222
1987	102	301	438	708	577	499	327	168	179	214	289	574	365
1988	592	784	522	803	948	643	393	351	564	551	562	431	593
1989	299	491	580	192	615	428	484	268	248	259	332	361	380
1990	285	616	527	445	629	501	237	176	240	322	553	450	413
1991	487	692	543	290	487	356	339	205	236	232	293	455	383
1992	586	563	634	370	762	575	331	213	234	262	584	664	481
1993	460	708	964	572	1100	1110	369	199	286	304	557	924	629
1994	1210	1120	1300	1140	1040	736	414	199	301	437	771	766	784
1995	886	1020	952	310	181	139	210	136	137	181	275	630	419
1996	559	712	970	518	335	447	226	122	154	365	475	695	464
1997	868	914	897	293	325	281	113	105	107	140	386	649	421
AVG	378	478	531	533	688	629	367	241	236	272	345	373	422

Table E-13

MONTHLY FLOWS AT UCHTEPE OF KARADARYA RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	138	94	169	155	270	313	83	64	71	148	185	180	156
1956	132	102	144	229	314	159	107	54	53	122	146	116	140
1957	96	94	121	109	52	186	66	44	51	107	182	169	106
1958	127	75	88	416	324	399	298	79	86	165	164	156	198
1959	153	95	120	351	210	213	121	82	90	130	182	150	158
1960	101	99	122	230	530	327	156	79	87	125	190	117	181
1961	103	70	62	111	138	66	60	67	72	93	115	100	88
1962	57	53	59	82	96	94	64	71	74	85	122	113	81
1963	73	63	102	211	222	181	77	69	72	86	136	93	115
1964	79	68	103	252	215	219	170	89	98	108	134	73	134
1965	64	63	66	68	70	63	75	81	70	105	151	75	79
1966	64	121	170	253	387	497	193	122	142	201	165	122	203
1967	104	102	118	146	227	160	102	73	72	98	119	89	118
1968	72	68	89	108	130	154	76	74	64	104	96	95	94
1969	88	83	218	262	604	603	361	197	140	220	228	181	266
1970	121	116	137	289	310	248	205	163	216	268	205	179	205
1971	155	138	125	208	218	234	119	100	111	158	130	106	150
1972	100	169	183	154	206	183	127	99	124	220	195	164	160
1973	118	157	131	301	308	222	158	127	113	131	146	110	168
1974	132	122	107	94	85	60	58	72	71	81	76	63	85
1975	58	67	75	82	77	77	68	60	55	63	82	59	68
1976	59	71	86	162	176	78	57	65	67	98	122	67	92
1977	54	70	76	59	145	201	80	69	63	116	154	72	97
1978	63	80	95	140	135	132	94	91	76	88	121	112	102
1979	94	102	93	258	264	339	163	149	121	110	140	106	162
1980	85	106	88	105	170	117	109	122	88	99	111	79	107
1981	74	80	75	132	130	153	120	141	95	113	128	102	112
1982	125	120	97	94	116	99	86	97	85	109	135	112	106
1983	93	61	60	74	127	87	73	95	77	98	113	100	88
1984	63	60	87	76	90	78	89	94	68	85	124	128	87
1985	106	89	67	94	107	90	95	100	72	104	132	89	95
1986	68	58	65	78	71	61	58	59	55	92	103	121	74
1987	78	59	65	172	149	300	217	98	82	191	296	243	163
1988	173	158	152	309	472	296	143	87	72	120	156	156	191
1989	137	138	80	95	130	90	89	85	75	99	132	126	106
1990	98	72	82	121	129	88	98	86	79	112	145	129	103
1991	94	67	82	95	99	101	94	93	84	103	131	137	99
1992	102	75	75	110	203	110	133	130	90	123	133	129	118
1993	91	107	107	128	335	444	227	170	99	122	204	193	186
1994	156	148	181	181	332	146	234	115	108	95	167	176	170
1995	105	89	92	123	96	86	94	83	78	101	117	127	99
1996	100	108	102	231	144	123	100	99	86	114	148	151	125
1997	116	93	111	137	121	100	90	86	70	73	116	135	104
AVG	99	94	105	165	203	185	123	95	86	121	146	123	129

Table E-14

MONTHLY FLOWS AT IRTASH STATION ON AKCHANGARAN RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1959	-	-	-	-	-	-	20 4	10 5	5 5	4 2	5 3	5 2	-
1960	5 9	11 4	13 3	54 2	129 0	105 0	37 5	14 2	7 8	4 6	4 8	4 2	32 7
1961	3 7	3 6	9 6	42 2	62 5	19 0	8 0	5 0	3 5	3 5	3 7	3 5	14 0
1962	3 6	4 6	10 5	30 0	49 5	44 0	13 5	5 0	4 0	4 0	5 0	4 9	14 9
1963	5 0	8 6	16 5	76 5	76 0	48 0	17 5	9 5	6 8	5 2	5 9	5 9	23 4
1964	4 9	5 1	23 9	50 0	90 5	53 5	17 8	9 0	6 0	4 5	4 2	4 0	22 9
1965	3 9	3 5	6 1	24 0	53 0	15 0	6 5	3 7	3 5	6 3	18 0	5 6	12 5
1966	4 9	10 0	26 0	61 5	106 0	70 0	26 0	17 0	9 8	7 2	5 0	5 3	29 1
1967	4 3	4 6	10 2	46 0	52 5	30 0	11 3	5 5	4 7	6 2	6 3	5 0	15 6
1968	4 5	4 7	15 7	59 0	80 0	62 0	23 0	11 5	6 5	5 1	6 7	8 2	24 0
1969	5 7	5 9	56 0	124 0	183 0	118 0	53 5	24 5	11 5	13 3	12 6	6 2	51 4
1970	5 3	6 7	10 0	67 6	69 5	27 0	12 6	7 7	5 0	4 6	4 6	5 6	18 9
1971	4 4	4 3	20 0	55 1	70 6	33 4	12 2	6 3	4 6	3 8	3 9	3 8	18 6
1972	3 6	3 4	11 2	49 2	94 4	63 3	23 8	10 1	5 4	4 7	6 5	4 2	23 4
1973	3 7	7 0	11 1	53 9	85 2	43 3	14 3	6 3	4 7	4 4	3 6	2 9	20 1
1974	2 9	3 0	7 8	28 7	30 2	12 5	6 1	3 9	3 4	3 3	3 5	3 2	9 1
1975	3 2	3 0	10 6	54 2	45 9	24 7	8 9	4 7	3 8	3 5	3 7	3 6	14 1
1976	3 5	4 3	6 1	65 8	77 1	27 9	11 1	5 3	4 2	8 1	7 1	4 8	18 8
1977	4 2	5 0	16 9	53 5	32 6	27 5	9 5	4 6	3 5	8 2	10 4	6 3	15 2
1978	5 5	6 3	11 6	74 6	81 3	37 1	16 6	8 0	5 1	4 6	4 1	6 0	21 8
1979	5 3	6 4	12 0	98 9	101 0	79 9	28 3	11 3	6 3	4 8	4 1	4 1	30 2
1980	3 3	4 1	9 6	75 8	88 4	31 4	12 7	6 0	4 2	4 1	4 4	3 7	20 7
1981	2 8	3 1	10 3	53 3	76 7	28 5	15 0	7 7	5 3	4 5	3 9	3 8	18 0
1982	3 2	3 0	5 1	46 5	32 6	8 3	5 1	3 5	4 0	6 3	6 6	4 2	10 7
1983	3 9	4 1	5 8	37 6	44 8	20 4	11 2	4 6	3 4	3 1	3 5	3 0	12 1
1984	2 7	2 6	13 4	58 1	62 6	38 6	11 9	4 7	3 3	3 1	4 6	3 9	17 5
1985	3 3	5 8	17 7	58 0	74 3	45 8	15 8	6 3	3 3	4 2	5 4	4 9	20 4
1986	3 9	3 9	5 4	34 1	40 9	21 6	8 7	4 4	3 6	4 7	4 0	5 3	11 7
1987	5 7	7 4	18 8	61 0	103 0	62 5	24 9	10 7	5 6	4 5	5 6	4 1	26 2
1988	4 4	5 1	11 0	67 9	79 4	49 2	20 5	8 9	4 9	5 3	6 5	5 0	22 4
1989	4 2	3 8	10 8	29 8	58 9	34 9	11 9	5 1	3 3	5 0	5 5	8 8	15 2
1990	5 0	5 7	13 7	43 1	119 0	67 5	19 5	6 3	2 9	5 6	6 2	3 0	24 9
1991	2 9	4 2	11 2	46 2	49 3	38 2	17 2	7 1	4 5	4 1	3 2	4 1	16 0
1992	3 0	5 0	6 0	57 3	103 0	74 5	30 7	5 0	2 8	3 0	3 3	3 5	24 8
1993	2 3	7 5	8 5	62 1	115 0	72 9	20 0	10 7	5 6	4 8	20 8	10 6	28 4
1994	8 7	6 4	30 7	89 3	152 0	80 7	29 3	9 5	5 9	4 4	20 1	10 7	37 4
1995	4 9	6 2	10 2	50 0	59 3	27 3	11 1	4 5	4 4	6 0	4 8	3 8	16 1
1996	4 0	4 9	10 0	50 4	78 0	60 0	21 0	11 2	5 3	5 3	4 7	3 7	21 6
1997	3 9	4 3	8 1	49 3	53 3	35 1	13 5	5 1	4 2	2 7	2 9	3 6	15 5
AVG	4 1	5 1	13 1	54 8	75 9	44 6	17 4	7 8	4 9	5 0	6 3	4 9	20 3

Table E-15

MONTHLY FLOWS AT SOLDATSKOE STATION ON AKCHANGARAN RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	12 2	14 2	33 1	60 3	76 7	53 5	13 6	6 6	7 3	11 6	11 5	11 4	26 0
1956	15 1	20 2	40 0	120 0	101 0	26 9	14 1	5 7	9 0	13 0	11 4	13 3	32 5
1957	14 3	12 4	36 2	39 7	7 0	42 7	9 4	2 6	3 0	7 8	11 8	14 3	16 7
1958	25 8	32 6	42 9	129 0	149 0	104 0	35 4	17 8	17 9	39 7	28 1	36 5	54 9
1959	33 4	32 9	64 4	227 0	154 0	80 4	21 0	13 9	20 3	16 6	17 1	19 5	58 3
1960	22 5	36 3	53 0	113 0	241 0	141 0	13 3	5 5	13 1	18 4	18 4	18 7	57 9
1961	16 6	13 9	24 0	36 6	33 6	4 4	2 2	2 1	3 0	6 5	14 1	18 1	14 6
1962	15 3	13 0	6 5	2 8	12 2	16 3	5 7	4 1	3 8	7 5	8 6	7 6	8 6
1963	7 5	13 3	28 1	87 9	68 2	20 4	2 3	2 7	8 4	11 7	15 0	16 1	23 4
1964	14 9	17 5	56 1	91 5	95 3	14 6	7 5	3 7	7 8	11 6	35 2	15 2	30 9
1965	14 2	10 4	8 6	6 6	1 9	2 3	2 4	2 1	2 2	9 0	20 2	13 3	7 7
1966	9 8	10 2	27 0	49 2	91 1	24 5	3 6	4 7	19 6	27 4	35 6	16 8	26 7
1967	8 4	8 9	8 5	24 7	31 8	6 2	2 9	2 9	4 6	11 5	13 5	19 7	12 0
1968	12 5	4 2	15 5	69 1	88 5	52 6	7 2	4 0	3 3	9 9	28 3	36 0	27 7
1969	14 9	3 9	-	-	-	151 0	25 4	17 7	34 7	37 8	39 0	41 5	-
1970	33 1	11 9	19 0	63 4	39 4	5 7	4 7	4 2	14 7	14 9	16 1	9 0	19 7
1971	4 8	5 7	24 2	27 6	41 9	8 5	5 3	3 9	12 9	11 8	10 4	11 2	14 1
1972	7 0	12 0	12 8	85 5	125 0	15 0	6 0	4 6	7 0	10 4	19 5	13 9	26 6
1973	6 4	13 1	30 2	78 8	98 3	11 1	5 4	4 2	10 7	5 8	4 5	7 7	23 1
1974	9 7	10 5	9 3	2 5	2 9	2 3	2 1	11 7	2 2	1 5	1 6	4 7	5 1
1975	5 3	5 9	13 2	4 8	2 2	2 8	30 1	13 0	4 5	1 9	2 9	4 2	7 6
1976	2 8	2 0	6 2	78 8	38 2	5 1	4 1	5 0	3 3	5 2	11 1	10 5	14 3
1977	10 0	16 6	12 9	3 8	3 7	3 8	7 2	8 4	3 2	13 7	17 3	14 0	9 5
1978	18 3	16 7	33 1	126 0	70 7	16 6	10 6	23 4	17 3	25 9	9 6	20 5	32 4
1979	30 1	39 0	32 7	230 0	162 0	57 1	12 2	13 8	16 2	8 7	18 1	14 5	52 7
1980	12 2	12 6	24 4	67 8	64 4	8 6	3 0	6 3	7 4	10 8	7 0	3 0	19 0
1981	3 5	2 6	5 4	26 3	43 1	11 3	6 0	6 4	3 8	4 9	3 8	5 9	10 3
1982	6 5	5 9	7 4	5 7	7 0	4 6	5 5	4 6	5 1	8 2	9 8	10 9	6 8
1983	17 6	18 0	15 5	3 2	5 0	1 9	1 6	1 8	2 3	1 5	4 1	7 3	6 6
1984	7 2	7 7	15 5	6 2	6 0	3 2	2 8	3 6	5 3	3 1	5 9	11 5	6 5
1985	11 5	20 8	35 6	63 1	26 3	8 1	4 1	7 9	10 1	6 2	4 0	11 0	17 3
1986	16 7	10 4	5 6	2 1	1 4	1 8	2 2	1 8	2 0	9 9	9 2	13 6	6 4
1987	13 6	12 9	56 4	213 0	154 0	54 4	15 2	14 3	8 3	12 7	41 5	28 2	52 1
1988	21 9	29 2	35 4	59 0	73 2	21 6	6 2	6 0	7 4	23 9	26 6	13 6	27 0
1989	10 9	8 6	10 5	5 3	5 0	3 7	5 4	2 9	3 5	5 8	12 7	30 3	8 7
1990	23 2	25 2	49 9	73 5	175 0	17 6	5 2	5 5	4 2	9 9	18 9	17 9	35 7
1991	14 9	14 4	16 2	30 8	29 5	2 9	6 0	3 7	10 5	9 9	10 0	28 6	14 8
1992	31 3	27 4	42 2	61 4	148 0	32 7	13 0	4 8	3 9	5 0	13 0	22 5	33 9
1993	21 2	55 7	101 0	119 0	204 0	126 0	13 2	6 0	6 8	22 4	38 4	47 0	63 4
1994	44 3	42 7	71 7	136 0	154 0	61 7	14 3	9 4	8 7	12 5	56 0	****	59 9
1995	77 2	40 5	54 8	16 4	27 9	4 5	5 7	3 6	3 4	4 0	2 2	1 7	20 1
1996	1 5	1 8	44 9	137 0	61 3	47 3	23 9	3 1	2 4	5 3	2 2	2 6	27 8
1997	6 3	15 8	31 4	5 1	43 7	14 8	8 1	3 6	4 1	2 8	3 7	9 8	12 5
AVG	16 4	17 0	29 3	64 9	68 9	30 1	9 2	6 6	8 1	11 6	16 0	18 2	24 0

Table E–16

MONTHLY FLOWS OF CHIRCHIK AFFLUX IN CHARVAK RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	61	58	74	139	340	528	322	238	121	84	72	65	176
1956	55	50	67	220	446	433	444	215	133	89	70	58	191
1957	53	46	61	100	180	368	257	166	100	80	70	61	129
1958	55	55	94	349	491	764	713	324	172	110	85	76	275
1959	66	60	82	427	564	688	568	343	204	130	108	92	279
1960	80	84	94	211	614	836	683	331	186	122	97	79	286
1961	67	60	72	143	336	317	249	186	120	85	71	63	148
1962	60	57	81	152	269	472	387	215	132	91	87	72	173
1963	67	70	92	282	380	627	403	225	135	97	89	79	212
1964	70	62	103	220	428	607	503	262	147	101	82	70	222
1965	60	56	64	111	312	302	223	164	95	99	122	84	141
1966	70	74	113	236	457	713	446	265	154	103	76	70	232
1967	61	56	72	179	334	517	331	206	132	104	86	73	180
1968	64	59	100	256	415	646	540	284	138	99	92	79	232
1969	65	59	146	365	830	1120	899	470	245	184	169	125	392
1970	118	104	100	239	392	509	339	240	155	107	87	71	205
1971	63	60	99	236	372	590	332	213	124	81	69	58	192
1972	52	50	60	166	376	548	466	246	141	100	88	72	198
1973	59	56	71	216	439	733	387	224	122	88	73	62	211
1974	57	54	60	114	238	348	238	146	91	72	58	49	127
1975	47	44	56	184	244	370	251	164	99	69	57	51	137
1976	45	41	43	175	361	424	287	184	111	88	79	62	159
1977	53	50	75	188	264	465	292	164	116	98	95	75	162
1978	65	60	73	274	438	564	473	229	145	92	96	78	216
1979	69	67	77	346	477	725	591	279	137	97	80	69	252
1980	62	61	70	245	419	488	346	193	125	88	80	66	187
1981	61	56	80	187	437	403	411	207	126	91	71	61	183
1982	56	53	59	178	304	240	197	151	93	85	76	64	130
1983	58	55	60	136	275	376	330	209	114	81	72	63	153
1984	52	49	72	188	335	614	375	209	113	82	73	64	186
1985	58	65	76	257	492	610	389	194	113	85	71	64	207
1986	56	52	56	140	269	378	290	162	107	85	70	67	145
1987	58	61	93	265	528	673	588	322	159	111	93	72	253
1988	60	58	67	217	396	606	414	210	131	90	78	66	200
1989	60	54	65	116	259	450	326	186	117	91	77	83	157
1990	62	60	90	210	613	769	403	237	141	105	91	72	238
1991	64	58	69	162	243	444	350	192	124	89	69	59	161
1992	51	50	57	202	372	504	451	201	133	95	78	67	189
1993	50	67	72	215	498	712	517	233	143	92	112	80	233
1994	72	61	92	237	544	675	490	260	154	107	133	116	246
1995	86	78	90	169	413	425	330	212	129	101	81	70	183
1996	60	59	63	196	344	571	446	246	134	102	83	69	198
1997	63	60	71	226	372	503	343	189	122	87	73	63	181
AVG	62	59	77	211	398	550	410	228	133	96	85	71	199

Table E-17

MONTHLY FLOWS AT HODJIKENT STATION ON UGAM RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	5 5	5 9	12 6	28 8	49 1	46 6	25 5	14 1	9 4	7 7	7 1	7 3	18 4
1956	7 1	7 5	12 4	42 5	47 9	37 6	26 3	11 4	8 3	6 8	6 1	5 6	18 3
1957	5 2	5 2	9 0	16 4	21 6	34 0	17 9	9 7	6 7	6 0	6 5	6 3	12 1
1958	6 2	6 8	20 6	81 7	59 2	70 4	50 3	27 7	16 8	11 5	9 5	10 7	31 0
1959	8 8	8 8	20 4	75 4	65 2	54 4	36 6	19 5	12 1	9 2	10 1	9 2	27 5
1960	9 1	13 4	18 5	43 8	57 3	66 1	55 4	24 0	16 0	12 5	9 5	8 6	27 9
1961	7 0	6 6	13 0	30 5	37 8	28 0	16 1	11 0	7 7	6 7	6 1	6 0	14 7
1962	6 2	8 1	15 3	26 9	36 4	34 7	22 7	11 2	7 5	7 0	11 6	9 6	16 5
1963	9 4	12 2	21 0	56 9	60 1	56 0	31 9	16 3	10 4	8 3	8 4	8 6	25 0
1964	7 3	6 9	27 4	59 1	58 1	57 2	35 8	17 5	11 8	9 4	7 7	6 8	25 5
1965	6 3	6 2	10 4	20 2	33 4	26 9	13 9	9 1	7 2	9 6	19 6	10 7	14 5
1966	8 6	12 4	26 5	40 0	48 7	48 5	29 6	15 7	10 2	9 4	7 4	7 9	22 1
1967	7 2	7 1	13 1	34 7	48 5	47 9	27 4	13 9	9 7	11 0	9 5	8 3	19 9
1968	7 3	7 5	32 4	56 4	66 0	57 7	36 8	16 8	11 0	9 0	11 0	11 4	27 0
1969	8 7	7 6	47 1	85 8	114 0	82 4	55 9	37 2	20 3	21 7	25 7	16 0	43 7
1970	12 4	13 0	17 0	45 0	44 0	42 0	26 9	16 4	10 9	8 7	8 1	9 3	21 2
1971	7 6	7 5	19 7	48 0	44 5	40 9	22 2	12 2	7 9	6 9	7 8	7 2	19 4
1972	6 8	6 0	13 8	50 3	64 1	66 0	39 4	20 2	12 8	10 5	10 6	8 6	25 8
1973	7 2	9 2	14 3	46 4	48 5	47 8	25 5	11 2	8 4	7 8	7 0	6 2	20 0
1974	5 7	5 4	9 2	27 0	37 0	30 0	16 7	10 7	8 3	7 2	7 3	6 8	14 3
1975	6 2	5 9	16 9	40 8	35 5	35 6	19 4	9 3	7 5	7 8	7 0	6 1	16 5
1976	6 1	8 0	9 7	51 4	60 3	42 6	22 8	12 2	8 5	11 2	12 7	9 3	21 3
1977	8 0	8 7	21 3	33 6	35 9	39 3	17 9	10 1	7 9	10 3	11 8	9 5	17 9
1978	8 9	10 1	18 2	61 7	60 2	54 8	36 2	16 2	10 9	9 0	9 7	14 4	25 9
1979	12 3	13 2	17 1	62 9	61 0	56 0	32 8	16 3	10 6	9 3	8 5	8 5	25 7
1980	7 9	8 5	15 0	60 8	56 3	43 6	26 2	13 8	9 2	8 3	8 4	7 7	22 2
1981	7 0	7 1	16 0	38 2	47 8	44 4	32 2	19 4	11 3	8 0	8 0	8 5	20 7
1982	8 0	7 8	13 8	43 6	48 3	27 9	15 6	10 2	8 3	11 3	11 6	8 7	18 0
1983	8 0	8 1	10 6	27 9	37 4	32 6	19 9	11 1	8 7	7 8	8 3	8 2	15 7
1984	7 3	6 6	19 8	35 6	36 3	41 7	20 6	11 0	8 5	8 3	8 9	7 9	17 7
1985	6 0	8 3	16 2	46 6	55 8	50 0	29 1	15 3	10 1	8 6	8 5	8 2	21 9
1986	7 1	6 8	8 4	26 1	33 8	32 9	18 0	8 5	6 8	8 7	7 8	11 3	14 7
1987	10 0	12 8	29 5	72 1	66 6	60 4	46 9	24 3	16 5	13 7	14 5	12 7	31 7
1988	11 2	12 7	16 9	46 6	54 8	47 1	26 8	13 0	9 4	8 7	7 8	8 0	21 9
1989	7 1	6 3	13 5	26 6	43 5	42 8	24 1	11 3	8 0	7 7	7 6	15 9	17 9
1990	9 5	8 9	24 0	49 2	78 0	72 5	35 3	18 0	11 0	10 0	10 2	7 9	27 9
1991	7 0	7 2	12 8	40 3	39 9	41 1	20 9	10 3	7 4	7 3	6 5	7 5	17 4
1992	6 5	9 3	10 4	43 0	61 6	55 5	34 7	16 3	11 3	9 4	7 6	7 0	22 8
1993	6 3	13 0	18 8	53 3	83 4	72 6	41 2	19 6	12 5	10 3	18 6	12 9	30 3
1994	11 2	10 0	27 0	57 7	87 9	69 9	39 7	20 9	14 3	12 3	23 1	22 3	33 1
1995	15 8	15 0	20 9	37 5	50 0	38 0	27 0	14 7	11 3	11 0	8 1	7 5	21 4
1996	7 2	8 0	12 9	54 5	51 0	43 5	30 0	17 0	10 5	10 6	9 2	7 9	21 9
1997	8 5	14 9	38 4	51 8	61 7	59 2	30 6	14 5	10 1	8 7	8 3	7 3	26 2
AVG	8 0	8 8	18 2	46 0	53 2	48 4	29 3	15 3	10 3	9 4	10 0	9 2	22 2

Table E-18

MONTHLY CHIRCHIK OUTFLOWS FROM CHARVAK RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1976	45	41	51	44	148	484	447	300	118	64	75	75	158
1977	67	56	67	225	210	266	455	244	114	69	55	65	159
1978	78	79	81	75	180	515	504	383	180	97	76	83	195
1979	165	184	184	148	385	686	566	429	198	88	96	127	272
1980	113	126	78	102	355	453	496	409	140	92	67	68	209
1981	57	52	61	91	223	348	543	355	169	99	86	79	181
1982	84	91	108	121	279	298	287	193	94	65	68	72	147
1983	57	54	49	92	95	259	381	299	134	90	72	51	137
1984	41	42	36	58	208	343	445	401	134	89	66	69	162
1985	69	69	89	77	176	398	517	345	150	88	79	77	179
1986	72	63	86	112	248	310	418	319	120	68	59	54	162
1987	55	52	55	94	396	583	504	398	190	91	97	93	218
1988	147	114	144	196	299	499	484	348	150	97	75	67	219
1989	85	87	84	154	232	404	504	411	182	114	77	86	203
1990	72	74	132	186	344	645	460	387	185	140	122	105	239
1991	127	102	83	99	178	322	428	355	190	100	77	76	179
1992	73	64	74	95	234	480	492	348	174	92	73	82	191
1993	81	81	149	263	460	769	551	365	226	121	71	149	275
1994	149	199	239	315	520	596	596	369	187	134	128	169	301
1995	157	90	179	193	276	357	440	291	164	85	97	80	202
1996	73	61	62	63	299	580	430	342	189	129	128	126	208
1997	97	86	92	116	173	446	396	332	169	166	101	79	188
AVG	89	85	99	133	269	456	470	347	162	99	84	88	199

Table E-19

MONTHLY FLOWS AT GAZALKENT STATION ON CHIRCHIK RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1976	58	56	65	108	212	527	480	321	138	80	79	75	184
1977	71	65	84	269	254	302	498	256	125	82	66	77	180
1978	84	82	97	137	243	584	543	394	189	118	91	86	221
1979	188	218	204	219	444	770	634	477	236	109	110	142	313
1980	131	137	118	156	398	493	517	422	142	98	78	75	231
1981	72	63	90	132	261	388	587	383	194	117	104	89	208
1982	95	100	127	164	324	328	303	203	93	79	83	84	166
1983	68	64	64	128	137	282	382	307	142	84	71	56	149
1984	49	49	54	98	247	386	458	424	154	97	80	81	182
1985	83	84	121	138	256	473	562	379	169	104	95	100	215
1986	88	82	101	157	301	362	465	347	131	71	64	63	187
1987	61	63	79	172	468	656	542	406	208	127	108	99	250
1988	149	127	177	251	360	553	523	373	168	117	89	84	248
1989	86	87	88	154	236	390	499	386	177	112	77	86	199
1990	86	89	157	247	428	723	484	390	189	146	123	113	265
1991	139	113	99	144	219	359	453	370	201	113	91	88	200
1992	83	81	94	157	306	535	531	368	190	107	84	91	220
1993	100	109	178	333	585	830	609	378	239	133	89	170	314
1994	169	220	275	391	611	655	600	378	197	143	144	182	331
1995	163	103	193	222	328	405	488	320	170	89	115	90	225
1996	80	70	77	127	373	631	465	378	205	145	138	144	237
1997	108	96	108	170	225	493	420	343	188	173	117	90	212
AVG	100	98	120	185	328	506	502	364	175	111	95	98	224

Table E-20

MONTHLY FLOWS AT CHINAZ STATION ON CHIRCHIK RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	26	28	81	98	150	302	58	12	16	28	29	30	71
1956	32	32	67	206	241	205	185	5	10	26	26	28	89
1957	30	31	49	38	5	134	23	1	2	15	30	30	32
1958	31	32	79	427	381	614	489	96	18	26	27	40	189
1959	37	37	103	458	330	419	266	73	39	46	59	60	161
1960	64	73	109	227	573	591	432	69	33	39	51	46	193
1961	28	26	46	103	109	72	3	2	10	21	28	28	40
1962	33	34	33	51	72	196	65	6	15	32	55	51	54
1963	45	46	72	212	246	338	90	10	17	23	37	41	98
1964	32	38	101	249	298	335	226	17	22	28	27	28	117
1965	25	28	27	22	23	16	1	1	5	45	107	46	29
1966	30	41	109	131	265	442	127	17	41	49	36	40	111
1967	37	37	53	136	230	208	15	5	19	63	55	49	76
1968	28	25	86	230	225	360	190	12	19	31	58	57	110
1969	44	78	302	617	900	912	585	226	70	140	192	100	348
1970	74	76	79	213	218	213	63	13	32	27	29	41	90
1971	44	33	56	105	80	134	11	4	18	22	23	31	47
1972	35	45	63	68	190	220	123	22	24	32	36	48	76
1973	47	59	70	145	215	330	110	18	20	31	26	45	93
1974	34	26	32	35	10	4	10	11	8	27	40	46	24
1975	34	36	32	8	9	3	5	5	17	26	30	29	19
1976	33	47	34	44	34	124	79	33	24	31	36	36	46
1977	31	30	40	48	35	6	88	25	23	37	38	48	37
1978	52	51	61	40	49	200	141	52	39	45	51	63	70
1979	133	173	159	189	274	375	192	91	80	46	59	95	155
1980	69	77	58	60	188	124	122	109	41	45	44	43	82
1981	47	42	42	48	74	38	161	57	40	41	52	50	58
1982	56	56	59	28	21	9	6	4	21	38	43	43	32
1983	33	32	28	5	11	2	11	15	27	27	36	39	22
1984	34	32	54	25	21	8	42	72	30	37	41	47	37
1985	43	54	74	55	31	50	120	36	30	42	48	46	52
1986	40	39	26	9	8	9	43	23	21	41	43	48	29
1987	44	38	72	154	260	306	183	42	40	43	65	58	109
1988	120	108	99	106	102	133	64	30	30	38	38	35	75
1989	35	46	38	29	25	12	60	22	26	30	44	59	35
1990	45	49	99	162	228	332	60	30	39	74	93	70	107
1991	87	74	57	31	28	20	30	18	31	33	39	58	42
1992	51	51	57	53	190	216	117	36	43	40	46	55	80
1993	50	94	136	231	429	534	187	47	41	38	62	137	165
1994	158	163	219	281	453	301	221	52	60	36	54	86	174
1995	95	68	101	26	42	36	101	32	18	34	31	44	52
1996	46	55	42	26	43	214	62	17	23	37	36	76	56
1997	44	46	56	29	75	147	21	15	25	33	43	47	48
Avg	50	53	76	127	172	215	121	34	28	38	48	51	84

TABLE E-21

MONTHLY OUTFLOW FROM CHARDARA RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	603	548	757	819	1070	1900	550	410	355	531	600	598	728
1956	575	558	704	1050	1380	1150	917	391	367	506	523	510	720
1957	541	529	562	560	222	544	398	278	201	381	570	569	445
1958	492	498	490	1130	1550	1770	1890	592	444	569	660	707	902
1959	851	741	943	1360	1350	1420	1040	540	556	672	813	721	917
1960	760	799	909	1050	1850	1860	1450	550	632	593	716	702	990
1961	650	727	555	594	707	509	174	187	194	286	336	342	436
1962	352	384	309	276	482	476	401	275	212	280	351	443	353
1963	466	452	473	653	1310	1280	714	523	346	397	513	647	649
1964	396	519	634	1104	1454	1010	873	620	497	587	639	453	733
1965	376	401	465	494	414	373	293	168	104	96	261	410	321
1966	168	117	234	899	1110	1150	993	783	418	412	402	417	594
1967	384	387	611	687	850	791	785	506	140	124	146	213	470
1968	164	159	368	668	1060	1100	982	823	450	257	339	401	567
1969	474	639	444	1200	1480	1720	1510	1080	766	844	443	413	919
1970	450	443	264	726	975	1060	845	677	378	328	378	359	574
1971	525	615	429	698	1010	900	866	738	296	141	114	127	538
1972	128	161	350	844	1070	975	867	739	218	181	327	372	521
1973	257	192	358	873	1250	1130	1060	768	206	220	201	191	561
1974	103	82	85	513	856	592	405	62	57	52	54	79	246
1975	54	50	51	376	501	333	303	85	70	51	50	72	167
1976	49	52	53	369	641	508	459	166	55	56	56	59	211
1977	49	76	125	510	611	514	427	82	73	66	84	77	225
1978	50	50	149	515	704	614	569	281	90	107	107	65	276
1979	65	65	125	739	1100	807	841	410	130	100	187	290	407
1980	136	129	323	579	788	697	688	285	91	109	106	113	338
1981	65	70	70	545	818	749	680	262	95	99	100	100	306
1982	100	163	227	477	813	706	641	216	63	60	57	56	299
1983	59	64	60	413	729	661	604	176	56	58	59	57	251
1984	55	53	52	407	761	668	618	147	47	59	56	59	250
1985	52	54	122	478	834	679	638	141	56	57	60	56	270
1986	62	59	62	398	666	616	508	106	63	64	55	55	227
1987	54	55	66	514	756	676	677	308	260	150	227	284	337
1988	298	536	703	775	923	776	788	421	408	375	488	482	581
1989	361	209	387	565	874	768	702	302	177	163	160	162	404
1990	141	212	528	634	842	786	768	519	291	287	289	300	468
1991	318	379	545	619	844	746	709	313	159	197	267	292	450
1992	302	312	584	619	810	747	748	540	366	350	349	389	511
1993	446	429	782	669	1220	1070	989	803	512	487	352	380	681
1994	382	354	405	892	1080	938	705	654	418	526	486	406	605
1995	381	424	674	582	763	622	464	142	107	107	245	368	407
AVG	297	311	391	680	940	888	745	416	254	268	298	312	484

NOTE SHADED FLOWS ARE ESTIMATED DATA

482

Table E-22

MONTHLY FLOWS OF KAZALINSK STATION ON SYR DARYA RIVER

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NIOV	DEC	ANN
1955	327	440	659	933	666	731	637	353	291	375	468	482	531
1956	241	397	445	890	879	811	612	409	305	366	458	422	521
1957	231	363	392	659	364	172	229	174	126	174	362	354	300
1958	257	337	555	610	864	825	884	735	455	433	510	355	571
1959	300	466	531	1000	969	796	673	496	357	462	526	387	581
1960	396	434	533	1020	973	1020	998	663	481	577	498	405	669
1961	356	461	665	748	430	330	4	1	100	191	267	234	315
1962	210	291	401	209	168	131	107	41	97	171	207	177	184
1963	274	319	383	263	426	507	444	274	262	274	335	259	336
1964	218	287	397	925	914	569	386	334	336	421	488	399	474
1965	357	311	387	331	73	27	14	9	10	29	68	167	148
1966	161	165	173	274	379	420	454	414	358	319	323	205	305
1967	288	306	341	609	428	472	268	245	190	132	121	180	299
1968	156	101	257	182	298	273	274	270	304	229	243	184	232
1969	191	317	353	708	768	593	620	712	569	653	649	520	556
1970	264	383	485	436	332	267	248	264	314	268	257	233	313
1971	299	326	414	446	312	180	164	229	316	194	125	104	259
1972	74	117	165	442	336	231	201	252	314	191	166	165	222
1973	115	159	294	478	378	278	263	374	382	242	240	194	284
1974	132	153	165	115	70	29	4	12	17	15	15	8	61
1975	45	48	61	9	4	4	2	1	4	11	17	27	19
1976	57	44	35	15	6	9	8	8	7	7	8	13	18
1977	19	29	37	6	10	4	5	4	7	13	17	32	15
1978	45	35	41	16	14	22	14	15	25	16	18	39	25
1979	53	63	68	11	131	170	122	127	140	97	72	141	100
1980	121	70	135	131	25	29	142	85	87	76	87	84	90
1981	86	55	48	19	33	97	44	106	152	109	84	90	77
1982	108	109	120	67	9	21	9	30	49	42	53	46	55
1983	80	76	43	6	7	7	6	20	25	18	30	40	30
1984	44	37	42	30	8	6	5	5	10	14	12	15	19
1985	18	34	61	35	7	13	6	12	17	13	12	31	22
1986	42	38	23	9	9	9	6	5	7	9	14	25	16
1987	22	20	10	14	12	17	25	36	119	139	83	125	52
1988	178	221	252	237	156	173	90	171	242	272	271	345	218
1989	220	256	195	160	85	110	59	74	136	115	105	138	138
1990	125	120	91	108	79	81	42	85	206	124	125	186	114
1991	166	148	141	149	67	94	39	38	100	127	153	182	117
1992	199	226	186	128	86	90	22	53	156	230	226	103	142
1993	200	240	280	245	180	220	160	280	350	330	300	350	262
1994	390	390	425	360	286	220	197	220	320	319	363	340	320
1995	375	380	400	220	180	88	35	26	42	34	39	85	159
AVG	181	214	261	323	279	247	208	187	190	191	205	192	224

NOTE SHADED FLOWS ARE ESTIMATED DATA

Table E-23

MONTHLY FLOWS AT SHAULDER VILLAGE ON ARYS RIVER

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	46 1	49 7	93 0	91 6	55 8	24 1	6 6	3 7	16 8	29 7	36 3	40 0	41 0
1956	43 1	48 7	76 1	89 8	40 1	16 6	3 5	1 7	15 0	28 9	34 8	34 7	35 9
1957	37 5	39 2	68 3	55 8	12 7	6 8	1 9	2 2	9 9	24 5	38 4	58 3	29 6
1958	59 2	63 8	84 9	199 0	12 9	72 6	59 0	15 0	24 4	34 7	40 3	48 9	59 3
1959	50 7	61 8	108 0	227 0	63 2	37 6	19 8	12 2	24 0	34 9	46 1	49 9	61 0
1960	60 6	74 5	115 0	141 0	132 0	60 7	37 3	5 7	20 8	36 6	43 9	43 5	64 2
1961	47 6	43 3	63 1	57 8	15 5	0 4	0 2	0 6	4 6	16 9	17 3	25 0	24 3
1962	27 8	35 5	36 0	25 6	13 6	1 4	0 1	0 0	3 5	18 8	22 9	17 2	16 7
1963	19 0	14 2	31 2	39 9	66 8	20 0	0 4	1 6	13 1	22 6	13 3	30 9	22 8
1964	26 6	29 0	55 6	146 0	83 0	17 7	7 0	1 2	13 4	25 6	36 6	15 3	38 0
1965	10 4	10 3	18 0	9 8	1 4	0 8	0 7	1 0	8 9	2 9	13 3	8 1	7 1
1966	10 4	33 1	45 6	18 2	9 3	1 0	0 4	1 6	5 9	6 3	2 7	7 2	11 7
1967	13 6	11 2	13 8	4 0	26 9	1 5	0 3	0 2	1 9	5 0	10 7	17 8	8 9
1968	22 9	11 1	33 3	37 0	32 3	4 8	1 0	0 7	3 7	3 2	8 0	28 6	15 6
1969	32 3	36 0	278 0	201 0	146 0	66 6	18 4	5 3	16 9	55 6	80 1	46 8	82 2
1970	23 1	62 2	50 2	38 9	9 1	1 8	1 1	1 0	1 9	4 2	8 5	18 0	18 0
1971	13 2	18 0	39 2	22 0	6 7	0 9	0 5	0 4	1 1	1 7	3 5	3 5	9 2
1972	13 9	41 9	50 7	107 0	33 1	5 6	1 7	1 5	1 4	3 0	7 0	11 3	22 9
1973	32 9	26 4	41 3	89 4	28 2	1 4	1 2	0 7	0 9	5 5	5 0	3 2	19 6
1974	15 9	17 0	14 7	6 5	3 9	0 6	0 4	0 7	2 3	1 9	1 2	5 7	5 8
1975	8 5	10 9	49 3	51 8	2 2	0 4	0 4	0 4	6 7	0 7	2 8	3 9	11 5
1976	3 4	8 6	5 3	17 3	3 1	0 5	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 5	3 2
1977	16 9	16 5	21 4	2 8	0 7	1 4	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 9	5 0
1978	3 9	8 7	12 5	10 0	22 5	12 3	0 6	0 3	0 5	3 1	5 8	18 0	8 2
1979	56 0	117 0	73 7	113 0	79 3	5 5	0 4	0 3	4 2	6 4	6 2	4 8	38 3
1980	7 7	18 0	15 2	60 0	16 1	1 2	0 2	0 2	0 5	5 4	6 1	4 6	11 1
1981	6 7	7 2	28 8	32 3	10 9	4 2	0 7	0 3	2 3	5 2	5 4	5 2	9 1
1982	7 8	10 5	22 3	27 0	1 6	0 5	0 2	0 2	0 3	3 5	3 4	7 7	7 0
1983	22 1	8 7	2 0	0 3	0 4	0 4	0 4	0 3	0 3	0 2	0 2	2 2	3 1
1984	10 5	14 7	60 3	42 5	1 3	0 5	0 2	0 1	0 1	1 5	0 7	9 0	11 8
1985	17 2	18 0	25 5	43 8	7 0	0 4	0 2	0 2	3 4	3 4	3 9	3 4	10 5
1986	1 4	2 1	2 3	0 6	1 3	0 4	0 1	0 0	0 3	0 7	0 5	0 9	0 9
1987	16 1	4 1	18 0	80 8	38 8	6 9	3 9	1 2	2 5	3 6	5 6	4 2	15 5
1988	6 2	27 3	41 6	21 1	14 7	2 1	1 1	0 6	2 6	2 6	2 0	1 3	10 2
1989	4 1	8 1	11 8	5 1	1 2	0 5	0 4	0 2	1 8	2 5	2 7	4 0	3 5
1990	2 4	8 3	51 8	68 0	40 4	7 3	3 4	2 1	3 8	3 9	3 3	1 2	16 3
1991	8 1	12 7	19 6	29 9	12 9	4 8	0 4	0 9	2 7	4 5	7 6	17 4	10 1
1992	18 0	15 7	58 8	32 9	38 3	18 8	1 5	1 7	7 0	10 4	8 2	6 9	18 2
1993	11 9	56 0	76 6	57 2	79 5	40 0	7 2	2 9	13 9	13 6	19 1	34 9	34 2
1994	61 4	107 0	133 0	162 0	81 7	18 0	5 5	8 5	25 1	14 6	16 2	57 8	57 2
1995	42 0	76 3	73 0	42 6	30 3	7 3	3 7	3 5	6 5	9 2	10 4	10 8	26 0
AVG	27 1	41 5	56 4	46 2	21 4	8 2	3 3	4 3	8 9	12 6	15 8	19 8	22 0

NOTE SHADED FLOWS ARE ESTIMATED DATA

Table E-24

MONTHLY FLOWS AT KRASNVY MOST ON BUGUN RIVER (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	0 92	2 44	13 30	12 80	10 20	1 20	0 13	0 06	0 06	0 05	0 05	0 59	3 5
1956	0 65	3 40	13 60	17 30	3 76	0 61	0 10	0 05	0 02	0 04	0 07	0 13	3 3
1957	0 06	0 43	7 21	5 51	0 73	0 26	0 06	0 03	0 01	0 01	1 54	8 11	2 0
1958	10 10	13 10	18 00	44 80	18 00	5 81	1 49	0 36	0 41	0 86	1 70	5 56	10 0
1959	5 84	8 53	19 10	56 40	10 30	3 40	0 47	0 14	0 16	0 38	1 26	1 43	8 9
1960	4 10	10 50	20 20	25 40	14 60	6 84	0 66	0 21	0 31	0 58	1 30	1 44	7 1
1961	2 36	2 52	14 10	9 10	2 26	0 14	0 05	0 02	0 02	0 03	0 04	0 53	2 6
1962	2 45	5 64	6 94	3 56	2 86	0 48	0 07	0 02	0 01	0 01	0 01	0 05	1 8
1963	1 22	1 43	6 40	5 12	9 29	2 35	0 18	0 07	0 03	0 03	0 05	0 26	2 2
1964	0 97	2 82	16 80	35 20	11 30	2 35	0 22	0 06	0 04	0 08	0 37	1 49	6 0
1965	3 15	4 31	8 31	4 05	0 65	0 08	0 04	0 01	0 00	0 01	2 61	0 93	2 0
1966	1 57	1 01	10 60	3 88	2 32	0 25	0 06	0 04	0 02	0 02	0 02	0 02	1 7
1967	0 03	1 42	8 63	3 15	4 48	0 32	0 12	0 04	0 00	0 00	0 01	2 53	1 7
1968	2 79	2 98	15 70	7 64	6 66	1 80	0 31	0 09	0 02	0 02	0 80	8 67	4 0
1969	3 20	2 75	70 20	42 70	16 50	6 00	0 99	0 34	0 49	2 72	7 28	5 21	13 3
1970	6 48	8 49	7 33	8 22	3 98	0 35	0 08	0 04	0 02	0 02	0 02	1 56	3 0
1971	1 11	5 69	5 05	6 52	1 60	0 30	0 05	0 03	0 01	0 02	0 02	0 03	1 7
1972	0 04	0 02	14 30	31 80	9 92	2 57	0 10	0 04	0 03	0 03	0 05	0 04	4 9
1973	0 14	7 02	13 20	20 80	7 17	1 12	0 09	0 05	0 04	0 04	0 09	0 12	4 1
1974	0 16	1 30	6 13	11 70	6 54	0 35	0 12	0 06	0 04	0 04	0 05	0 06	2 2
1975	2 12	4 72	24 40	16 10	1 10	0 11	0 05	0 04	0 02	0 01	0 03	0 03	4 1
1976	0 23	4 80	4 78	12 60	3 81	0 34	0 07	0 02	0 00	0 00	0 03	0 15	2 2
1977	0 12	1 66	13 90	5 47	0 62	0 20	0 08	0 02	0 00	0 00	0 01	0 07	1 9
1978	2 16	4 38	11 60	10 70	6 29	1 56	0 10	0 03	0 01	0 01	0 25	7 90	3 8
1979	13 00	19 40	14 00	16 50	10 60	2 92	0 18	0 06	0 02	0 02	0 27	0 12	6 3
1980	0 85	2 42	7 10	20 20	6 00	0 63	0 08	0 03	0 01	0 01	0 18	0 92	3 2
1981	1 33	2 96	10 40	16 30	6 49	3 16	0 14	0 02	0 03	0 03	0 31	1 15	3 5
1982	2 27	3 75	10 60	18 10	2 43	0 24	0 05	0 01	0 02	0 05	0 64	0 54	3 2
1983	5 17	4 41	4 06	0 28	0 12	0 06	0 03	0 01	0 00	0 00	0 02	1 57	1 3
1984	2 33	1 00	26 60	13 10	2 30	0 20	0 02	0 00	0 00	0 00	0 11	0 36	3 9
1985	1 93	11 70	13 10	16 80	4 74	0 61	0 07	0 00	0 00	0 00	0 28	0 68	4 1
1986	1 69	4 20	6 82	5 13	1 77	0 40	0 06	0 03	0 05	0 17	0 50	1 26	1 8
1987	11 00	5 44	7 45	27 60	12 10	2 40	0 28	0 09	0 07	0 19	0 25	0 35	5 6
1988	48 74	121 3	197 2	148 1	51 28	11 42	1 71	0 76	1 37	5 01	14 34	36 56	52 7
1989	1 95	4 72	7 47	5 54	1 91	0 42	0 06	0 03	0 06	0 20	0 57	1 42	2 0
1990	3 25	3 61	16 20	24 70	10 10	1 14	0 05	0 00	0 00	0 06	0 55	0 60	5 0
1991	1 65	3 11	10 50	12 40	3 76	1 43	0 24	0 00	0 00	0 00	0 00	0 73	2 8
1992	3 16	7 61	11 96	8 85	3 05	0 68	0 10	0 05	0 09	0 33	0 93	2 28	3 2
1993	1 28	9 58	20 40	14 60	10 10	3 32	0 30	0 09	0 08	0 08	1 50	2 24	5 3
1994	5 88	14 62	23 78	17 86	6 18	1 38	0 21	0 09	0 17	0 60	1 73	4 41	6 4
1995	3 12	7 76	12 61	9 48	3 28	0 73	0 11	0 05	0 09	0 32	0 92	2 34	3 4
AVG	3 92	8 02	18 29	18 93	7 10	1 71	0 23	0 08	0 09	0 29	0 99	2 55	5 2

NOTE SHADED FLOWS ARE ESTIMATED DATA

Table E-25

LIST OF STREAM GAGING STATIONS ON NARYN-SYR DARYA RIVER AND ITS TRIBUTARIES

Station Name	Data from	Period	D A (km^2)
Toktogul inflow	Kyrgyzenergo	1910/04-1998/02 1986/01-1997/12	51 000 (est)
Intervening flow between Toktogul and Uch-Kurgan	Kyrgyzenergo	1910/04-1986/03	N A
Intervening flow between Toktogul and Kurpsai	Harza 1996 study	1937/01-1978/12	N A
Intervening flow between Kurpsai and Tashkumyrskaya	Harza 1996 study	1937/01-1978/12	N A
Naryn output from Toktogul	Uzbek Hydromet	1974/05-1997/12	N A
Naryn River at Uch-Kurgan	Uzbek HydrometUzb	1955/01-1997/12	58 400
Karadarya River at Uchtepe	ek Hydromet	1955/01-1997/12	25 000 (est)
Syr Darya River at Kal	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	90 000
Syr Darya River at Akdjar	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	129 000 (est)
Syr Darya River at Kzylkishlak	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	136,000
Syr Darya River at Chinaz	Uzbek Hydromet	1961/01-1997/12	167 000
Akchangaran River at Irtash	Uzbek Hydromet	1959/07-1997/12	1 110
Akchangaran River at Soldatskoe	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	5 090
Chirchik Afflux in Charvak W R	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	N A
Ugam River at Hodjikent	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	866
Chirchik output from Charvak	Uzbek Hydromet	1976/01-1997/12	N A
Chirchik River at Gazalkent	Uzbek Hydromet	1976/01-1997/12	11 200
Chirchik River at Chinaz	Uzbek Hydromet	1955/01-1997/12	14 900
Arys River at Arys Railway Station	IBRD 1996 study	1969/01-1994/12	13 100 (est)
Syr Darya River at Chardara	IBRD 1996 study	1970/01-1994/12	174 000
Syr Darya River at Koktyube	IBRD 1996 study	1974/09-1993/12	N A
Syr Darya River at Tomenariyk	IBRD 1996 study	1970/01-1993/12	219 000
Syr Darya River at Kergelmes	IBRD 1996 study	1970/01-1991/11	N A
Syr Darya River at KziylOrda / Tasbuget	IBRD 1996 study	1970/01-1993/12	N A
Syr Darya River at Karaozek	IBRD 1996 study	1970/01-1993/10	N A
Syr Darya River at Dzhusaliy	IBRD 1996 study	1970/01-1993/10	N A
Syr Darya River at Kazalinsk	IBRD 1996 study	1970/01-1992/12	267 000 (est)
Syr Darya River at the Branch Karaozek	IBRD 1996 study	1969/01-1993/12	N A
Keles River at mouth of the river	IBRD 1996 study	1970/01-1992/12	3 310
Syr Darya River at Chardara	EPT Almaty	1955/01-1995/12	174 000
Syr Darya River at Kazalinsk	EPT Almaty	1955/01-1995/12	267 000(est)
Arys River at Shaulder Village	EPT Almaty	1955/01-1995/12	14 700
Bugun River at Krasnyy Most	EPT Almaty	1955/01-1995/12	2,040

APPENDIX F
DATA PREPARED FOR THE HYDROPOWER-IRRIGATION SIMULATION MODEL

APPENDIX F
LIST OF TABLES AND EXHIBITS

Table F-1 Monthly flow sequences for the Hydropower-Irrigation simulation model

Table F-2 Net reservoir evaporation

Exhibit F-1 Mass curve analysis of monthly Toktugul inflow

Exhibit F-2 Double mass curve analysis of monthly Toktogul and Charvak inflows

Table F-1

MONTHLY INFLOW TO TOkTOGUL RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	169	163	178	235	646	1119	572	566	299	208	175	155	375
1956	140	154	165	246	762	878	1101	540	307	220	190	159	407
1957	154	142	173	182	308	764	601	433	243	201	175	145	294
1958	143	132	155	289	451	1109	1141	568	319	244	200	179	412
1959	150	167	153	417	665	1109	1071	635	431	268	201	164	454
1960	159	167	162	278	680	1279	1281	622	375	242	198	154	468
1961	144	139	160	254	597	477	517	420	279	179	143	112	286
1962	122	119	125	151	330	698	618	457	259	178	145	118	278
1963	129	127	122	235	467	976	681	425	251	184	162	134	325
1964	109	117	143	192	407	1139	1281	793	372	235	184	152	429
1965	145	137	149	220	477	493	575	467	246	202	187	135	287
1966	133	133	148	339	682	1679	865	642	401	283	206	167	474
1967	151	154	178	342	495	885	636	488	274	218	178	149	346
1968	138	140	158	275	643	1069	861	546	256	203	181	148	386
1969	127	129	202	331	940	1829	1491	802	431	338	268	216	594
1970	190	189	185	343	730	1059	914	685	431	257	213	192	450
1971	153	158	192	302	585	1269	769	535	303	217	203	179	406
1972	170	148	170	211	511	811	741	570	324	238	213	180	359
1973	159	159	195	338	756	1399	1061	548	317	224	177	154	459
1974	155	166	166	229	360	501	523	354	237	205	175	139	268
1975	151	154	156	303	328	672	489	435	242	186	159	133	284
1976	131	131	139	197	570	537	546	368	253	203	164	123	281
1977	121	127	159	369	509	955	580	421	274	217	188	134	338
1978	123	133	151	349	560	812	830	534	251	219	185	160	360
1979	137	126	160	283	477	1100	950	584	289	233	203	168	394
1980	146	165	156	245	694	812	647	394	234	186	171	142	334
1981	139	145	151	203	832	777	849	432	284	237	203	154	369
1982	144	149	147	315	434	309	418	410	241	205	181	130	258
1983	138	138	143	216	494	701	822	577	307	214	189	148	342
1984	132	145	159	218	425	959	582	503	266	182	177	128	324
1985	128	134	159	269	449	742	671	436	266	203	177	146	316
1986	125	135	150	200	315	591	709	448	243	199	172	143	287
1987	136	137	163	237	687	1194	1347	752	352	270	230	173	476
1988	162	158	170	417	772	1519	1267	715	410	273	216	181	523
1989	165	163	162	179	455	755	685	455	251	203	196	175	321
1990	160	151	159	234	806	1164	808	563	307	221	191	163	412
1991	158	153	161	230	410	832	769	437	326	231	196	174	341
1992	156	146	171	316	590	805	851	500	364	252	219	192	382
1993	157	164	177	368	578	1285	987	474	333	247	225	185	433
1994	175	178	189	381	1028	1316	921	593	337	222	232	209	483
1995	154	166	191	240	554	640	775	516	252	233	209	195	345
1996	123	147	144	305	467	1261	1122	684	305	255	204	175	434
1997	156	149	186	375	521	750	645	486	290	185	189	178	343
AVG	146	147	162	276	569	954	827	531	303	224	192	159	375

Table F-1
(Continued)

INTERVENING FLOW BETWEEN TOKTOGUL AND KURPSAI (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	18	18	19	31	81	60	40	39	23	22	18	16	32
1956	15	16	26	36	42	53	60	39	26	20	18	17	31
1957	16	16	12	18	24	49	42	35	22	19	16	14	24
1958	14	13	13	38	34	60	70	47	34	26	21	18	32
1959	16	17	16	54	81	70	70	49	39	19	18	16	39
1960	18	17	17	37	89	70	70	47	35	26	22	19	39
1961	17	16	16	33	73	36	35	33	22	17	15	14	27
1962	10	13	13	12	37	41	38	33	22	17	16	14	22
1963	12	13	13	31	62	53	47	38	26	21	18	16	29
1964	13	13	14	20	53	61	70	50	33	25	20	17	33
1965	16	15	14	28	58	34	35	30	20	18	18	15	25
1966	14	14	14	29	49	61	56	48	36	28	22	18	33
1967	8	15	16	43	63	47	43	36	24	21	18	15	29
1968	15	14	15	33	91	56	50	38	25	22	19	15	33
1969	11	14	17	44	121	69	90	55	56	24	41	26	48
1970	12	9	11	27	57	58	69	64	33	21	25	12	33
1971	7	15	22	47	83	56	33	25	17	15	15	18	29
1972	7	23	19	26	61	48	64	52	17	12	12	12	30
1973	11	4	18	47	89	70	60	37	27	16	15	12	34
1974	17	17	17	34	48	30	28	22	19	18	17	14	23
1975	15	15	14	12	40	29	25	23	17	15	14	12	19
1976	14	13	11	30	73	35	33	25	20	18	17	9	25
1977	10	13	15	47	65	49	37	30	22	20	16	12	28
1978	12	14	15	32	75	50	48	35	23	25	15	16	30
1979	13	12	16	34	54	60	58	43	25	21	20	16	31
1980	13	16	15	29	79	44	40	29	21	17	17	14	28
1981	13	14	15	24	94	42	52	32	25	21	20	15	31
1982	13	15	14	38	49	17	26	30	21	19	18	13	23
1983	13	14	14	26	56	38	50	42	27	19	18	14	28
1984	12	14	15	26	48	52	36	37	23	17	17	12	26
1985	12	13	15	32	51	40	41	32	23	18	17	14	26
1986	11	13	15	24	36	32	43	33	21	18	17	14	23
1987	12	13	16	28	78	65	82	55	31	24	22	17	37
1988	15	16	16	50	88	83	77	52	36	25	21	17	41
1989	15	16	16	21	52	41	42	33	22	18	19	17	26
1990	15	15	15	28	92	63	49	41	27	20	19	16	33
1991	14	15	16	27	47	45	47	32	29	21	19	17	27
1992	14	14	17	38	67	44	52	37	32	23	21	19	31
1993	14	16	17	44	66	70	60	35	29	22	22	18	34
1994	16	18	18	45	117	72	56	43	30	20	23	20	40
1995	14	16	19	29	63	35	47	38	22	21	20	19	29
1996	11	14	14	36	53	69	69	50	27	23	20	17	34
1997	14	15	18	45	59	41	39	36	25	17	18	17	29
AVG	13	15	16	33	65	51	51	39	26	20	19	16	30

Table F-1
(Continued)

INTERVENING FLOW BETWEEN KURPSAI AND TASHKUMYR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	16	16	26	70	95	79	44	28	21	18	18	15	37
1956	14	14	23	72	119	74	52	27	20	17	16	13	39
1957	11	10	19	40	47	50	35	21	16	15	16	14	25
1958	13	14	35	119	235	124	92	50	30	25	25	23	66
1959	19	18	38	134	107	94	72	40	26	21	21	18	51
1960	15	18	31	85	149	116	72	46	36	25	24	19	53
1961	16	15	27	68	82	53	34	25	19	17	18	15	32
1962	14	15	25	60	77	91	56	32	24	21	25	19	38
1963	17	20	36	103	128	105	53	29	22	20	21	18	48
1964	16	16	40	109	129	110	80	43	28	22	20	17	53
1965	15	15	22	50	80	54	32	23	18	23	34	23	32
1966	19	21	36	83	117	99	52	35	19	22	18	13	45
1967	13	13	25	57	102	97	61	33	26	26	31	21	42
1968	16	15	40	82	138	74	75	41	25	17	17	16	47
1969	14	14	38	96	240	111	80	53	33	32	40	32	66
1970	29	28	36	102	130	82	58	34	28	21	22	16	49
1971	20	19	32	81	65	64	37	27	21	17	18	17	35
1972	16	13	21	91	110	84	60	32	24	21	21	13	42
1973	13	22	37	90	105	84	45	27	19	18	16	16	41
1974	14	18	22	46	57	48	32	25	22	19	15	15	28
1975	12	12	24	78	54	48	31	19	14	14	14	14	28
1976	13	14	22	87	106	72	47	24	17	24	25	18	39
1977	15	15	29	56	61	63	32	20	14	20	20	19	30
1978	15	15	26	78	95	95	50	31	20	17	18	18	40
1979	15	14	29	83	92	95	61	35	22	21	23	19	42
1980	16	18	28	72	134	70	42	24	18	17	19	16	39
1981	15	16	28	59	160	67	55	26	21	22	23	17	43
1982	16	16	27	92	84	27	27	25	18	19	20	14	32
1983	15	15	26	63	95	60	53	35	23	20	21	16	37
1984	14	16	29	64	82	83	38	30	20	17	20	14	35
1985	14	15	29	79	87	64	43	26	20	19	20	16	36
1986	13	15	27	59	61	51	46	27	18	18	19	16	31
1987	15	15	30	69	132	103	87	45	26	25	26	19	50
1988	17	17	31	122	149	131	82	43	31	25	24	20	58
1989	18	18	30	52	88	65	44	27	19	19	22	19	35
1990	17	17	29	69	155	100	52	34	23	20	21	18	46
1991	17	17	29	67	79	72	50	26	24	21	22	19	37
1992	17	16	31	93	114	69	55	30	27	23	24	21	43
1993	17	18	32	108	111	111	64	29	25	23	25	20	49
1994	19	20	34	112	198	113	60	36	25	20	26	23	57
1995	17	18	35	70	107	55	50	31	19	21	23	22	39
1996	13	16	26	89	90	109	73	41	23	23	23	19	45
1997	17	16	34	110	100	65	42	29	22	17	21	20	41
AVG	16	16	30	81	110	81	54	32	22	20	22	18	42

Table F-1
(Continued)

MONTHLY INFLOW TO ANDIJAN RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	64	62	68	89	246	425	218	215	114	79	66	59	142
1956	53	59	63	93	290	334	418	205	117	84	72	60	155
1957	59	54	66	69	117	290	229	165	92	77	66	55	112
1958	54	50	59	110	172	422	433	216	121	93	76	68	157
1959	57	64	58	158	253	422	407	242	164	102	76	62	173
1960	60	64	62	106	258	486	487	236	142	92	75	59	178
1961	55	53	61	97	227	181	196	160	106	68	54	43	109
1962	46	45	48	57	125	265	235	174	98	68	55	45	105
1963	49	48	46	89	178	371	259	162	95	70	62	51	124
1964	41	45	54	73	155	433	487	302	141	89	70	58	163
1965	55	52	57	84	181	187	219	178	93	77	71	51	109
1966	51	51	56	129	259	638	329	244	152	108	78	64	180
1967	58	59	68	130	188	337	242	186	104	83	68	57	132
1968	53	53	60	104	245	406	327	208	97	77	69	56	147
1969	48	49	77	126	357	695	567	305	164	129	102	82	226
1970	72	72	70	130	278	402	347	261	164	98	81	73	171
1971	58	60	73	115	223	482	292	203	115	83	77	68	154
1972	65	56	65	80	194	308	282	217	123	91	81	68	136
1973	60	61	74	128	287	532	403	208	120	85	67	59	174
1974	59	63	63	87	137	190	199	135	90	78	66	53	102
1975	58	59	59	115	125	255	186	165	92	71	60	51	108
1976	50	50	53	75	217	204	207	140	96	77	62	47	107
1977	46	48	60	140	193	363	221	160	104	82	71	51	129
1978	47	50	57	133	213	309	315	203	95	83	70	61	137
1979	52	48	61	108	181	418	361	222	110	89	77	64	150
1980	56	63	59	93	264	309	246	150	89	71	65	54	127
1981	53	55	57	77	316	295	323	164	108	90	77	59	140
1982	55	57	56	120	165	117	159	156	92	78	69	49	98
1983	53	53	54	82	188	266	312	219	117	81	72	56	130
1984	50	55	60	83	162	365	221	191	101	69	67	49	123
1985	49	51	60	102	171	282	255	166	101	77	67	56	120
1986	48	51	57	76	120	225	269	170	92	76	65	54	109
1987	52	52	62	90	261	454	512	286	134	103	87	66	181
1988	62	60	65	159	293	577	482	272	156	104	82	69	199
1989	63	62	62	68	173	287	260	173	95	77	75	67	122
1990	61	57	60	89	306	442	307	214	117	84	73	62	157
1991	60	58	61	87	156	316	292	166	124	88	75	66	129
1992	59	56	65	120	224	306	323	190	138	96	83	73	145
1993	60	62	67	140	220	488	375	180	127	94	86	70	164
1994	67	68	72	145	391	500	350	225	128	84	88	79	184
1995	59	63	73	91	211	243	295	196	96	89	79	74	131
1996	47	56	55	116	178	479	426	260	116	97	78	67	165
1997	59	57	71	143	198	285	245	185	110	70	72	68	131
AVG	55	56	62	105	216	363	314	202	115	85	73	60	143

Table F-1
(Continued)

INTERVENING FLOW BETWEEN UCH-KURGAN, ANDIJAN AND KARAKUM (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	160	144	180	53	0	203	129	76	3	0	35	51	86
1956	71	86	150	119	51	3	0	5	91	81	94	152	75
1957	185	172	195	160	79	183	112	162	132	180	203	160	160
1958	137	188	205	205	342	127	76	109	89	112	165	172	161
1959	147	180	231	122	86	101	177	155	167	152	157	203	157
1960	160	190	221	35	0	0	25	101	114	41	18	101	83
1961	84	162	175	124	0	99	5	79	101	28	0	79	77
1962	165	170	177	122	101	106	76	74	119	101	119	106	119
1963	150	195	213	94	48	0	79	106	137	89	79	99	107
1964	139	172	203	35	38	0	76	91	142	28	13	132	89
1965	177	228	223	137	104	84	18	106	127	91	0	71	113
1966	144	203	195	30	0	0	10	147	205	190	20	203	112
1967	261	281	281	160	114	190	76	185	193	134	144	200	184
1968	248	297	248	89	101	152	122	208	233	188	180	233	191
1969	236	218	461	345	76	25	0	25	814	208	231	155	232
1970	236	200	198	134	152	0	119	236	340	213	185	256	189
1971	226	246	401	269	279	482	436	307	264	86	76	264	278
1972	335	233	312	378	378	289	292	124	150	132	117	195	245
1973	264	314	309	264	0	0	74	218	200	185	86	183	174
1974	205	256	292	261	208	168	106	129	238	96	127	188	189
1975	160	274	299	198	147	81	101	18	127	94	114	170	148
1976	238	345	218	208	134	172	180	183	223	195	175	203	205
1977	172	294	312	198	150	238	114	155	185	132	150	208	191
1978	236	279	286	223	132	157	165	86	284	213	147	193	199
1979	327	390	330	251	294	183	193	266	327	172	124	261	259
1980	342	355	428	388	385	284	246	324	281	246	117	319	310
1981	411	492	454	337	289	299	266	375	294	302	190	304	334
1982	484	482	444	385	327	335	215	264	238	246	200	221	319
1983	309	406	365	259	231	264	226	390	254	198	188	297	282
1984	383	441	540	416	342	322	378	411	254	218	233	274	351
1985	393	375	474	484	426	365	324	370	264	256	231	319	357
1986	451	373	238	208	251	172	106	193	146	162	129	139	213
1987	205	317	342	254	284	299	286	327	261	332	378	309	299
1988	472	489	398	352	444	309	401	340	286	312	231	226	355
1989	281	388	469	355	274	160	139	188	243	284	210	221	267
1990	264	454	426	393	332	183	170	193	243	218	188	165	268
1991	284	385	345	302	221	132	144	221	210	248	190	185	238
1992	246	365	317	317	388	259	324	264	256	304	223	147	284
1993	309	444	411	375	378	215	218	221	198	289	188	48	273
1994	71	137	228	183	317	226	198	233	157	307	233	160	205
1995	167	226	238	243	188	84	101	215	198	264	205	122	187
1996	286	236	261	350	259	89	167	175	190	284	129	127	213
1997	221	175	352	365	200	162	127	205	198	254	264	175	225
AVG	243	285	303	237	199	167	158	192	213	183	151	186	209

Table F-1
(Continued)

INTERVENING FLOW BETWEEN KARAKUM AND FARHAD (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	10	9	11	3	0	12	8	5	0	0	2	3	5
1956	4	5	9	7	3	0	0	0	5	5	6	9	4
1957	11	10	12	10	5	11	7	10	8	11	12	10	9
1958	8	11	12	12	20	8	5	7	5	7	10	10	10
1959	9	11	14	7	5	6	11	9	10	9	9	12	9
1960	10	11	13	2	0	0	2	6	7	2	1	6	5
1961	5	10	10	7	0	6	0	5	6	2	0	5	5
1962	10	10	11	7	6	6	5	4	7	6	7	6	7
1963	9	12	13	6	3	0	5	6	8	5	5	6	6
1964	8	10	12	2	2	0	5	5	8	2	1	8	5
1965	11	14	13	8	6	5	1	6	8	5	0	4	7
1966	9	12	12	2	0	0	1	9	12	11	1	12	7
1967	16	17	17	10	7	11	5	11	11	8	9	12	11
1968	15	18	15	5	6	9	7	12	14	11	11	14	11
1969	14	13	27	20	5	2	0	2	48	12	14	9	14
1970	14	12	12	8	9	0	7	14	20	13	11	15	11
1971	13	15	24	16	17	29	26	18	16	5	5	16	16
1972	20	14	19	22	22	17	17	7	9	8	7	12	14
1973	16	19	18	16	0	0	4	13	12	11	5	11	10
1974	12	15	17	16	12	10	6	8	14	6	8	11	11
1975	10	16	18	12	9	5	6	1	8	6	7	10	9
1976	14	20	13	12	8	10	11	11	13	12	10	12	12
1977	10	17	19	12	9	14	7	9	11	8	9	12	11
1978	14	17	17	13	8	9	10	5	17	13	9	11	12
1979	19	23	20	15	17	11	11	16	19	10	7	16	15
1980	20	21	25	23	23	17	15	19	17	15	7	19	18
1981	24	29	27	20	17	18	16	22	17	18	11	18	20
1982	29	29	26	23	19	20	13	16	14	15	12	13	19
1983	18	24	22	15	14	16	13	23	15	12	11	18	17
1984	23	26	32	25	20	19	22	24	15	13	14	16	21
1985	23	22	28	29	25	22	19	22	16	15	14	19	21
1986	27	22	14	12	15	10	6	11	9	10	8	8	13
1987	12	19	20	15	17	18	17	19	16	20	22	18	18
1988	28	29	24	21	26	18	24	20	17	19	14	13	21
1989	17	23	28	21	16	10	8	11	14	17	13	13	16
1990	16	27	25	23	20	11	10	11	14	13	11	10	16
1991	17	23	20	18	13	8	9	13	13	15	11	11	14
1992	15	22	19	19	23	15	19	16	15	18	13	9	17
1993	18	26	24	22	22	13	13	13	12	17	11	3	16
1994	4	8	14	11	19	13	12	14	9	18	14	10	12
1995	10	13	14	14	11	5	6	13	12	16	12	7	11
1996	17	14	16	21	15	5	10	10	11	17	8	8	13
1997	13	10	21	22	12	10	8	12	12	15	16	10	13
AVG	14	17	18	14	12	10	9	11	13	11	9	11	12

Table F-1
(Continued)

CHIRCHIK AFFLUX IN CHARVAK RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	61	58	74	139	340	528	322	238	121	84	72	65	176
1956	55	50	67	220	446	433	444	215	133	89	70	58	191
1957	53	46	61	100	180	368	257	166	100	80	70	61	129
1958	55	55	94	349	491	764	713	324	172	110	85	76	275
1959	66	60	82	427	564	688	568	343	204	130	108	92	279
1960	80	84	94	211	614	836	683	331	186	122	97	79	286
1961	67	60	72	143	336	317	249	186	120	85	71	63	148
1962	60	57	81	152	269	472	387	215	132	91	87	72	173
1963	67	70	92	282	380	627	403	225	135	97	89	79	212
1964	70	62	103	220	428	607	503	262	147	101	82	70	222
1965	60	56	64	111	312	302	223	164	95	99	122	84	141
1966	70	74	113	236	457	713	446	265	154	103	76	70	232
1967	61	56	72	179	334	517	331	206	132	104	86	73	180
1968	64	59	100	256	415	646	540	284	138	99	92	79	232
1969	65	59	146	365	830	1120	899	470	245	184	169	125	392
1970	118	104	100	239	392	509	339	240	155	107	87	71	205
1971	63	60	99	236	372	590	332	213	124	81	69	58	192
1972	52	50	60	166	376	548	466	246	141	100	88	72	198
1973	59	56	71	216	439	733	387	224	122	88	73	62	211
1974	57	54	60	114	238	348	238	146	91	72	58	49	127
1975	47	44	56	184	244	370	251	164	99	69	57	51	137
1976	45	41	43	175	361	424	287	184	111	88	79	62	159
1977	53	50	75	188	264	465	292	164	116	98	95	75	162
1978	65	60	73	274	438	564	473	229	145	92	96	78	216
1979	69	67	77	346	477	725	591	279	137	97	80	69	252
1980	62	61	70	245	419	488	346	193	125	88	80	66	187
1981	61	56	80	187	437	403	411	207	126	91	71	61	183
1982	56	53	59	178	304	240	197	151	93	85	76	64	130
1983	58	55	60	136	275	376	330	209	114	81	72	63	153
1984	52	49	72	188	335	614	375	209	113	82	73	64	186
1985	58	65	76	257	492	610	389	194	113	85	71	64	207
1986	56	52	56	140	269	378	290	162	107	85	70	67	145
1987	58	61	93	265	528	673	588	322	159	111	93	72	253
1988	60	58	67	217	396	606	414	210	131	90	78	66	200
1989	60	54	65	116	259	450	326	186	117	91	77	83	157
1990	62	60	90	210	613	769	403	237	141	105	91	72	238
1991	64	58	69	162	243	444	350	192	124	89	69	59	161
1992	51	50	57	202	372	504	451	201	133	95	78	67	189
1993	50	67	72	215	498	712	517	233	143	92	112	80	233
1994	72	61	92	237	544	675	490	260	154	107	133	116	246
1995	86	78	90	169	413	425	330	212	129	101	81	70	183
1996	60	59	63	196	344	571	446	246	134	102	83	69	198
1997	63	60	71	226	372	503	343	189	122	87	73	63	181
AVG	62	59	77	211	398	550	410	228	133	96	85	71	199

Table F-1
(Continued)

INTERVENING FLOW BETWEEN FARHAD, CHARVAK, AND CHARDARA (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	52	48	61	66	139	251	154	111	50	35	36	35	87
1956	34	35	53	110	192	178	182	89	70	50	45	49	91
1957	53	48	58	68	87	182	124	96	63	63	63	52	80
1958	46	54	74	178	259	335	305	151	86	64	63	60	140
1959	52	55	73	196	246	299	263	167	112	79	71	72	141
1960	60	67	76	93	252	343	284	153	96	57	43	50	131
1961	42	52	59	80	138	147	103	90	66	40	29	39	74
1962	52	52	63	83	128	212	172	101	74	55	56	48	91
1963	53	62	74	132	164	257	179	110	79	55	50	49	105
1964	52	55	77	96	182	249	219	123	84	46	36	51	106
1965	55	62	64	69	146	138	94	85	60	56	50	46	77
1966	53	65	79	102	187	292	185	134	98	75	35	63	114
1967	69	71	77	101	156	244	149	116	87	65	60	64	105
1968	69	75	83	120	187	291	242	152	96	72	68	72	127
1969	67	61	138	208	353	464	369	197	239	111	108	78	200
1970	88	77	74	121	187	209	159	138	121	80	67	73	116
1971	64	67	109	142	200	324	210	139	96	48	41	69	126
1972	78	60	78	132	218	274	241	122	83	63	56	63	123
1973	69	76	82	133	180	301	171	129	84	67	45	56	116
1974	58	66	74	91	133	171	116	82	78	46	45	52	84
1975	46	65	74	109	125	166	120	70	62	44	43	50	81
1976	59	76	55	107	171	203	148	106	83	69	62	60	100
1977	51	71	84	111	134	231	139	94	79	63	64	66	99
1978	67	72	79	150	202	258	222	109	108	74	64	65	123
1979	84	94	88	184	246	328	275	160	112	69	54	73	147
1980	84	85	101	166	237	248	184	134	99	78	52	81	129
1981	95	106	110	134	228	216	214	149	102	88	62	77	132
1982	105	103	99	138	180	155	117	107	79	76	65	64	107
1983	76	91	87	100	152	199	174	152	90	67	61	76	111
1984	86	95	121	148	195	306	218	155	89	70	70	73	136
1985	90	90	112	188	274	312	215	142	91	78	68	80	145
1986	99	85	63	93	153	184	137	99	69	62	51	51	96
1987	59	79	96	152	265	327	290	188	110	102	102	82	155
1988	105	107	95	149	238	301	238	144	102	90	71	65	142
1989	72	88	106	108	153	212	157	108	89	86	67	72	110
1990	70	101	109	153	308	346	194	130	99	80	69	57	143
1991	74	89	87	118	137	204	168	116	87	79	60	56	106
1992	63	83	77	137	218	251	240	127	98	90	70	52	126
1993	73	103	99	152	268	329	249	133	92	87	78	41	142
1994	41	48	76	128	277	315	234	146	90	96	94	75	136
1995	64	70	77	111	201	188	153	124	86	86	68	49	107
1996	73	64	70	140	185	249	211	131	87	90	56	50	117
1997	63	54	89	155	187	234	162	112	84	79	75	55	113
AVG	67	73	83	127	197	254	195	126	91	70	60	61	117

Table F-1
(Continued)

MONTHLY INFLOW TO BUGUN RESERVOIR (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	0 9	2 4	13 3	12 8	10 2	1 2	0 1	0 1	0 1	0 1	0 1	0 6	3 5
1956	0 7	3 4	13 6	17 3	3 8	0 6	0 1	0 1	0 0	0 0	0 1	0 1	3 3
1957	0 1	0 4	7 2	5 5	0 7	0 3	0 1	0 0	0 0	0 0	1 5	8 1	2 0
1958	10 1	13 1	18 0	44 8	18 0	5 8	1 5	0 4	0 4	0 9	1 7	5 6	10 0
1959	5 8	8 5	19 1	56 4	10 3	3 4	0 5	0 1	0 2	0 4	1 3	1 4	8 9
1960	4 1	10 5	20 2	25 4	14 6	6 8	0 7	0 2	0 3	0 6	1 3	1 4	7 1
1961	2 4	2 5	14 1	9 1	2 3	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 5	2 6
1962	2 5	5 6	6 9	3 6	2 9	0 5	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	1 8
1963	1 2	1 4	6 4	5 1	9 3	2 4	0 2	0 1	0 0	0 0	0 0	0 3	2 2
1964	1 0	2 8	16 8	35 2	11 3	2 4	0 2	0 1	0 0	0 1	0 4	1 5	6 0
1965	3 2	4 3	8 3	4 1	0 7	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	2 6	0 9	2 0
1966	1 6	1 0	10 6	3 9	2 3	0 3	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 7
1967	0 0	1 4	8 6	3 2	4 5	0 3	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	2 5	1 7
1968	2 8	3 0	15 7	7 6	6 7	1 8	0 3	0 1	0 0	0 0	0 8	8 7	4 0
1969	3 2	2 8	70 2	42 7	16 5	6 0	1 0	0 3	0 5	2 7	7 3	5 2	13 3
1970	6 5	8 5	7 3	8 2	4 0	0 4	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	1 6	3 0
1971	1 1	5 7	5 1	6 5	1 6	0 3	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 7
1972	0 0	0 0	14 3	31 8	9 9	2 6	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	4 9
1973	0 1	7 0	13 2	20 8	7 2	1 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 1	0 1	4 1
1974	0 2	1 3	6 1	11 7	6 5	0 4	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 1	2 2
1975	2 1	4 7	24 4	16 1	1 1	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	4 1
1976	0 2	4 8	4 8	12 6	3 8	0 3	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 2	2 2
1977	0 1	1 7	13 9	5 5	0 6	0 2	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	1 9
1978	2 2	4 4	11 6	10 7	6 3	1 6	0 1	0 0	0 0	0 0	0 3	7 9	3 8
1979	13 0	19 4	14 0	16 5	10 6	2 9	0 2	0 1	0 0	0 0	0 3	0 1	6 3
1980	0 9	2 4	7 1	20 2	6 0	0 6	0 1	0 0	0 0	0 0	0 2	0 9	3 2
1981	1 3	3 0	10 4	16 3	6 5	3 2	0 1	0 0	0 0	0 0	0 3	1 2	3 5
1982	2 3	3 8	10 6	18 1	2 4	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 6	0 5	3 2
1983	5 2	4 4	4 1	0 3	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 6	1 3
1984	2 3	1 0	26 6	13 1	2 3	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 4	3 9
1985	1 9	11 7	13 1	16 8	4 7	0 6	0 1	0 0	0 0	0 0	0 3	0 7	4 1
1986	1 7	4 2	6 8	5 1	1 8	0 4	0 1	0 0	0 0	0 2	0 5	1 3	1 8
1987	11 0	5 4	7 5	27 6	12 1	2 4	0 3	0 1	0 1	0 2	0 3	0 4	5 6
1988	2 5	4 7	12 4	14 1	5 4	1 3	0 2	0 1	0 1	0 2	0 6	1 5	3 6
1989	2 0	4 7	7 5	5 5	1 9	0 4	0 1	0 0	0 1	0 2	0 6	1 4	2 0
1990	3 3	3 6	16 2	24 7	10 1	1 1	0 1	0 0	0 0	0 1	0 6	0 6	5 0
1991	1 7	3 1	10 5	12 4	3 8	1 4	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 7	2 8
1992	3 2	7 6	12 0	8 9	3 1	0 7	0 1	0 0	0 1	0 3	0 9	2 3	3 2
1993	1 3	9 6	20 4	14 6	10 1	3 3	0 3	0 1	0 1	0 1	1 5	2 2	5 3
1994	5 9	14 6	23 8	17 9	6 2	1 4	0 2	0 1	0 2	0 6	1 7	4 4	6 4
1995	3 1	7 8	12 6	9 5	3 3	0 7	0 1	0 0	0 1	0 3	0 9	2 3	3 4
1996	2 5	4 6	12 4	14 0	5 4	1 3	0 2	0 1	0 1	0 2	0 6	1 5	3 5
1997	3 3	6 1	16 3	18 5	7 1	1 7	0 2	0 1	0 1	0 2	0 8	2 0	4 7
AVG	2 8	5 2	13 8	15 7	6 0	1 5	0 2	0 1	0 1	0 2	0 7	1 7	4 0

Table F–1
(Continued)

INTERVENING FLOW BETWEEN CHARDARA, BUGUN, AND ARAL SEA (cms)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
1955	35	52	96	109	49	26	14	12	17	19	19	31	40
1956	35	51	96	104	55	26	14	12	16	19	19	31	40
1957	18	26	46	54	28	13	7	6	8	9	8	10	19
1958	79	121	253	256	127	61	34	29	40	46	45	71	97
1959	67	101	201	188	108	51	28	24	33	38	37	61	78
1960	70	102	206	225	107	49	29	24	34	39	38	63	82
1961	23	35	61	74	38	18	10	8	11	13	13	21	27
1962	28	40	84	97	46	22	12	10	14	16	16	26	34
1963	60	91	180	202	91	44	24	20	28	32	32	53	71
1964	63	93	176	179	93	45	25	21	29	34	33	53	70
1965	21	32	65	77	38	18	10	8	11	13	10	20	27
1966	48	74	141	164	79	37	20	17	23	26	26	43	58
1967	42	61	117	137	63	31	16	14	19	22	22	33	48
1968	68	103	198	230	108	51	27	23	32	37	36	52	80
1969	127	161	909	718	421	199	70	28	74	177	20	150	255
1970	82	228	194	148	38	26	39	31	20	26	53	66	78
1971	57	119	155	112	35	30	25	21	14	13	26	30	53
1972	100	139	189	375	120	42	34	27	19	28	39	49	96
1973	103	105	171	312	98	22	23	20	20	28	33	32	80
1974	62	50	57	44	28	21	20	29	23	22	23	33	34
1975	26	51	187	129	25	20	14	16	27	18	19	25	46
1976	22	35	30	103	21	16	12	13	20	23	29	39	30
1977	45	40	100	27	32	27	12	12	14	18	20	37	32
1978	24	45	62	63	87	59	21	18	18	20	31	84	44
1979	84	188	197	310	185	39	35	32	31	27	31	38	99
1980	36	61	70	223	72	28	24	24	24	28	32	39	55
1981	37	34	100	104	38	28	29	29	26	26	33	32	43
1982	30	46	91	90	23	27	19	20	26	32	33	31	39
1983	61	33	30	27	25	25	22	21	27	26	33	36	30
1984	36	34	159	105	26	20	9	10	16	17	22	42	41
1985	46	40	88	108	25	22	11	12	18	18	19	22	36
1986	23	33	68	78	39	18	10	8	11	13	12	20	28
1987	17	19	81	271	109	49	49	22	22	24	31	31	60
1988	27	61	108	58	54	28	24	14	26	20	25	25	39
1989	26	24	58	37	26	15	7	6	22	14	19	43	25
1990	29	42	215	351	127	54	25	23	23	21	28	26	80
1991	61	37	89	125	51	39	14	19	23	31	32	41	47
1992	52	41	169	93	115	57	4	5	21	32	24	19	53
1993	35	163	216	162	235	120	22	9	43	42	57	105	100
1994	183	285	386	481	246	54	17	26	77	44	48	161	166
1995	44	63	131	149	74	34	19	16	22	25	24	38	53
1996	47	69	136	151	74	35	19	16	22	26	25	41	55
1997	64	94	186	206	102	48	26	22	30	35	34	55	75
AVG	52	77	152	169	83	39	21	18	25	29	28	45	61

Table F-2

NET RESERVOIR EVAPORATION
(mm)

Month	Pan Evaporation (mm)	Net Reservoir Evaporation (mm)	
		Kurpsai, Tashkumyr, Shamaldysai, Uch-Kurgan, Kayrakum, Farhad, Chardara, and Bugun Reservoirs	Toktogul, Andijan, and Charvak Reservoirs
January	0	0	0
February	0	0	0
March	0	0	0
April	101	81	41
May	186	149	75
June	266	213	107
July	302	242	121
August	280	224	112
September	203	162	81
October	120	96	48
November	65	52	26
December	0	0	0
Annual	1468	1174	587

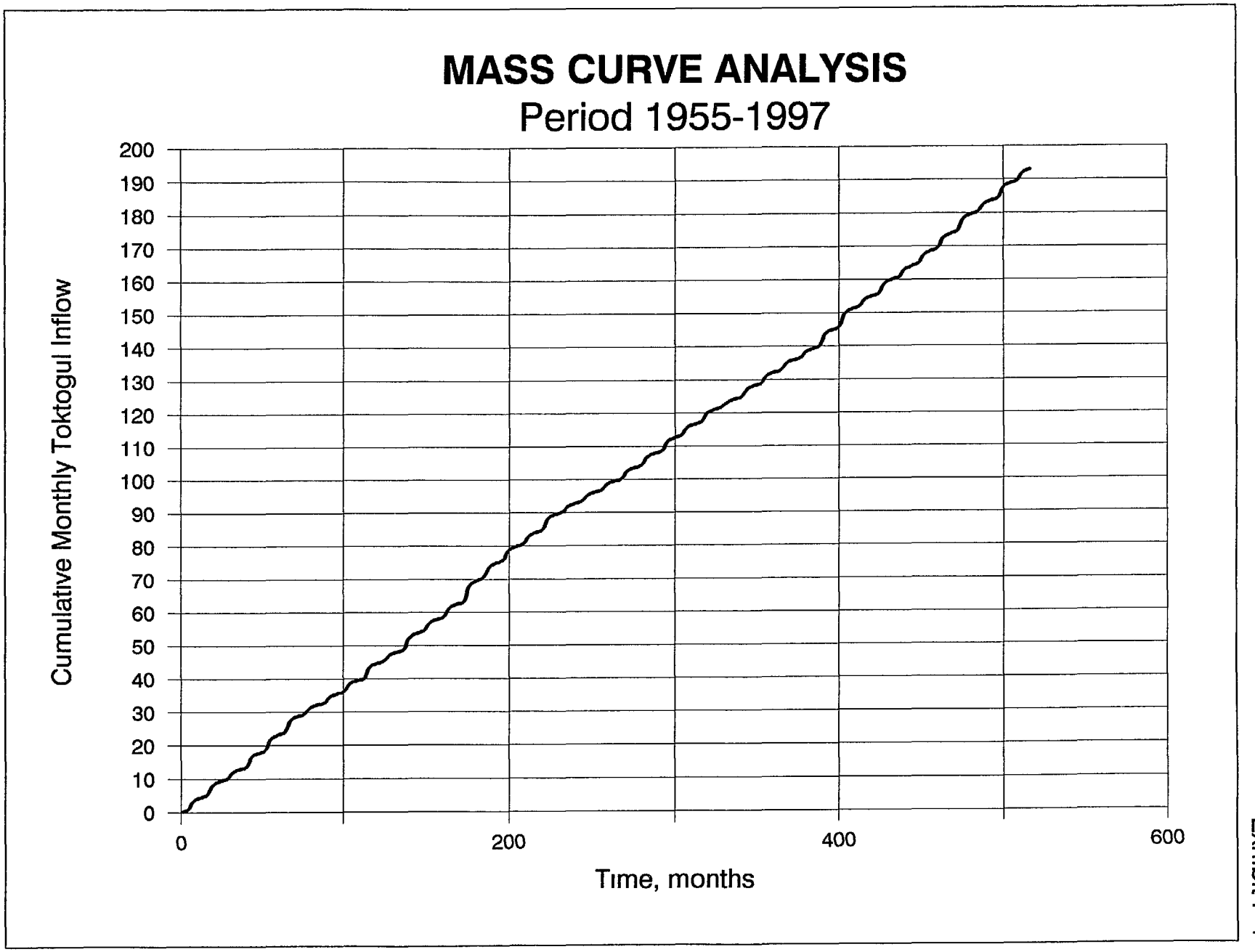


Exhibit F-1

500

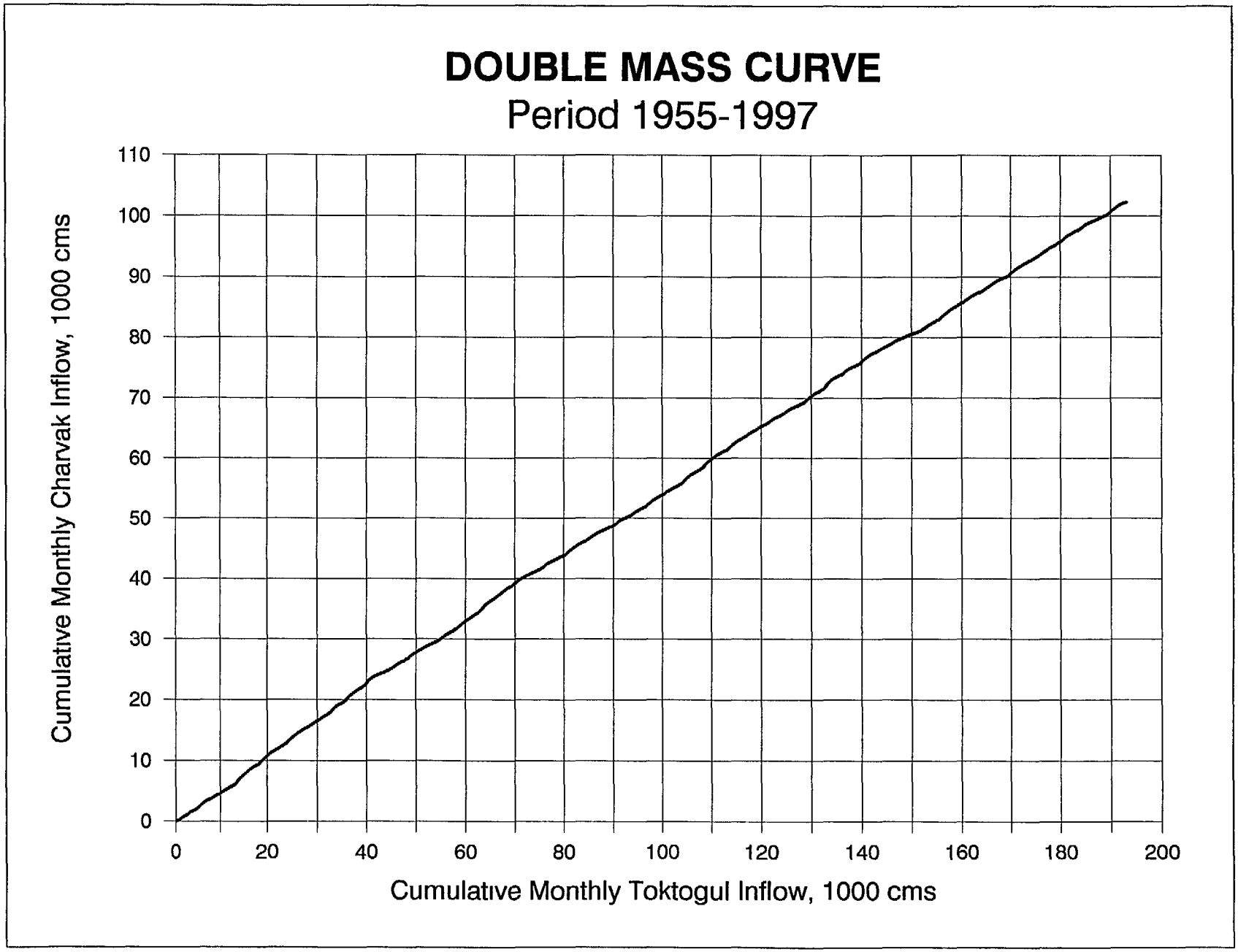

DOUBLE MASS CURVE
Period 1955-1997
Cumulative Monthly Charvak Inflow, 1000 cms
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
110
0
20
40
60
80
100
120
140
160
180
200
Cumulative Monthly Toktogul Inflow, 1000 cms

Exhibit F-2

APPENDIX G
IRRIGATION DATA COLLECTED FROM UZBEKISTAN

APPENDIX G

LIST OF TABLES

Table G-1	Production of agricultural products in comparable prices of 1983, million rubles
Table G-2	Sown areas in thousand hectare
Table G-3	Sales of agricultural products in 1996
Table G-4	Purchases of raw cotton in 1996
Table G-5	Dynamics of salinization of irrigated lands in thousand hectare
Table G-6	Dynamics of quality of irrigated lands in thousand hectare
Table G-7	Use of irrigation water in 1991-1996 in mcm
Table G-8	Use of water and land resources in 1995 in mcm
Table G-9	Use of water and land resources in 1996 in mcm
Table G-10	Unit irrigation water withdrawal in mcm/ha
Table G-11	Irrigated area in 1992-1995 in thousand hectare
Table G-12	Classification of irrigated area in 1992-1995 in thousand hectare
Table G-13	Agricultural development in 1995
Table G-14	Agricultural development in 1992
Table G-15	Economic parameters of land and water resources use in 1995
Table G-16	Sowing area in thousand hectare
Table G-17	Production of main products in thousand ton
Table G-18	Yield of main products in centner/ha
Table G-19	1995 crop water requirement in mcm
Exhibit G-1	Harza's comments on Uzbekistan irrigation data

Table G-1

PRODUCTION OF AGRICULTURAL PRODUCTS IN COMPARABLE PRICES OF 1983 MILLION RUBLES

	1992	1993	1994	1995	1996
Republic of Uzbekistan	10290 5	10425 2	9665 1	9879 3	9238 5
Including oblasts of the Syr Darya river basin	4935 5	4625 8	4468 7	4758 4	4307 4
Andizhan	864 6	851 8	792 8	844 1	935 9
Djizak	598 4	620 1	553 7	625 9	486 4
Namangan	720 2	705 3	707 2	774 2	687 1
Syr Darya	492 5	414 4	409 1	471 7	336 1
Tashkent	1283 9	1078 5	1095 5	1090 3	1011 3
Fergana	975 9	955 7	910 4	952 2	850 6

Table G-1
(Continued)

PRODUCTION OF PLANT CULTIVATION PRODUCTS IN COMPARABLE PRICES OF 1983 MILLION RUBLES

	1992	1993	1994	1995	1996
Republic of Uzbekistan	6210 5	6151 6	5648 6	5965 7	5520 7
Including oblasts of the Syr Darya river basin	3076 9	2696 8	2676 9	3018 8	2677 1
Andizhan	546 5	523 8	510 6	587 5	628 4
Djizak	367 4	367 8	304 6	357 1	249 4
Namangan	464 3	438 8	458 4	522 5	438 6
Syr Darya	356 8	269 4	258 7	328 0	228 7
Tashkent	787 2	582 3	604 3	636 7	606 3
Fergana	554 7	514 7	540 3	587 0	525 7

Table G-1
(Continued)

PRODUCTION OF CATTLE BREEDING PRODUCTS IN COMPARABLE PRICES OF 1983 MILLION RUBLES

	1992	1993	1994	1995	1996
Republic of Uzbekistan	4080 0	4273 6	4016 5	3913 6	3717 8
Including oblasts of the Syr Darya river basin	1858 3	1929	1799 5	1739 6	1636 3
Andizhan	318 1	328 0	282 2	256 6	307 5
Djizak	231 0	252 3	249 1	268 8	237
Namangan	255 9	266 5	255 8	251 7	254 5
Syr Darya	135 7	145 0	150 4	143 7	107 4
Tashkent	496 7	496 2	491 2	453 6	405 0
Fergana	420 9	441 0	370 8	365 2	324 9

Table G-1
(Continued)

AGRICULTURAL GROSS PRODUCTION IN COMPARABLE PRICES OF 1983

Administrative unit	Soil quality	Gross Production per 100 ha	Gross Production									
			1992		1993		1994		1995		1996	
			Total 10E9 Rubles	per 100ha 10E3 Rubles	Total 10E9 Rubles	per 100ha 10E3 Rubles	Total 10E9 Rubles	per 100 ha 10E3 Rubles	Total 10E9 Rubles	per 100 ha 10E3 Rubles	Total 10E9 ubles	per 100 ha 10E3 Rubles
Republic of Kazakstan	avg	168	0 59	117	0 67	132	0 59	116	0 55	109		
Andijan	good	274	0 86	307	0 85	307	0 79	281	0 84	305		
Djizak	good	222	0 6	208	0 62	213	0 55	188	0 63	216		
Namangan	good	265	0 72	263	0 7	254	0 71	257	0 77	285		
Syr Darya	avg	214	0 49	164	0 41	137	0 41	137	0 47	158		
Tashkent	good	278	1 28	321	1 08	270	1 09	274	1 09	289		
Fergana	good	269	0 98	276	0 96	270	0 91	255	0 95	270		
Republic of Uzbekistan	avg	243	10 3	243	10 4	245	9 66	224	9 88	234		

Table G-2

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Republic of Uzbekistan					
Total sown area	3240	3227	3232	3227	3637
Grain and grainbean	571	612	840	1018	1455
including grainear	313	354	618	828	1216
Corn on grain	77	81	56	26	40
Rice	177	175	162	159	185
Technical crops , total	1687	1716	1560	1521	1509
including cotton	1666	1695	1540	1493	1485
Potatoe and vegetable	155	107	105	99	215
Fodder crops	827	793	726	587	459
Perennial plantations	368	368	366	361	368
Sewage-farms	4239	4261	4281	4298	4180

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Andijan oblast					
Total sown area	207 7	206 6	205 0	205 9	204 0
Grain and grainbean	29 8	28 2	45 7	57 2	83 0
including grainear	19 8	17 9	38 3	53 6	80 0
Corn on grain	7 0	7 6	5 1	2 1	1 0
Rice	3 1	2 7	2 2	1 5	2 0
Technical crops , total	130 4	132 3	115 1	113 0	112 0
including cotton	130 1	131 9	114 5	110 9	110 0
Potatoe and vegetable	8 6	5 3	6 5	6 1	6 1
Fodder crops	38 9	40 8	37 7	29 6	25 6
Perennial plantations	30 7	30 5	30 5	30 2	30 2
Sewage-farms	280 3	280 5	280 8	281 0	281 0

Table E-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Fergana oblast					
Total sown area	265 7	261 5	260 9	260 3	259 0
Grain and grainbean	38 9	38 1	55 5	65 5	103 0
including grainear	25 9	29 2	52 8	62 5	102 0
Corn on grain	8 0	8 0	1 5	1 1	-
Rice	4 3	0 9	1 2	1 3	1 0
Technical crops , total	142 1	140 0	131 6	129 1	127 0
including cotton	141 6	139 6	131 2	128 6	127 0
Potatoe and vegetable	10 8	5 5	6 0	6 0	6 0
Fodder crops	73 8	77 9	67 8	59 8	59 8
Perennial plantations	36 9	37 7	37 4	37 3	37 3
Sewage-farms	354 5	356 1	357 2	358 4	358 4

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Tashkent oblast					
Total sown area	288 9	289 6	287 5	289 0	297 2
Grain and grainbean	47 5	52 9	69 6	93 2	129 2
including grainear	23 5	28 8	47 9	79 0	113 0
Corn on grain	11 0	10 0	8 8	3 4	2 0
Rice	12 9	13 9	12 6	10 5	14 0
Technical crops , total	127 9	132 1	112 7	111 8	112 0
including cotton	121 9	126 0	108 2	107 9	108 0
Potatoe and vegetable	31 1	24 7	23 6	18 9	18 9
Fodder crops	82 4	79 9	81 6	65 1	65 5
Perennial plantations	44 4	44 6	43 2	41 9	41 9
Sewage-farms	398 3	399 4	397 9	398 4	398 4

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Syrdarya oblast					
Total sown area	255 3	254 4	252 5	254 7	260 6
Grain and grainbean	35 8	40 6	53 3	83 1	112 0
including grainear	20 4	25 0	37 1	75 3	104 0
Corn on grain	6 3	6 9	8 1	1 2	1 0
Rice	9 1	8 7	8 0	6 6	7 0
Technical crops , total	152 5	155 3	142 5	141 3	144 0
including cotton	152 1	155 0	141 7	138 6	141 0
Potatoe and vegetable	7 6	3 5	4 5	3 2	3 3
Fodder crops	59 5	54 9	52 2	27 0	27 4
Perennial plantations	11 7	11 1	11 2	11 0	11 5
Sewage-farms	298 8	298 7	298 7	298 7	298 7

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Namanga oblast					
Total sown area	197 4	197 6	198 0	198 3	200 1
Grain and grainbean	31 4	33 1	48 1	57 1	84 5
including grainear	16 8	19 1	42 6	53 3	80 0
Corn on grain	8 5	8 3	1 9	0 4	0 5
Rice	5 9	5 6	3 4	3 3	4 0
Technical crops , total	109 8	108 7	100 9	95 3	95 0
including cotton	109 5	108 4	100 5	94 7	95 0
Potatoe and vegetable	9 9	8 2	7 1	7 6	7 6
Fodder crops	46 3	47 6	41 9	38 3	38 2
Perennial plantations	38 8	38 7	38 1	37 7	37 7
Sewage-farms	273 9	275 3	276 3	277 7	277 7

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	1992	1993	1994	1995	1996
Djizak oblast					
Total sown area	235 4	235 9	238 9	252 6	248 3
Grain and grainbean	28 0	34 5	54 6	76 0	127 0
including grainear	19 9	26 2	48 2	74 8	126 0
Corn on grain	8 0	8 0	6 2	0 7	–
Rice	0 3	0 3	0 2	0 3	1 0
Technical crops , total	142 2	145 4	135 8	139 3	111 0
including cotton	141 1	144 8	134 6	134 0	111 0
Potatoe and vegetable	10 9	5 9	6 6	7 2	6 3
Fodder crops	54 3	50 2	41 9	30 1	30 5
Perennial plantations	21 0	20 3	19 9	19 0	19 0
Sewage-farms	288 8	290 5	292 2	293 7	293 7

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	Fergana	Tashkent	Syrdarya	Namanga	Djızak	Andıjan
Year 1992						
Total sown area for the crop	265 7	288 9	255 3	197 4	235 4	207 7
Grain and grainbean	38 9	47 5	35 8	31 4	28 0	29 8
including grainear	25 9	23 5	20 4	16 8	19 9	19 8
Corn on grain	8 0	11 0	6 3	8 5	8 0	7 0
Rice	4 3	12 9	9 1	5 9	0 3	3 1
Technical crops , total	142 1	127 9	152 5	109 8	142 2	130 4
including cotton	141 6	121 9	152 1	109 5	141 1	130 1
Potatoe and vegetable, melon	10 8	31 1	7 6	9 9	10 9	8 6
Fodder crops	73 8	82 4	59 5	46 3	54 3	38 9
Perennial plantations	36 9	44 4	11 7	38 8	21 0	30 7
Sewage-farms	354 5	398 3	298 8	273 9	288 8	280 3

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	Fergana	Tashkent	Syrdarya	Namanga	Djizak	Andijan
Year 1993						
Total sown area	261 5	289 6	254 4	197 6	235 9	206 6
Grain and grainbean	38 1	52 9	40 6	33 1	34 5	28 2
including grainear	29 2	28 8	25 0	19 1	26 2	17 9
Corn on grain	8 0	10 0	6 9	8 3	8 0	7 6
Rice	0 9	13 9	8 7	5 6	0 3	2 7
Technical crops , total	140 0	132 1	155 3	108 7	145 4	132 3
including cotton	139 6	126 0	155 0	108 4	144 8	131 9
Potatoe and vegetable	5 5	24 7	3 5	8 2	5 9	5 3
Fodder crops	77 9	79 9	54 9	47 6	50 2	40 8
Perennial plantations	37 7	44 6	11 1	38 7	20 3	30 5
Sewage-farms	356 1	399 4	298 7	275 3	290 5	280 5

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	Andijan	Syrdarya	Fergana	Namanga	Djizak	Tashkent
Year 1994						
Total sown area for the crop	205 0	252 5	260 9	198 0	238 9	287 5
Grain and grainbean	45 7	53 3	55 5	48 1	54 6	69 6
including grainear	38 3	37 1	52 8	42 6	48 2	47 9
Corn on grain	5 1	8 1	1 5	1 9	6 2	8 8
Rice	2 2	8 0	1 2	3 4	0 2	12 6
Technical crops , total	115 1	142 5	131 6	100 9	135 8	112 7
including cotton	114 5	141 7	131 2	100 5	134 6	108 2
Potatoe and vegetable, melon	6 5	4 5	6 0	7 1	6 6	23 6
Fodder crops	37 7	52 2	67 8	41 9	41 9	81 6
Perennial plantations	30 5	11 2	37 4	38 1	19 9	43 2
Sewage-farms	280 8	298 7	357 2	276 3	292 2	397 9

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	Andijan	Tashkent	Fergana	Namanga	Djizak	Syrdarya
Year 1995						
Total sown area for the crop	205 9	289 0	260 3	198 3	252 6	254 7
Grain and grainbean	57 2	93 2	65 5	57 1	76 0	83 1
including grainear	53 6	79 0	62 5	53 3	74 8	75 3
Corn on grain	2 1	3 4	1 1	0 4	0 7	1 2
Rice	1 5	10 5	1 3	3 3	0 3	6 6
Technical crops , total	113 0	111 8	129 1	95 3	139 3	141 3
including cotton	110 9	107 9	128 6	94 7	134 0	138 6
Potatoe and vegetable	6 1	18 9	6 0	7 6	7 2	3 2
Fodder crops	29 6	65 1	59 8	38 3	30 1	27 0
Perennial plantations	30 2	41 9	37 3	37 7	19 0	11 0
Sewage-farms	281 0	398 4	358 4	277 7	293 7	298 7

Table G-2
(Continued)

SOWN AREAS IN THOUSAND HECTARE

	Andijan	Fergana	Namanga	Djizak	Tashkent	Syrdarya
Year 1996						
Total sown area for the crop	204 0	259 0	200 1	248 3	297 2	260 6
Grain and grainbean	83 0	103 0	84 5	127 0	129 2	112 0
including grainear	80 0	102 0	80 0	126 0	113 0	104 0
Corn on grain	1 0	–	0 5	–	2 0	1 0
Rice	2 0	1 0	4 0	1 0	14 0	7 0
Technical crops , total	112 0	127 0	95 0	111 0	112 0	144 0
including cotton	110 0	127 0	95 0	111 0	108 0	141 0
Potatoe and vegetable	6 1	6 0	7 6	6 3	18 9	3 3
Fodder crops	25 6	59 8	38 2	30 5	65 5	27 4
Perennial plantations	30 2	37 3	37 7	19 0	41 9	11 5
Sewage-farms	281 0	358 4	277 7	293 7	398 4	298 7

Table G-3

SALES OF AGRICULTURAL PRODUCTS IN 1996

GRAIN CROPS	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	2,317,625	330,536	132,300	170,221	141,585	238,010	235,159
Cost (1000 sum)	14,403,649	1,801,527	434,966	739,839	654,294	1,214,716	1,441,548
Price (sum/ton)	6,215	5,450	3,288	4,346	4,621	5,104	6,130
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	2,241,168	323,488	132,300	166,955	133,895	233,049	208,299
Cost (1000 sum)	13,403,289	1,722,906	434,966	723,513	623,875	1,192,330	912,982
Price (sum/ton)	5,980	5,326	3,288	4,334	4,659	5,116	4,383
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	33,858	4,116		3,266	7,629	4,751	1,453
Cost (1000 sum)	186,407	25,146		16,326	29,626	20,442	9,229
Price (sum/ton)	5,506	6,109		4,999	3,883	4,303	6,352
By the population							
Quantity (ton)	42,599	2,932			61	210	25,407
Cost (1000 sum)	813,953	53,475			793	1,944	519,337
Price (sum/ton)	19,107	18,238			13,000	9,257	20,441

Table G-3
(Continued)

WHEAT	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	1,861,399	325,766	115,195	160,445	121,937	206,575	202,784
Cost (1000 sum)	8,302,030	1,726,497	384,921	701,574	478,524	856,783	976,116
Price (sum/ton)	4,460	5,300	3,341	4,374	3,924	4,148	4,814
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	1,809,822	320,007	115,195	157,493	115,489	202,295	187,414
Cost (1000 sum)	7,915,692	1,687,573	384,921	688,880	452,436	838,310	849,289
Price (sum/ton)	4,374	5,274	3,341	4,374	3,918	4,144	4,532
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	26,919	3,788		2,952	6,387	4,168	1,393
Cost (1000 sum)	123,418	21,691		12,694	25,295	17,481	8,980
Price (sum/ton)	4,585	5,726		4,300	3,960	4,194	6,447
By the population							
Quantity (ton)	24,658	1,971			61	112	13,977
Cost (1000 sum)	262,920	17,233			793	992	117,847
Price (sum/ton)	10,663	8,743			13,000	8,857	8,431

Table G-3
(Continued)

POTATOES	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	244,905	12,080	7,033	44,059	1,612	42,788	34,788
Cost (1000 sum)	3,166,743	129,503	87,518	466,977	22,520	552,604	541,552
Price (sum/ton)	12,930	10,720	12,444	10,599	13,970	12,915	15,567
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	102,279	7,530	4,465	29,361	53	23,869	7,255
Cost (1000 sum)	1,149,541	69,978	61,970	308,285	569	288,437	82,109
Price (sum/ton)	112,239	9,293	13,879	10,500	10,736	12,084	11,318
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	3,994	198		552	89	1,943	643
Cost (1000 sum)	49,994	1,822		5,800	1,183	27,173	7,914
Price (sum/ton)	12,517	9,202		10,507	13,292	13,985	12,308
By the population							
Quantity (ton)	138,632	4,352	2,568	14,146	1,470	16,976	26,890
Cost (1000 sum)	1,967,208	57,703	25,548	152,892	20,768	236,994	451,529
Price (sum/ton)	14,190	13,259	9,949	10,808	14,128	13,961	16,792

Table G-3
(Continued)

VEGETABLES	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	1,285,480	94,225	27,778	124,862	11,786	280,583	163,464
Cost (1000 sum)	6,334,997	340,444	151,018	556,073	72,672	1,461,908	1,138,616
Price (sum/ton)	4,928	3,613	5,437	4,454	6,166	5,210	6,966
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	590,225	47,976	12,842	67,285	3,854	169,460	34,209
Cost (1000 sum)	2,127,918	123,394	46,708	273,209	22,060	844,824	133,526
Price (sum/ton)	3,605	2,572	3,637	4,060	5,724	4,985	3,903
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	28,608	855	400	2,377	396	16,348	2,151
Cost (1000 sum)	141,730	3,579	2,820	9,442	1,104	96,716	8,563
Price (sum/ton)	4,954	4,186	7,050	3,972	2,788	5,916	3,981
By the population							
Quantity (ton)	666,647	45,394	14,536	55,200	7,536	94,775	127,104
Cost (1000 sum)	4,065,349	213,471	101,490	273,422	49,508	520,368	996,527
Price (sum/ton)	6,098	4,703	6,982	4,953	6,570	5,491	7,840

Table G-3
(Continued)

MELON CROPS	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	225,491	6,034	9,713	10,482	24,394	16,960	28,969
Cost (1000 sum)	794,777	31,258	13,098	45,464	143,690	59,146	137,639
Price (sum/ton)	3,525	5,180	1,349	4,337	5,890	3,487	4,751
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	79,654	834	6,658	3,960	3,478	4,694	2,450
Cost (1000 sum)	143,849	2,589	5,858	16,632	3,253	10,331	5,828
Price (sum/ton)	1,806	3,104	880	4,200	935	2,201	2,379
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	9,304	324	200	1,034	529	3,655	752
Cost (1000 sum)	20,916	865	250	4,136	737	7,488	1,994
Price (sum/ton)	2,248	2,670	1,250	4,000	1,393	2,049	2,652
By the population							
Quantity (ton)	136,533	4,876	2,855	5,488	20,387	8,611	25,767
Cost (1000 sum)	630,012	27,804	6,990	24,696	139,700	41,327	129,817
Price (sum/ton)	4,614	5,702	2,448	4,500	6,852	4,799	5,038

Table G-3
(Continued)

FRESH FRUIT	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	365,048	38,516	8,475	49,887	5,150	57,696	65,622
Cost (1000 sum)	2,426,303	192,791	38,586	330,822	14,905	353,350	727,653
Price (sum/ton)	6,047	5,005	4,553	6,631	2,294	6,124	11,089
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	207,841	25,639	4,946	33,602	4,266	38,827	21,856
Cost (1000 sum)	934,489	82,778	21,289	222,729	9,920	229,007	137,483
Price (sum/ton)	4,496	3,229	4,304	6,628	2,325	5,898	6,290
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	12,283	1,013	30	939	372	2,604	3,660
Cost (1000 sum)	58,523	3,391	35	5,996	1,439	13,578	18,889
Price (sum/ton)	4,765	3,347	1,167	6,386	3,868	5,214	5,161
By the population							
Quantity (ton)	144,924	11,864	3,499	15,346	512	16,265	40,106
Cost (1000 sum)	1,433,291	106,622	17,262	102,097	3,546	110,770	571,281
Price (sum/ton)	9,890	8,987	4,933	6,653	6,926	6,810	14,244

Table G-3
(Continued)

GRAPES	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total							
Quantity (ton)	361,831	14,610	4,581	55,196	1,804	43,885	15,633
Cost (1000 sum)	2,209,308	79,641	45,732	437,360	10,323	230,624	236,083
Price (sum/ton)	6,106	5,451	9,983	7,924	5,722	5,255	15,102
By agricultural enterprises							
Quantity (ton)	272,859	11,422	3,265	47,151	1,584	38,932	6,364
Cost (1000 sum)	1,314,828	44,389	26,216	367,770	8,082	190,245	32,338
Price (sum/ton)	4,819	3,886	8,029	7,800	5,102	4,882	5,081
By farmers' house-holds							
Quantity (ton)	10,539	181		523	65	627	716
Cost (1000 sum)	55,347	475		4,079	222	3,773	5,776
Price (sum/ton)	5,252	2,624		7,799	3,415	6,018	8,067
By the population							
Quantity (ton)	78,433	3,007	1,316	7,522	155	4,326	8,553
Cost (1000 sum)	839,133	34,777	19,516	65,511	2,019	36,606	197,969
Price (sum/ton)	10,699	11,565	14,830	8,709	13,026	8,462	23,146

Table G-4

PURCHASES OF RAW COTTON IN 1996

	The Republic of Uzbekistan	Oblasts of Syr Darya river basin					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Calculated							
Quantity (ton)	4,000,000	310,000	257,000	280,000	325,000	280,000	375,000
Purchased							
Quantity (ton)	3,350,091	315,899	139,391	239,760	186,456	258,786	301,263
Cost (1000 sum)	12,426	11,593	9,853	14,399	10,970	11,427	13,525
Price (sum/ton)	41,627,280	3,662,114	1,373,430	3,452,194	2,045,425	2,957,177	4,074,536
Purchased in 1995							
Quantity (ton)	3,934,281	345,945	23,483	296,618	286,136	281,301	394,167
Ratio of 1996 to 1995	85	91	59	81	65	92	76

Table G-5

DYNAMICS OF SALINIZATION OF IRRIGATED LANDS, 1000HA

Administrative unit	Land inspection		Non-salinized lands		Salinized lands		including						Overall assessment of dynamics
	stage 1 1982-1987	stage 2 1990-1992	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	weakly		average		strongly		
							stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	
Andijan	265 6	225 9	203 8	156 7	61 8	69 2	39 6	41 4	13 9	22 9	8 3	4 9	deterioration
Djizak	269 2	249 2	94	128 4	175 2	120 8	73 8	77 5	79 3	29 4	22 1	13 9	deterioration
Namangan	250 5	208 2	236 5	176 2	14	32 1	9 8	9 2	4	9 7	0 2	13 2	deterioration
Syr Darya	284	270 5	18	18	266	252 5	112	107 4	88 3	79 9	65 2	65 2	stability
Tashkent	359 9	313 9	323 2	292 3	36 7	21 6	33 2	19 4	3 1	1 6	0 4	0 6	deterioration
Fergana	323 1	286 9	275 5	225 8	47 6	61 1	34	18 5	10 8	32 2	7 8	10 4	deterioration
Uzbekistan	3878 3	3467 5	1907 6	1719 6	1970 7	1748 1	1117 2	960 8	611 2	547	246 8	240 7	
in %	100	100	49 2	49 2	50 8	50 5	28 8	27 7	15 8	15 7	6 2	6 9	

Table G-6

DYNAMICS OF QUALITY OF IRRIGATED LANDS, 1000HA

Administrative unit	Years of soil survey conduction		Investigated area		Best lands 81-100 grades		Good lands 61-80 grades		Average lands 41-60 grades		Below avg lands 21-40 grades		Avg grade of soil s productivityassessment		Overall quality
	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	stage 1	stage 2	
Andijan	62-79	90	227	40	40	37	70	129	85	48	32	24	60	65	good
Djizak		89		253		6		73		136		38	54	54	average
Namangan	62-78	89-91	184	223	95	58	15	67	50	58	24	39	70	63	good
Syr Darya	61-84	84-89	452	273	30	1	180	90	102	112	140	70	54	52	average
Tashkent	67-75	84-90	227	319	75	57	45	151	91	96	17	15	66	66	good
Fergana	82	90	269	303	55	88	105	93	99	69	10	53	65	64	good
Uzbekistan			2841	3586	610	515	685	1180	899	1234	648	657	59	59	average
in %			100	100	21	15	24	33	32	34	23	18			

Table G-7

USE OF IRRIGATION WATER IN 1991-1996, MCM

Oblast	1991		1992		1993		1994		1995		1996	
	Total	Irrigation	Total	Irrigation	Total	Irrigation	Total	Irrigation	Total	Irrigation	Total	Irrigation
Andijan	3046	2638	3129	2620	2997	2475	2917	2390	3290	2849	3547	3250
Namangan	2529	2220	2918	2525	3049	2756	2780	2517	2963	2779	3296	3075
Fergana	4363	3731	4339	3729	4469	3883	4010	3404	4605	4357	4698	4545
Syr Darya	4267	2527	4092	2494	3492	2253	4095	2433	2470	2374	2683	2479
Djizak	2192	2110	2301	2224	2116	2038	2081	1994	2439	2439	2619	2561
Tashkent	7869	3877	7646	3831	7553	3825	7536	3858	6039	4048	6039	3796
Total	24266	17103	24425	17423	23676	17230	23419	16596	21805	18845	22882	19706
Uzbekistan	53611	43607	53829	44977	52767	43464	51223	41892	52150	48003	54974	50561

Table G-8

USE OF WATER AND LAND RESOURCES IN 1995, MCM

Oblast	Water consumption									Sources of coverage						
	Total	Irrigation			Non-irrigation needs					Total	From flow	From small river	Total	Inside the network use water		
		Irri area	Specific water use	Irri water	Total	Industry	Drinking	Fishery	Agri water					ground water	Drainage water	Return water
Andijan	3290	285	10	2849	441	49	97	31	264	3289	462	2447	381	350	31	-
Namangan	2963	274	10	2779	184	9	20	22	133	2963	2132	706	126	79	47	-
Fergana	4605	359	12	4357	248	88	132	10	18	4605	1275	2786	544	238	123	184
Syr Darya	2470	294	8	2374	96	25	53	6	12	2470	2239	13	219	40	45	134
Djizak	2439	289	8	2439						2439	1679	721	39	9	15	15
Tashkent	6039	385	11	4048	1991	420	1141	320	110	6039	521	4093	1425	14	93	1318
Total	21805	1884	10	18845	2960	591	1443	389	537	21805	8308	10765	2732	729	353	1650
Uzbekistan	52150	4224	11	48003	4146	891	1942	505	808	52150	29494	19345	3311	986	609	1716

Table G-9

USE OF WATER AND LAND RESOURCES IN 1996, MCM

Oblast	Water consumption									Sources of coverage						
	Total	Irrigation			Non-irrigation needs					Total	From flow	From small river	Total	Inside the network use water		
		Irri area	Specific water use	Irri water	Total	Industry	Drinking	Fishery	Agri water					ground water	Drainage water	Return water
Namangan	3296	276	11	3075	221	75	22	104	20	3296	2515	559	222	75	35	112
Fergana	4698	360	13	4545	153	15	64	14	60	4698	1672	2749	277	67	96	114
Syr Darya	2683	289	9	2479	204	76	2	13	113	2683	2475	130	78	8	35	35
Djizak	2619	289	9	2561	58	30	0	21	7	2619	2258	322	39	4	26	9
Tashkent	6039	385	10	3796	2243	427	276	34	1506	6039	530	3653	1856	169	206	1481
Total	19335	1599	51	16456	2879	623	364	186	1706	19335	9450	7413	2472	323	398	1751
Uzbekistan	54974	4254	12	50561	4413	844	503	712	2354	54974	35820	15290	3864	1133	639	2092

Table G–10

UNIT IRRIGATION WATER WITHDRAWAL, MCM/HA

Oblast	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Andıjan	12 1	11 5	11 4	11 0	10 0	11 5
Namangan	9 1	9 1	8 4	8 5	8 1	8 9
Fergana	10 5	12 5	13 4	12 2	10 1	11 1
Syr Darya	10 0	10 1	9 8	9 4	8 1	8 6
Dıızak	12 9	12 8	13 0	12 8	10 5	9 8
Tashkent	12 9	14 2	13 4	12 4	12 1	12 6
Uzbekıstan	13 2	13 2	13 2	12 6	11 3	11 9

Table G-11

IRRIGATED AREA IN 1992-1995, 1000 HA

ANDIJAN OBLAST	1992	1993	1994	1995
Total	274 1	274 3	274 6	275 1
Naryn river site	97 2	95 1	95 8	96 0
Leninabad Canal	1 8	1 8	1 8	1 8
Large Andijan Canal	26 6	25 9	25 6	25 9
Large Fergana Canal-1	15 2	14 7	14 8	14 8
Large Fergana Canal-2	53 6	52 7	53 6	53 5
Andijan reservoir	125 6	127 1	127 3	127 7
Andijansai	45 5	45 6	45 4	45 7
Savai	13 3	13 0	13 0	13 0
The right canal of Andijan reservoir	2 3	2 5	2 4	2 4
Shahrikhansai	38 1	39 1	39 7	39 8
South Fergana Canal	26 4	26 9	26 8	26 8
Lower Karadarya	32 5	33 5	33 0	32 9
Upper Ulugnar	9 6	10 3	10 3	10 3
Pakhtaabad	16 1	15 3	15 3	15 2
Siza	6 8	7 9	7 4	7 4
Small rivers	18 8	18 6	18 5	18 5
Ahbura	7 7	7 4	7 2	7 2
Aravan	3 9	3 7	3 7	3 7
Mailisai	5 6	5 6	5 6	5 6
Tentyaksai	1 6	1 9	2 0	2 0

Table G-11
(Continued)

NAMANGAN OBLAST	1992	1993	1994	1995
Total	267 0	267 5	268 6	270 3
Naryn river flow	140 6	150 2	148 3	149 1
Large Fergana Canal-1	35 0	33 3	33 3	33 4
Leninabad Canal	3 5	3 6	3 6	3 6
Small canals	7 0	9 6	9 8	9 8
Large Andijan Canal	9 4	10 5	9 2	9 3
North Fergana Canal	58 1	66 2	65 2	65 7
Large Namangan Canal	27 6	27 0	27 2	27 3
Syr Darya river flow	50 1	45 0	45 9	45 8
Including canal of Akhunbaev	41 1	37 7	38 4	38 2
Pumpp stations	9 0	7 3	7 5	7 6
Small rivers	76 3	72 3	74 3	75 4
Including Padshaata	33 4	33 4	33 5	34 0
Kasansai	23 1	28 5	29 0	29 5
Gavasai	15 0	7 6	8 3	8 3
Chadaksai	3 0	1 2	1 7	1 8
Koksereksai	1 8	1 6	1 8	1 8

Table G-11
(Continued)

DJIZAK OBLAST	1992	1993	1994	1995
Total	286 1	287 1	289 1	290 6
South Goldnaya steppe Canal	233 5	234 6	235 9	237 2
EOO	35 2	35 4	35 5	35 7
Sanzar	1 7	1 7	1 7	1 7
Reservoirs	8 6	8 6	8 7	8 7
Ravines and springs	6 3	6 3	6 4	6 4
Kirov Main Canal	0 8	0 9	0 9	0 9

Table G-11
(Continued)

SYR DARYA OBLAST	1992	1993	1994	1995
Total	296 4	296 4	296 2	296 5
Kirov Main Canal	100 5	100 5	100 5	100 5
South Golodnaya steppe Canal	176 3	176 4	176 3	176 4
Syr Darya river	16 6	16 6	16 5	16 6
Ravines and springs	3 0	2 9	2 9	3 0

Table G-11
(Continued)

FERGANA OBLAST	1992	1993	1994	1995
Total	349 4	350 0	350 9	351 6
Large Fergana Canal	118 0	145 8	148 9	152 9
South Ferhana Canal	37 7	48 5	47 7	34 7
Large Andijan Canal	48 8	43 5	42 6	45 4
the river of Sokh	53 4	45 7	45 2	48 1
Shakhimardan	18 7	12 9	12 8	13 5
Isfairamsai	25 8	26 6	26 5	28 1
Isfara	8 1	1 2	1 7	1 7
Kirkidon reservoir	17 6	15 4	15 2	16 2
Pump stations				
Syr Darya river	21 3	10 4	10 3	10 9

Table G-11
(Continued)

TASHKENT OBLAST	1992	1993	1994	1995
Total	376 5	377 4	376 9	377 0
Akhangaran river	52 0	82 2	52 0	52 1
OAEE	10 9	10 9	10 9	10 9
Gedjigen	12 8	12 8	12 8	12 8
Chirchik river	272 6	273 0	272 8	272 8
including small water intakes	27 1	27 1	27 1	27 1
Bozsu Canal	84 1	84 1	84 1	84 1
Parkent	15 9	15 9	15 9	15 9
Left bank Karasu	145 6	145 6	145 6	145 6
including small water intakes	56 6	56 6	56 6	56 6
Hamdam	13 6	13 6	13 6	13 6
Tashkent canal named after Pol	58 1	58 1	58 1	58 1
Canal named after Morgunenko	17 3	17 3	17 3	17 3
Ravines	8 9	9 0	9 0	9 0
EAÑ	3 0	3 0	3 0	3 0
Syr Darya river flow	40 0	40 2	40 1	40 1

Table G–12

CLASSIFICATION OF IRRIGATED AREA IN 1992–1995, 1000 HA

	Year	Irrigated area	Depth of occurence of underground water, m						Mineralizat of underground water, g/l			
			0–1	1–1,5	1,5–2	2–3	3–5	>5	0–1	1–3	3–5	5–10
Andijan	1992	274 1	1 6	20 7	86 8	73 4	27 5	64 1	139 1	107 0	28 0	–
	1993	274 3	2 6	27 1	81 1	73 0	26 7	63 8	140 6	91 9	34 8	6 8
	1994	274 6	2 5	29 1	75 7	77 8	26 2	63 3	147 7	98 3	26 8	1 8
	1995	275 1	2 4	24 5	80 2	79 9	25 8	62 3	152 5	95 9	25 8	0 9
Djizak	1992	286 1	–	0 3	5 1	147 0	122 7	11 0	0 1	94 3	191 8	–
	1993	287 5	0 0	0 4	4 9	172 1	99 5	10 7	0 1	81 6	205 8	–
	1994	289 1	0 0	0 2	3 1	154 3	123 1	8 5	1 7	82 3	205 2	–
	1995	290 6	–	0 2	4 2	163 0	117 8	8 5	1 6	82 8	209 4	–
Namangan	1992	267 0	0 6	14 6	45 4	42 9	19 6	143 9	202 0	53 0	12 0	–
	1993	267 5	2 8	15 7	41 9	47 4	17 5	142 1	192 9	66 1	8 0	0 5
	1994	268 6	2 2	20 9	32 5	59 0	15 0	139 1	196 0	60 7	10 8	1 1
	1995	270 3	0 9	17 1	43 3	41 4	14 9	152 7	200 2	57 3	10 0	2 9
Syr Darya	1992	296 4	0 5	13 0	57 3	173 9	43 8	7 9	9 1	82 9	204 5	–
	1993	296 4	0 8	11 5	81 8	182 7	16 2	3 5	0 4	99 9	196 1	–
	1994	296 2	0 3	4 3	39 3	210 0	42 3	14 2	5 8	105 6	107 7	77 1
	1995	296 2	0 8	5 1	45 0	198 4	46 9	–	1 2	139 2	108 7	47 1
Tashkent	1992	376 5	0 9	13 4	55 5	133 9	82 3	90 5	211 5	152 5	12 5	–
	1993	376 5	1 3	13 5	62 0	129 8	79 6	90 3	223 2	137 2	16 1	–
	1994	376 9	0 9	10 6	60 4	134 4	82 3	88 3	216 9	146 3	13 7	–
	1995	377 0	1 8	7 9	55 3	153 9	65 8	92 3	240 1	132 3	4 6	–
Fergana	1992	349 4	117 1	–	166 4	–	65 9	–	300 9	30 1	19 0	–
	1993	350 0	112 9	–	163 6	–	73 5	–	300 9	30 1	19 0	–
	1994	350 9	108 8	–	159 7	–	82 4	–	297 6	36 2	16 8	–
	1995	351 6	115 1	–	154 5	–	82 0	–	302 1	33 0	16 5	–
Total	1992	1849 5	120 7	62 1	416 5	571 1	361 8	317 4	862 7	519 7	467 7	0 0
	1993	1852 2	120 4	68 3	435 3	605 0	313 0	310 4	858 1	506 9	479 8	7 3
	1994	1856 3	114 7	65 0	370 8	635 5	371 3	313 3	865 6	529 3	381 0	80 0
	1995	1860 8	120 9	54 8	382 5	636 6	353 2	315 9	897 7	540 4	375 0	50 9

Table G-13

AGRICULTURAL DEVELOPMENT IN 1995

Parameter	Unit	Syr Darya river basin	Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total population	1000 people	12229	2040	891	1786	634	4378	2500
rural population	1000 people	6674	1427	607	1110	438	1329	1764
agricultural population	1000 people	3838	821	349	638	252	764	1014
Irrigated area	1000 ha	1861	275	291	270	297	377	352
Production of agriculture (in comparable prices of 1983)	10E6 ruble	4758	844	626	774	472	1090	952
Agricultural products (in comparable prices of 1983)	10E6 ruble	4484	802	545	736	458	1030	914
plant cultivation	10E6 ruble	3019	588	357	523	328	637	587
irrigated area	10E6 ruble	2989	578	346	520	327	630	587
cattle breeding	10E6 ruble	1740	257	269	252	144	454	365
irrigated area	10E6 ruble	1495	224	198	216	131	400	327
Irrigated area per citizen	ha/person	0	0	0	0	0	0	0
per worker employed in agricultural production	ha/person	0	0	1	0	1	0	0
Cost of gross production per ha of irrigated area	ruble/ha	2400	2915	1874	2721	1543	2732	2599
per worker employed in agricultural production	ruble/ha	1168	977	1793	1152	1815	1348	901

Table G-14

AGRICULTURAL DEVELOPMENT IN 1992

Parameter	Unit	Syr Darya river basin	Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total population	1000 people	11676	1899	831	1652	600	4357	2338
rural population	1000 people	6202	1310	562	1019	412	1279	1620
agricultural population	1000 people	3504	740	317	576	233	723	915
Irrigated area	1000 ha	1850	274	286	267	296	377	349
Production of agriculture (in comparable prices of 1983)	10E6 ruble	4935	865	598	720	493	1284	976
Agricultural products (in comparable prices of 1983)	10E6 ruble	4647	817	523	683	471	1219	933
plant cultivation	10E6 ruble	3077	547	367	464	357	787	555
irrigated area	10E6 ruble	3066	547	361	464	356	784	555
cattle breeding	10E6 ruble	1858	318	231	256	136	497	421
irrigated area	10E6 ruble	1581	271	163	219	115	435	379
Irrigated area per citizen	ha/person	0	0	0	0	0	0	0
per worker employed in agricultural production	ha/person	1	0	1	0	1	1	0
Cost of gross production per ha of irrigated area	ruble/ha	2512	2980	1830	2558	1589	3238	2670
per worker employed in agricultural production	ruble/ha	1325	1104	1649	1187	2022	1672	1019

Table G-15

ECONOMIC PARAMETERS OF LAND AND WATER RESOURCES USE IN 1995

Parameter	Syr Darya river basin	Oblasts of the Republic of Uzbekistan					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Area 1000 ha	5886	424	2049	744	500	1544	676
Total population 1000 people	14728	2040	891	1786	634	4378	2500
rural population 1000 people	6677	1427	607	1110	438	1329	1767
Irrigated areas 1000 ha	1861	275	291	270	296	377	352
Ameliorative unfavorable areas 1000 ha	108	12	8	10	52	9	17
%	6	4	3	4	18	2	5
Use of irrigated areas 1000 ha							
arable lands	1421	197	249	192	257	275	251
perennial plantings	177	30	19	38	11	42	37
farmstead	218	43	18	37	16	54	50
others	45	5	5	4	12	6	113
Production 1000 ton							
grain	1588	317	276	228	229	290	247
grain-cereals	1383	241	273	200	211	242	216
cotton	1838	342	234	297	290	281	394
potatoes	263	27	11	7	12	80	66
vegetables	1654	374	136	272	56	553	264
melon fields	256	17	141	19	26	34	19
fruit	396	108	24	92	6	83	83
grapes	259	27	32	80	5	96	19
production volume of agricultural products							
Total production 10E6 rulbes (prices of 1983)	4758	844	626	774	472	1090	952
Including irrigated areas	4484	802	545	736	458	1030	914
Total water consumption mcm	21805	3290	2439	2963	2470	6039	4605
â òîì –èñïåå èç EAÑ è ïîçåìíûo âîa	2732	381	39	76	219	1425	544
surface	19073	2909	2400	2887	2252	4614	4061
Irrigation	1885	2849	2439	2779	2374	4048	4357
Non-irrigation users	2960	441		184	96	199	248
Specific water consumption m3/ha	9 9	10 0	8 1	10 1	8 1	10 5	12 1
Water resources per unit of production l3/total	4 2	3 5	4 5	3 8	5 2	3 9	4 8
Water resources per unit cotton,l3/ha	10 2	9 6	10 4	9 4	8 1	16 7	11 0
Efficiency of main and inter-house-hold network	0 84	0 87	0 85	0 86	0 80	0 81	0 84
Efficiency of inside-house-hold network	0 73	0 69	0 72	0 77	0 68	0 71	0 78
Availability of irrigated area per inhabitant ha	0 15	0 13	0 33	0 15	0 47	0 09	0 14
per agricultural worker	0 48	0 34	0 83	0 42	1 76	0 49	0 35
Production per agricultural worker	1168	977	1793	1152	1815	1348	901
Productivity/ha ruble	2400	2915	1874	2721	1543	2732	2599

Table G-16

SOWING AREA, 1000 HA

Parameter	Syr Darya basin	1992					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total sowing area	1844 6	241 3	428 3	220 3	293 5	354 5	306 7
including the public sector	1684 7	206 2	409 1	198 0	277 1	327 2	267 1
grains	433 7	42 1	166 8	38 3	59 9	79 5	47 1
including the public sector	399 5	30 0	165 2	31 7	57 1	77 1	38 4
graincereals	334 7	22 0	153 6	20 8	57 3	52 6	28 4
including the public sector	324 0	20 0	153 5	17 2	55 3	52 6	25 4
technical	815 4	132 5	148 1	110 0	153 2	129 2	142 4
including the public sector	811 5	130 3	148 1	110 0	152 6	127 9	142 6
from them cotton	794 9	130 1	141 2	109 7	152 2	121 9	139 8
potatoes, vegetables, melons	158 8	23 6	22 8	19 2	15 6	51 3	26 3
including the public sector	79 1	8 1	12 6	9 2	7 6	31 1	10 5
fodder crops	436 7	43 1	90 6	52 8	64 8	94 5	90 9
including the public sector	393 7	37 7	83 2	46 4	59 8	91 0	75 6

Table G-16

(Continued)

Parameter	Syr Darya basin	1995					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Total sowing area	1833 0	239 3	428 0	221 3	290 8	349 6	304 0
including the public sector	1673 0	204 2	409 7	198 1	276 6	324 5	259 9
grains	663 9	71 2	212 7	65 5	108 8	124 4	81 3
including the public sector	616 5	57 2	211 1	57 1	105 0	120 8	65 3
graincereals	601 5	56 2	209 5	57 6	99 3	106 6	72 3
including the public sector	582 7	53 6	209 5	53 3	97 0	106 6	62 7
technical	733 9	113 0	141 5	95 3	142 4	112 6	129 1
including the public sector	726 1	111 8	136 9	95 3	140 8	112 4	128 9
from them cotton	714 8	110 9	134 0	94 7	138 7	107 9	128 6
potatoes, vegetables, melons	125 2	22 0	17 0	17 6	9 4	36 7	22 5
including the public sector	48 9	6 0	7 3	7 5	3 2	18 9	6 0
fodder crops	310 5	33 2	57 2	42 9	30 2	75 9	71 1
including the public sector	282 0	29 7	54 4	38 2	27 6	72 4	59 7

Table G-17

PRODUCTION OF MAIN PRODUCTS, 1000 TON

Parameter	Syr Darya basin	1992					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
grains	956	170	202	130	129	193	132
including the public sector	826	109	201	107	117	187	104
graincereals	566	78	174	68	73	95	78
including the public sector	530	69	174	56	65	95	72
raw cotton	1993	356	282	317	327	309	402
potatoes	234	25	14	46	8	99	42
including the public sector	194	74	9	30	2	59	19
vegetables	2052	400	171	222	114	761	384
including the public sector	862	131	65	101	37	431	97
melon areas	473	31	176	37	138	56	35
including the public sector	204	19	61	31	32	43	18

546

Table G-17

(Continued)

Parameter	Syr Darya basin	1995					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
grains	1588	317	276	228	229	290	247
including the public sector	1403	242	275	195	217	281	193
graincereals	1383	241	273	200	211	242	216
including the public sector	1315	230	273	185	204	242	182
raw cotton	1838	342	234	297	290	281	394
potatoes	263	27	11	66	12	80	66
including the public sector	104	9	6	39	1	33	15
vegetables	1654	374	136	272	56	553	264
including the public sector	560	94	30	108	12	258	58
melon areas	256	18	141	19	26	34	19
including the public sector	79	7	19	16	12	20	7

Table G-18

YIELD OF MAIN PRODUCTS, CENTNER/HA

Parameter	Uzbekistan	1992					
		Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Grains							
on all lands	18 6	40 3	12 1	33 3	21 5	24 2	27 9
on irrigated lands	29 2	40 3	22 7	33 3	30 8	31 0	27 9
including the public sector							
on all lands	11 2	36 2	12 2	33 9	21 5	24 2	27 2
on irrigated lands	28 8	36 2	24 4	33 9	27 4	31 3	27 2
graincereals							
on all lands	19 1	35 3	11 4	32 8	12 7	18 6	27 3
on irrigated lands	26 7	35 3	18 4	32 8	26 2	24 6	27 3
including the public sector							
on all lands	12 9	34 6	11 3	32 3	12 0	18 0	28 2
on irrigated lands	23 4	34 6	20 8	32 3	25 0	24 6	28 2
Cotton							
on all lands	24 8	27 4	20 0	29 1	21 5	25 3	28 6
on irrigated lands	24 8	27 4	20 0	29 1	21 5	25 3	28 6
Potatoes							
on all lands	83 0	93 0	83 6	91 0	92 2	89 2	113 0
on irrigated lands	83 0	93 0	111 7	91 0	92 2	89 2	113 0
including the public sector							
on all lands	81 0	88 6	75 8	90 3	60 0	87 9	106 4
on irrigated lands	81 0	88 6	71 9	90 3	60 0	87 9	106 4
Vegetables							
on all lands	181 0	204 0	167 0	21 8	167 8	196 5	185 0
on irrigated lands	181 0	204 0	169 4	21 8	166 5	196 5	185 0
including the public sector							
on all lands	172 0	206 5	129 5	234 7	112 4	192 0	171 8
on irrigated lands	172 0	206 5	132 5	234 7	109 7	192 1	171 8
Melons							
on all lands	113 0	148 0	134 0	144 0	183 6	147 5	91 0
on irrigated lands	92 6	148 0	166 9	144 0	183 6	147 5	91 0
including the public sector							
on all lands	105 5	147 4	94 3	135 0	94 4	142 0	66 5
on irrigated lands	101 0	147 4	120 0	135 0	94 4	142 0	66 5

Table G-18

(Continued)

Parameter	1995						
	Uzbekistan	Andijan	Djizak	Namangan	Syr Darya	Tashkent	Fergana
Grains							
on all lands	19 4	44 3	13 0	34 5	21 0	23 4	30 3
on irrigated lands	25 5	44 3	24 8	34 5	25 3	27 8	30 3
including the public sector							
on all lands	18 6	42 1	13 0	34 0	20 7	23 3	28 6
on irrigated lands	24 8	42 1	24 9	34 0	25 0	27 9	28 6
graincereals							
on all lands	18 9	42 9	13 0	34 7	21 2	22 7	29 8
on irrigated lands	26 2	42 9	25 2	34 7	26 0	27 9	29 8
including the public sector							
on all lands	18 6	42 9	13 1	35 0	21 0	22 7	29 0
on irrigated lands	26 1	42 9	25 0	35 0	26 0	27 9	29 0
Cotton							
on all lands	26 4	30 8	17 5	31 3	20 9	26 1	30 6
on irrigated lands	26 4	30 8	17 5	31 3	20 9	26 1	30 6
Potatoes							
on all lands	92 0	110 4	76 2	141 7	75 1	98 1	109 3
on irrigated lands	92 0	110 4	76 2	141 7	75 1	98 1	109 3
including the public sector							
on all lands	95 4	120 4	64 4	156 1	50 0	92 8	107 4
on irrigated lands	95 4	120 4	64 4	156 1	50 0	92 5	107 4
Vegetables							
on all lands	176 0	201 3	175 1	232 5	109 7	204 8	169 8
on irrigated lands	176 0	201 3	175 2	232 5	109 7	204 8	169 8
including the public sector							
on all lands	176 6	199 3	119 1	264 1	82 0	203 3	149 6
on irrigated lands	176 7	199 3	119 2	264 1	82 0	203 3	149 6
Melons							
on all lands	99 0	115 0	134 8	133 8	99 9	151 3	111 4
on irrigated lands	110 2	115 0	150 0	133 8	99 9	151 3	111 4
including the public sector							
on all lands	69 7	88 3	61 0	153 4	88 5	121 9	76 1
on irrigated lands	84 1	88 3	78 4	153 4	88 5	130 0	76 1

Table G-19

1995 CROP WATER REQUIREMENT, MCM

System	Index	Months												Ann
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ANDIJAN	actual	84 1	74 0	132 1	221 4	256 2	390 8	488 4	392 1	242 0	150 6	91 3	98 0	2621
	designed	-	133 5	184 0	154 9	204 9	505 5	722 8	700 6	278 5	150 0	81 3	70 3	3186
Andijansai	actual	7 7	5 3	12 6	28 2	32 0	68 1	72 5	58 4	34 0	17 5	12 5	10 8	360
	designed	-	6 8	9 1	26 8	35 3	75 7	109 8	108 5	46 1	25 2	15 7	13 4	472
Akbura	actual	1 0	1 2	1 9	7 4	7 3	18 3	20 3	17 5	7 3	2 1	1 9	1 5	88
	designed	-	-	-	3 8	5 0	15 1	20 1	17 7	9 0	8 1	2 7	2 7	84
Aravan	actual	0 4	0 3	0 5	2 2	1 9	4 0	6 2	4 0	2 4	1 3	0 9	0 2	24
	designed	-	-	-	2 1	4 0	8 1	11 7	11 8	6 1	3 6	0 8	0 8	49
Large Andijan C	actual	18 4	7 6	11 8	25 1	26 4	45 5	78 7	56 4	27 0	17 1	1 2	17 6	333
	designed	-	34 4	51 3	13 7	15 4	53 5	78 2	74 8	21 8	13 4	6 3	5 5	368
Large Fergana C	actual	21 5	23 9	40 5	41 2	57 4	91 4	110 6	83 6	51 0	26 1	16 8	15 8	580
	designed	-	58 8	81 0	42 7	49 7	130 3	185 6	177 1	62 7	30 9	18 8	15 5	853
Upper Ulugnar	actual	11 6	11 7	11 8	12 1	12 7	13 0	13 6	13 6	12 5	11 8	11 8	11 8	148
	designed	-	3 1	4 1	6 3	9 9	19 9	27 1	26 2	11 3	4 4	3 7	3 3	119
Left bank to	actual	-	-	-	1 5	1 5	5 7	6 5	5 2	2 7	1 2	0 6	-	25
Andijan reservoir	designed	-	-	-	1 3	1 5	3 1	4 4	4 8	2 2	1 6	0 8	0 6	20
Leninabad Canal	actual	-	-	-	-	2 9	3 5	4 1	4 7	5 5	0 9	-	-	22
	designed	-	0 8	1 3	0 9	1 1	3 1	4 5	4 4	2 1	2 0	0 3	0 3	21
Mailisu	actual	-	-	0 8	3 5	10 1	11 1	15 4	16 5	1 1	0 3	-	-	59
	designed	-	2 1	3 9	3 4	5 0	11 7	16 2	15 6	7 9	3 5	0 8	0 8	71
Pakhtaabad	actual	1 2	1 8	5 4	14 6	20 2	23 5	30 7	30 9	21 6	5 7	4 0	3 6	163
	designed	-	9 3	10 7	8 0	12 3	30 5	42 3	40 3	17 2	6 2	2 7	2 2	182
Siza	actual	2 1	1 2	4 5	1 9	2 5	8 6	12 9	5 1	2 7	0 6	0 2	0 3	43
	designed	-	6 6	6 6	3 5	4 9	13 7	19 9	19 0	6 1	1 7	1 2	1 0	84
Savai	actual	5 8	6 3	4 9	13 9	7 0	18 7	19 9	12 1	5 7	8 9	5 7	4 5	113
	designed	-	-	-	7 5	9 1	19 9	28 8	29 1	15 3	11 3	3 7	3 6	128
Tentyaksai	actual	-	0 6	0 7	0 8	0 9	1 1	1 2	1 2	1 1	1 0	0 6	-	9
	designed	-	1 2	1 2	0 8	1 4	3 7	5 3	5 1	1 8	0 5	0 2	0 2	21
Shakhrikhansai	actual	4 8	5 7	25 7	39 7	44 4	51 4	61 4	53 4	41 3	32 0	25 4	22 8	408
	designed	-	9 9	14 0	23 2	32 8	74 3	104 6	101 6	42 1	21 3	13 1	11 5	448
South Fergana Canal	actual	9 2	7 7	10 6	29 0	30 0	28 0	35 0	31 7	24 8	22 9	8 8	8 8	247
	designed	-	0 5	0 8	10 9	17 5	42 9	64 3	64 6	26 8	16 3	10 5	8 9	264

Notes water supply at boders of rayons, at the border of the oblast is 19-21 (20 on average) % more

Table G-19

(Continued)

System	Index	Months												Ann
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
NAMANGA	actual	55 5	61 9	126 5	262 3	284 9	341 1	438 3	381 3	236 3	121 5	50 0	19 4	2379
	designed	-	117 1	209 3	178 4	273 1	577 5	750 4	706 1	280 9	135 1	106 5	98 8	3433
Large Fergana Canal	actual	0 1	0 4	14 6	24 7	29 1	38 6	44 8	43 7	21 8	16 8	0 2	0 4	235
	designed	-	20 1	31 1	15 6	29 6	79 2	104 2	98 5	35 8	10 0	8 2	7 5	440
Leninabad Canal	actual	-	-	1 0	5 3	5 4	5 6	5 5	5 4	2 9	1 1	-	-	32
	designed	-	-	-	1 9	3 3	8 4	11 5	11 2	4 6	1 9	1 2	1 2	45
Small canals	actual	-	-	2 2	8 6	5 8	6 1	6 8	6 6	5 2	2 0	0 8	-	44
(Naryn)	designed	-	7 0	7 1	4 1	7 3	18 8	24 2	22 7	6 7	1 7	4 7	3 8	108
Large Andijan Canal	actual	-	12 1	12 8	13 1	11 6	16 8	20 8	18 9	13 2	10 4	-	-	136
	designed	-	9 1	13 5	4 1	6 0	17 7	24 2	23 0	6 2	3 8	5 1	4 2	117
Middle Fergana Canal	actual	1 7	1 3	19 0	57 1	47 4	91 3	125 7	108 0	79 5	19 0	11 6	1 7	563
	designed	-	22 5	54 9	53 2	73 2	149 5	190 5	180 9	71 4	33 2	27 1	26 1	883
Large Namangan Canal	actual	2 2	-	11 3	39 6	28 3	40 3	42 6	35 6	30 6	17 1	10 9	3 2	262
	designed	-	3 7	10 8	22 1	38 3	67 5	85 2	81 0	37 1	14 3	5 5	5 9	371
Akhunbaev Canal	actual	35 0	39 0	29 7	33 5	22 7	46 0	88 0	77 9	40 2	10 2	2 2	-	424
	designed	-	40 7	61 1	16 2	23 2	71 4	97 8	92 8	24 0	15 0	18 9	15 3	476
Pump stations	actual	0 7	1 0	1 6	5 7	4 2	6 0	15 9	14 6	4 2	1 4	0 5		56
of Syr Darya river	designed	-	6 4	9 8	3 6	5 1	14 1	19 2	18 1	5 0	3 5	5 2	4 2	94
Padshaatasai	actual	3 8	3 7	10 0	19 6	31 5	30 2	31 4	24 0	14 2	15 4	7 4	4 3	196
	designed	-	1 5	2 6	20 3	35 6	63 1	80 3	69 7	34 9	23 1	21 1	20 9	373
Kasansai	actual	1 5	1 4	16 4	28 7	18 6	20 8	30 0	27 4	10 8	17 0	6 1	2 0	181
	designed	-	4 4	12 6	27 1	37 5	62 7	80 9	77 4	39 8	21 0	6 8	6 9	377
Gavasai	actual	3 0	2 0	5 9	16 2	47 9	25 1	17 5	15 3	12 1	9 4	6 4	4 3	165
	designed	-	1 2	3 4	6 9	9 4	16 7	21 6	20 5	10 3	5 5	1 8	1 8	99
Chadaksai	actual	1 6	0 9	1 5	9 7	30 2	13 4	7 2	2 1	1 3	1 0	3 6	3 2	76
	designed	-	0 2	1 7	2 0	2 7	5 0	6 4	6 2	2 9	1 1	0 5	0 6	29
Kokserksai	actual	0 1	0 1	0 5	0 5	2 2	0 9	2 1	1 8	0 3	0 7	0 3	0 3	10
	designed	-	0 3	0 7	1 3	1 9	3 4	4 4	4 1	2 2	1 0	0 4	0 4	20

Table G-19

(Continued)

System	Index	Months												Ann
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
FERGANA	actual	100 0	224 1	306 7	393 8	400 8	599 8	868 6	700 8	421 3	291 5	71 2	44 4	4423
	designed	-	209 7	355 9	292 1	394 5	798 1	1071 0	1022 5	415 7	206 1	152 7	134 4	5053
Large Fergana Canal	actual	12 3	108 5	176 8	170 2	148 8	181 0	194 3	151 4	110 1	119 0	-	-	1372
	designed	-	118 1	176 9	113 9	139 0	316 7	435 3	416 9	154 6	81 7	73 9	60 2	2087
Sotuh Fergana Canal	actual	-	1 0	5 7	50 0	61 4	74 6	90 3	92 9	45 0	28 4	2 7	-	452
	designed	-	18 9	34 5	29 1	39 2	80 2	109 6	104 7	44 6	20 6	11 5	10 4	503
Large Andijan Canal	actual	39 9	59 0	45 0	59 7	55 7	82 6	117 4	97 3	60 0	22 0	-	-	639
	designed	-	36 8	55 1	37 7	43 2	91 3	126 0	120 8	44 5	25 5	23 5	19 1	624
Karkidon	actual	-	-	1 2	33 4	8 5	31 2	50 1	63 0	23 0	5 9	0 2	-	217
reservoir	designed	-	9 9	16 8	12 2	17 9	38 6	52 5	50 3	20 8	9 0	6 8	6 0	241
Sokh	actual	19 5	21 9	20 9	17 3	35 4	77 6	173 8	126 9	68 5	38 0	28 5	26 8	655
	designed	-	10 5	36 2	44 7	71 8	125 9	157 6	147 1	67 2	28 9	15 9	17 0	723
Shakhimardan	actual	8 1	4 4	11 8	24 1	26 9	33 7	57 7	45 0	36 2	26 9	12 8	7 7	295
	designed	-	2 0	8 8	14 6	22 5	38 2	50 4	48 6	21 5	11 1	3 8	4 5	226
Isfairamsai	actual	4 6	4 9	24 3	21 4	46 7	67 1	81 1	49 8	39 7	36 4	23 9	8 6	409
	designed	-	4 1	12 1	29 5	47 3	77 9	100 1	96 4	47 8	21 7	10 5	11 4	459
Isfara	actual	-	1 0	0 2	0 6	3 7	13 6	51 0	26 3	5 3	1 0	0 4	1 0	104
	designed	-	0 1	1 6	2 1	2 8	5 0	6 2	5 9	3 2	1 3	0 5	0 6	29
Pump	actual	15 7	23 4	20 8	17 1	13 7	38 4	52 9	48 2	33 5	13 9	2 7	0 3	281
stations	designed	-	9 3	13 9	8 3	10 8	24 3	33 3	31 8	11 5	6 3	6 3	5 2	161
SYR DARYA	actual	77 3	34 9	0 6	237 3	269 3	316 6	442 8	322 1	111 6	113 2	185 7	49 9	2161
	designed	-	183 5	296 5	163 0	362 1	719 9	885 5	756 0	256 0	61 5	48 0	41 4	3774
Kirov Main Canal	actual	52 9	-	-	66 7	71 9	114 5	135 9	87 2	27 3	48 0	88 3	26 1	719
	designed	-	76 6	107 6	67 7	150 2	265 1	334 6	281 0	97 4	22 9	20 4	17 9	1441
South Golodnaya steppe	actual	24 1	34 5	-	146 1	129 5	142 7	244 1	178 4	50 1	63 9	95 5	22 1	1131
	designed	-	98 2	175 8	78 3	113 2	357 5	450 3	404 9	146 0	35 8	25 1	21 0	1906
Syr Darya river	actual	-	-	-	23 9	66 3	57 6	60 7	54 7	32 9	-	1 4	0 9	299
	designed	-	8 2	12 6	16 3	97 0	91 8	93 7	63 9	10 6	2 6	2 3	2 3	402
Ravines and springs	actual	0 3	0 4	0 6	0 6	1 6	1 7	2 0	1 8	1 2	1 3	0 5	0 8	13
	designed	-	0 5	0 5	0 7	1 7	5 5	6 9	6 2	2 2	0 2	0 2	0 2	25

Table G-19

(Continued)

System	Index	Months												Ann
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
DJIZAK	actual	98 6	123 7	74 9	299 9	281 5	319 9	464 3	310 0	97 9	142 8	180 6	44 6	2439
	designed	-	151 6	219 5	133 2	178 1	515 8	665 4	594 3	231 0	85 0	70 8	41 6	2886
South Golodnaya steppe	actual	93 7	116 9	52 4	272 8	231 0	240 8	346 6	205 3	62 5	108 2	150 6	34 0	1915
	designed	-	138 4	198 8	111 1	133 3	417 5	538 2	479 0	180 9	66 9	60 3	33 8	2358
(Iskituyatartar)	actual	-	-	14 9	4 9	26 2	50 9	86 3	72 6	12 1	27 8	23 6	5 7	325
	designed	-	7 9	13 2	13 9	29 4	64 6	84 0	76 3	33 5	13 5	8 0	5 6	350
Sanzar river	actual	0 8	0 8	0 8	0 6	0 9	1 0	1 0	1 1	0 6	-	-	0 9	9
	designed	-	-	-	0 6	2 0	3 1	3 9	3 5	1 6	0 6	0 3	0 2	16
Ravines and springs	actual	4 1	3 7	4 1	2 6	2 8	2 6	2 8	2 8	2 6	4 1	3 9	4 1	40
	designed	-	0 5	1 0	2 8	6 3	12 2	15 4	14 0	6 5	1 8	0 4	0 4	61
Reservoirs	actual	-	2 4	2 6	17 8	18 5	17 8	18 5	18 5	17 8	2 6	2 5	-	119
	designed	-	4 6	6 0	4 2	6 3	16 8	22 0	19 8	7 7	2 2	1 4	1 2	92
Kirov Main Canal	actual	-	-	-	0 9	1 5	1 5	1 2	1 4	1 2	-	-	-	8
Kirov Canal	designed		0 3	0 6	0 5	0 9	1 6	1 9	1 7	0 7	-	0 4	0 3	9
Drills for	actual	-	-	-	0 2	0 7	1 4	2 4	2 9	0 9	-	-	-	9
irrigation	designed	-	-	-	-	-								
second use of collector-dr	actual	-	-	-	-	-	3 8	5 6	5 6	-	-	-	-	15
TASHKENT	actual	1 3	0 6	40 2	550 0	835 3	918 1	970 4	790 2	377 2	174 5	106 3	30 8	4795
	designed	-	73 8	92 3	54 1	363 3	906 4	1236 6	1093 0	433 7	64 0	158 5	115 9	4592
Left bank of Chirchik including the basin of Akhangaran river														
	actual	1 3	0 6	7 0	293 2	512 7	584 7	627 4	505 7	224 6	64 6	49 2	24 2	2895
	designed	-	29 8	35 0	26 2	199 9	529 8	736 8	651 4	250 0	31 0	68 4	50 8	2609
Right bank of Chirchik	actual	-	-	0 4	146 8	214 9	223 0	246 4	220 8	127 2	70 0	6 5	0 5	1257
	designed	-	11 5	17 6	18 1	86 1	250 5	337 9	308 0	137 7	18 9	64 1	51 1	1301
Syr Darya river	actual	-	-	32 8	110 0	107 7	110 4	96 6	63 8	25 4	39 9	50 7	6 1	643
	designed	-	32 5	39 7	9 9	77 3	126 1	162 0	133 6	45 9	14 2	26 1	13 9	681
TOTAL	actual	416 8	519 2	681 0	1964 7	2328 0	2886 3	3672 8	2896 5	1486 3	994 1	685 1	287 1	18818
	designed	0 0	869 2	1357 5	975 7	1776 0	4023 2	5331 7	4872 5	1895 8	701 7	617 8	502 4	22924

Notes If collector-drainage waters, ravines and springs are not shown separately, their water withdrawal is included in system

Exhibit G-1
(sheet 1 of 3)

Harza's Comments on Uzbekistan's Irrigation Data

There are six oblasts, Andizhan, Djizak, Fergana, Namangan, Syrdarya, and Tashkent, belong to the Syr Darya river basin in Uzbeksitan The following notes and comments were made regarding to the irrigation/agricultural data prepared by a local engineer Mr Galtsev in June, 1998 The file names used in the following comments refer to the tables listed in Appendix G

- Table G-1 - This file is useless from an economic standpoint becuase all data are tied to 1983 rubles In all oblasts except Andizhan, the gross agricultural product - "normalized to the 1983 rubles" has apparently decreased anywhere from 5% to 30% Overall, it has decreased approximately 13% Therefore, data from this file were not used in the present valuation process

- Table G-2 - This file has more recent land use numbers (1996) for some of the oblasts A comparison between the 1996 and 1994 values are given below Most notable in the changes from 1994 to 1996 are the increases in area sown to grains and a decrease in pastures

	Land Use in Irrigated Area, 1000 ha									
Oblast	Cotton		Grains		Rice		Pastures		Other	
	1994	1996	1994	1996	1994	1996	1994	1996	1994	1996
Namangan	100 6	95 0	50 3	84 5	4 6	4 0	43 5	38 2	8 8	7 6
Fergana	131 2	127 0	68 1	103 0	1 2	1 0	66 6	59 8	10 6	6 0
Syrdarya	141 6	141 0	48 4	112 0	8 0	7 0	46 3	27 4	8 7	3 3
Andizhan	114 5	110 0	53 8	83 0	4 8	2 0	35 8	25 6	7 7	6 1
Tashkent	108 2	108 0	58 3	129 2	12 6	14 0	72 3	65 5	19 6	18 9
Djizak	134 6	111 0	53 8	127 0	0 2	1 0	37 4	30 5	14 6	6 3

- Tables G-3 and G-4 - The values reported in Table G-3 are all "sales" values, not net returns from subtracting costs of production In addition m they are not listed by crop-type, so analyses with crop type variations could not be performed The values listed in Table G-4 are for raw cotton only Data from this file were not used in the valuation process of net return

- Tables G-5 and G-6 - These data were not asked for They are not useful for the analyses

- Tables G-7 to G-10 - It is interesting to note that in the Syrdarya oblast, "water use for irrigation" is closely matched to surface water sources "from flow (Syr Darya)" and "from small rivers" with less than a 2% difference This supports our assumption that irrigation

water requirements must be met by abstractions from the Syr Darya or its tributaries The general orders of magnitude of "irrigation water withdrawals per a complex hectare " in the last page are roughly half what are required under our existing (1994) scenario This reflects the fact that much of the requirement we compute accounts for very inefficient actual conveyance and field efficiencies It is not clear, however, if this table includes non-growing season applications of water, which our analysis includes A comparison between the 1996 irrigation and total abstractions (year round, growing and non-growing season) was made as follows

Oblast	Water Withdrawal for Irrigation, 1000 mcm	
	1994	1996
Namangan	100 6	95 0
Fergana	131 2	127 0
Syrdarya	141 6	141 0
Andizhan	114 5	110 0
Tashkent	108 2	108 0
Djizak	134 6	111 0

- Table G-11 - The irrigated area totals do not match the total sown areas by crop type, reported in Table G-2 The latter of which generally corroborate our previous breakdowns Therefore, this file was not used

- Table G-12 - See comments for Table G-11 The discrepancy may be between areas actually sown and areas equipped for irrigation The latter exceeds the former, since there is a significant percentage of land that is not irrigated due to salinization and economic factors These factors may have resulted in some lands that are no longer in production

- Tables G-13 to G-15 - These tables are also useless because data were in terms of 1983 rubles under the former Soviet Union Interesting, that arable land is equal roughly to our assumption of irrigated area, and less than the "irrigated areas" reported in the previous files and in the "Technical-economic indices " of this file Water consumption at the point of withdrawal not "local" was required The reported efficiencies are not all-inclusive and are higher than reality as well (we have used about 40%) Otherwise, our crop water requiremetns are gnerally corroborated by their "specific water consumption-lands" requirement

- Tables G-16 to G-18 - The distributions presented in chapter 5 were used, since they are

more refined by crop type, and since they eliminate unnecessary non-growing season distributions For example, in Namangan, the February and March amount is about half of June and July amount

- Table G-19 - We already have more updated net return data The production data in this file might be useful, if we did not already have the return data We would want to get to derivations of returns or crop values from the production data

APPENDIX H
IRRIGATION DATA COLLECTED FROM KAZAKHSTAN

APPENDIX H

LIST OF TABLES AND EXHIBITS

Table H-1 Sowing and irrigated areas of main agricultural crops on irrigated squares in Syr Darya river basin in the Republic of Kazakstan in 1994-1997, 1000 ha

Table H-2 Gross harvest of main agricultural crops from irrigated lands in Syr Darya river basin in the Republic of Kazakstan in 1994-1997, 1000 ton

Table H-3 Yield of main agricultural crops in oblasts and Kazakstan (Syr Darya river basin), centners/ha

Table H-4 Irrigated area, volumes of water use and efficiency of irrigation system (efficiency of delivery of irrigation water) on irrigated area in Syr Darya river basin on the territory of the Republic of Kazakstan in 1994-1997

Table H-5 Sources of coverage of requirements of irrigated land cultivation in Syr Darya river basin in the Republic of Kazakstan in 1994-1997, mcm

Table H-6 Monthly volumes of water withdrawal, water supply and average weighed irrigation rates of agricultural crops on irrigated lands in Syr Darya river basin in the Republic of Kazakstan in 1994-1997

Table H-7 Monthly volumes of water withdrawal, water supply and average weighed irrigation rates of agricultural crops on irrigated lands in Syr Darya river basin in the South-Kazakstan oblast of the Republic of Kazakstan in 1994-1997

Table H-8 Monthly volumes of water withdrawal, water supply and average weighed irrigation rates of agricultural crops on irrigated lands in Syr Darya river basin in the Kzylorda oblast of the Republic of Kazakstan in 1994-1997

Table H-9 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya river basin in the Republic of Kazakstan in 1994-1997, m^3/ha

Table H-10 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya river basin in the South-Kazakstan oblast of the Republic of Kazakstan in 1994, m^3/ha

Table H-11 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya river basin in the South-Kazakstan oblast of the Republic of Kazakstan in 1995, m^3/ha

Table H-12 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya

river basin in the Kzylorda oblast of the Republic of Kazakstan in 1994, m^3/ha

Table H-13 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya river basin in the Kzylorda oblast of the Republic of Kazakstan in 1995, m^3/ha

Table H-14 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya river basin in the Kzylorda oblast of the Republic of Kazakstan in 1996, m^3/ha

Table H-15 Monthly net watering rates of main agricultural crops on irrigated areas in Syr Darya river basin in the Kzylorda oblast of the Republic of Kazakstan in 1997, m^3/ha

Table H-16 Economic indices of activity of agricultural enterprises on land cultivation on irrigation lands in the Syr Darya river basin of Kzylorda oblast of the Republic of Kazakstan for 1994-1996

Table H-17 Cost of agricultural products in South-Kazakstan oblast

Exhibit H-1 Notes of Kazakstan irrigation data

Exhibit H-2 Harza's comments on Kazakstan irrigation data

Table H-1

SOWING AND IRRIGATED AREAS OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED SQUARES IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994-1997, 1000ha

Crops	1994			1995			1996			1997		
	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast
Wheat	103 1	59 6	43 5	93 8	42 5	51 3	80 6	44 7	35 9	75 7	59 5	16 2
Rice	88 7	15 5	73 2	82 2	13 7	68 5	76 5	10 5	66 0	73 6	8 0	65 6
Corn for grain	27 1	21 7	5 4	18 6	16 3	2 3	14 1	13 0	1 1	10 6	10 1	0 5
Cotton	110 8	110 8	-	109 6	109 6	-	106 0	106 0	-	103 6	103 6	-
Sufflower	11 5	9 3	2 2	18 9	10 2	8 7	13 4	7 9	5 5	7 9	6 2	1 7
Potatoes	8 0	2 9	5 1	6 5	1 5	5 0	7 9	2 9	5 0	7 7	3 0	4 7
Vegetables	10 6	6 6	4 0	10 0	6 8	3 2	9 5	6 2	3 3	9 5	6 5	3 0
Melons	8 9	5 0	3 9	12 3	7 8	4 5	13 8	8 1	5 7	13 0	7 5	5 5
Corn for silage	39 8	28 5	11 3	26 7	20 6	6 1	15 2	11 6	3 6	5 1	5 0	0 1
Alfalfa	188 9	114 2	74 7	177 7	116 4	61 3	151 8	97 6	54 2	130 3	86 4	43 9
Others	43 9	39 4	4 5	10 2	6 9	3 3	7 0	4 4	2 6	7 4	6 0	1 4
Total Sowing Area	640 7	412 9	227 8	566 4	352 2	214 2	495 9	313 0	182 9	444 6	302 0	142 6
Perrenial plantings	27 1	26 0	1 1	26 0	24 9	1 1	23 5	22 5	1 0	16 9	15 9	1 0
Orchards, total	16 9	16 2	0 7	16 7	16 0	0 7	15 7	14 9	0 8	12 4	11 6	0 8
with fruit-bearing age	9 1	8 6	0 5	9 1	8 7	0 4	9 5	9 0	0 5	8 9	8 2	0 7
Vineyards, total	10 2	9 8	0 4	9 3	8 9	0 4	7 8	7 6	0 2	4 5	4 3	0 2
with fruit-bearing age	6 7	6 3	0 4	6 2	5 9	0 3	5 9	5 7	0 2	3 9	3 7	0 2
Total area of sowings and perrenial plantings	667 8	438 9	228 9	592 4	377 1	215 3	519 4	335 5	183 9	461 5	317 9	143 6
Irrigated lands, not included in the sowing areas, but watered (farmstead plots, collective gardens, farmers households, irrigated pastures etc)	38 5	24 3	14 2	94 3	78 1	16 2	110 2	98 7	11 5	103 3	91 0	12 3
Total irrigated lands watered	706 3	463 2	243 1	686 7	455 2	231 5	539 6	434 2	105 4	564 8	408 9	155 9

Table H-2

GROSS HARVEST OF MAIN AGRICULTURAL CROPS FROM IRRIGATED LANDS IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994-1997

Crops	1994			1995			1996			1997		
	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast
Wheat	93 7	62 0	31 7	103 3	68 5	34 8	66 1	50 7	15 4	120 2	102 5	17 7
Rice	281 4	45 3	236 1	194 2	17 7	176 5	254 0	11 9	242 1	275 8	10 6	265 2
Corn for grain	58 2	54 1	4 1	25 3	24 3	1 0	16 1	15 1	1 0	15 8	14 9	0 9
Raw cotton	207 7	207 7	-	223 0	223 0	-	182 8	182 8	-	197 8	197 8	-
Sufflower	4 6	3 7	0 9	4 3	2 5	1 8	3 3	1 7	1 6	3 2	2 5	0 7
Potatoes	37 2	17 0	20 2	26 2	6 8	19 4	54 0	16 2	37 7	52 7	13 6	39 1
Vegetables	84 7	67 8	16 9	87 3	74 0	13 3	88 7	61 4	27 3	92 2	66 2	26 0
Melons	45 5	20 5	25 0	76 2	44 5	31 7	99 0	40 3	58 7	102 7	43 9	58 8
Corn for silage	423 1	345 1	78 0	221 9	192 2	29 7	129 2	105 5	23 7	43 5	42 8	0 7
Perrenial herbs	753 3	616 1	137 2	538 0	428 0	110 0	377 2	273 3	103 9	292 7	211 3	81 4
Fruits	19 3	18 4	0 9	14 6	14 3	0 3	21 3	20 7	0 6	7 1	6 8	0 3
Vineyards	19 9	19 9	0 05	48 0	47 4	0 6	16 1	16 1	0 03	9 8	9 6	0 2

Table H-3

YIELD OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON OBLASTS AND KAZAKSTAN
(SYR DARYA RIVER BASIN), centners/ha

Crops	1994			1995			1996			1997		
	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast
Wheat	9 1	10 4	7 3	11 0	16 1	6 8	8 2	11 3	4 3	15 9	17 7	11 0
Rice	31 7	29 1	32 2	23 6	13 0	25 8	33 2	11 3	36 7	37 5	13 2	40 4
Corn for grain	21 5	24 9	7 6	13 6	14 9	4 4	11 4	11 6	9 3	14 9	14 7	17 6
Raw cotton	18 7	18 7	–	20 3	20 3	–	17 2	17 2	–	19 3	19 3	–
Sufflower	4 0	4 0	4 1	2 3	2 4	2 1	2 5	1 2	2 9	4 2	4 3	4 2
Potatoes	46 5	59 1	39 9	40 3	46 5	38 7	68 4	56 2	76 5	68 4	45 7	83 6
Vegetables	79 9	102 2	42 6	87 3	108 3	41 6	92 4	98 1	82 6	97 1	102 0	86 3
Melons	51 1	40 7	64 3	64 6	60 8	70 5	71 7	50 1	102 5	79 0	58 5	107 6
Corn for silage	106 3	121 2	68 9	83 1	92 7	49 0	85 0	90 6	66 0	85 3	85 3	67 3
Perrenial herbs	39 9	53 9	18 4	30 3	36 8	18 0	24 8	28 0	19 2	22 5	24 4	18 5
Fruits	21 2	21 3	19 2	16 0	16 5	6 6	22 4	23 0	11 2	8 0	8 3	4 7
Vineyards	29 7	31 9	1 10	77 4	80 5	21 3	27 3	28 3	1 40	25 1	26 1	11 2

Table H-4

IRRIGATED AREA, VOLUMES OF WATER USE AND EFFICIENCY OF IRRIGATION SYSTEM (EFFICIENCY OF DELIVERY OF IRRIGATION WATER) ON IRRIGATED AREA IN SYR DARYA RIVER BASIN ON THE TERRITORY OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994-1997

Parameter	1994			1995			1996			1997		
	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast
Irrigated area (1000 ha)	706 3	463 2	243 1	686 7	455 2	231 5	629 6	434 2	195 4	564 8	408 9	155 9
Volume of water withdrawal (mcm)	9712 6	5041 3	4671 3	8267 0	4350 5	3916 5	8632 2	4460 3	4171 9	7537 6	3572 0	3965 6
Volume of water supplied to the field (mcm)	5925 0	3185 5	2739 5	4897 8	2609 7	2288 1	5135 6	2671 4	2464 2	4319 0	2101 9	2217 1
Average weighed irrigation net rate (m3/ha)	8389 0	6877 0	11269 0	7132 0	5733 0	9885 0	8157 0	6152 0	12611 0	7647 0	5140 0	14221 0
Efficiency	0 61	0 63	0 59	0 59	0 60	0 58	0 60	0 60	0 59	0 57	0 59	0 56
Average weighed irrigation gross rate (m3/ha)	13750 0	10900 0	19220 0	12000 0	9556 0	16920 0	13700 0	10260 0	21360 0	13346 0	8740 0	25440 0

Table H-5

SOURCES OF COVERAGE OF REQUIREMENTS OF IRRIGATED LAND CULTIVATION IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994-1997, mcm

Sources of coverage of water consumption	1994			1995			1996			1997		
	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast	KZ	S-K Oblast	K-O Oblast
Total	9712 6	5041 3	4671 3	8267 0	4350 5	3916 5	8632 2	4460 3	4171 9	7537 6	3572 0	3965 6
Syr Darya river	7073 2	2416 4	4656 8	5840 2	1936 2	3904 0	6451 1	2292 0	4159 1	5735 1	1783 6	3951 5
Chirchik river	477 6	477 6	-	483 5	483 5	-	473 9	473 9	-	392 1	392 1	-
Local sources	2161 8	2147 3	14 5	1943 3	1930 8	12 5	16777 2	1664 4	12 8	1410 4	1396 3	14 1

Table H-6

MONTHLY VOLUMES OF WATER WITHDRAWAL, WATER SUPPLY AND AVERAGE WEIGHED IRRIGATION RATES OF AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED LANDS IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994-1997

Parameter	Year	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Volume of water withdrawn, mcm	1994	39 1	304 8	651 0	1847 5	1302 3	2244 7	1582 5	435 7	108 7	173 9	121 7	9712 6
	1995	33 3	262 7	608 0	1678 8	1963 3	1849 7	1149 5	377 1	92 7	148 2	103 7	8267 0
	1996	31 9	266 6	597 4	1599 3	1946 0	2121 2	1353 8	392 9	88 8	142 1	99 3	8639 3
	1997	26 3	214 5	430 9	1469 9	1795 8	1880 5	1130 6	315 8	73 4	117 5	82 4	7537 6
Volume of water supply to the field, mcm	1994	24 7	192 6	397 2	1090 3	1391 1	1386 4	911 9	275 3	68 3	109 9	76 9	5925 0
	1995	20 0	157 6	342 4	1010 8	1164 6	1091 6	677 9	226 3	55 6	88 9	62 2	4897 8
	1996	19 1	159 7	334 1	971 0	1156 8	1264 9	796 9	235 3	53 2	85 1	59 6	5135 6
	1997	15 5	126 2	240 1	877 5	1067 5	1001 0	644 5	185 5	43 2	69 1	48 5	4319 0
Average weighed irrigation rate, m3/ha	1994	35	273	562	1544	1970	1963	1291	390	97	155	109	8389
	1995	29	229	499	1472	1696	1590	987	329	81	129	91	7132
	1996	30	254	531	1542	1837	2009	1266	374	84	135	95	8157
	1997	27	224	425	1554	1890	1773	1141	329	76	122	86	7647

Table H-7

MONTHLY VOLUMES OF WATER WITHDRAWAL, WATER SUPPLY AND AVERAGE WEIGHED IRRIGATION RATES OF AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED LANDS IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE SOUTH-KAZAKSTAN OBLAST OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994-1997

Parameter	Year	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Volume of water withdrawn, mcm	1994	39 1	304 8	365 6	711 5	940 7	1030 7	808 9	435 7	108 7	173 9	121 7	5041 3
	1995	33 3	262 7	313 4	615 5	812 8	891 9	699 2	377 1	92 7	148 2	103 7	4350 5
	1996	31 9	266 6	309 6	638 5	839 8	115 9	723 0	392 9	88 8	142 1	99 3	4460 3
	1997	26 3	214 5	252 3	508 6	669 8	738 1	576 7	312 4	73 4	117 5	82 4	3572 0
Volume of water supply to the field, mcm	1994	24 7	192 6	231 0	449 6	594 4	651 3	511 1	275 3	68 3	109 9	76 9	3185 5
	1995	20 0	157 6	188 0	369 2	487 6	535 0	419 4	226 3	55 6	88 9	62 2	2609 7
	1996	19 1	159 7	185 4	382 4	503 0	555 7	433 0	235 3	53 2	85 1	59 6	2671 4
	1997	15 5	126 2	148 4	299 2	394 1	434 3	339 3	183 7	43 2	69 1	48 5	2101 9
Average weighed irrigation rate, m3/ha	1994	53	416	499	971	1283	1407	1103 0	594 0	148 0	237 0	166	6877
	1995	44	346	413	811	1071	1175	922	497	122	195	137	5733
	1996	44	368	427	881	1158	1280	997	542	122	196	137	6152
	1997	38	309	363	732	962	1062	830	448	106	169	119	5140

Table H-8

MONTHLY VOLUMES OF WATER WITHDRAWAL, WATER SUPPLY AND AVERAGE WEIGHED IRRIGATION RATES OF AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED LANDS IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE KZYLORDA OBLAST OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994–1997

Parameter	Year	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total
Volume of water withdrawn, mcm	1994	285 4	1136 0	1302 3	1214 0	773 6	–	4671 3
	1995	294 6	1063 3	1150 5	957 8	450 3		3916 5
	1996	287 8	960 8	1106 2	1193 4	630 8	–	4179 0
	1997	178 6	961 3	1126 0	1142 4	553 9	3 4	3965 6
Volume of water supply to the field, mcm	1994	166 2	640 7	796 7	735 1	400 8	–	2739 5
	1995	154 4	641 6	677 0	556 6	258 5		2288 1
	1996	148 7	588 6	653 8	709 2	363 9	–	2464 2
	1997	91 7	578 3	673 4	566 7	305 2	1 8	2217 1
Average weighed irrigation rate, m3/ha	1994	684	2636	3277	3024	1649	–	11270
	1995	667	2772	2925	2405	1116		9885
	1996	762	3012	3345	3629	1862	–	12610
	1997	588	3708	4318	3635	1957	12	14218

Table H–9

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994–1997, m3/ha

Parameter	Year	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Wheat	1994	–	67	583	948	837	176	–	102	220	147	–	3080
	1995	–	34	426	719	937	184	–	52	112	76	–	2540
	1996	–	55	703	839	1171	227	–	83	179	119	–	3376
	1997	–	65	462	649	626	252	–	99	213	141	–	2507
Rice	1994	–	–	1000	5968	7250	6702	3850	693	174	–	–	25637
	1995	–	–	1316	6846	6317	5175	2164	466	117	–	–	22401
	1996	–	–	1353	7090	6633	8033	3861	521	130	–	–	27621
	1997	–	–	735	7364	7967	6486	3444	391	98	–	–	26485
Corn for grain	1994	288	553	107	823	1288	1387	1144	314	–	–	–	5904
	1995	301	575	113	737	1156	1263	1016	323	–	–	–	5484
	1996	276	532	99	674	1057	1149	943	705	–	–	–	5035
	1997	236	462	85	576	849	924	736	264	–	–	–	4132
Sufflower	1994	–	35	522	852	1374	904	356	–	–	–	–	4043
	1995	–	16	270	439	947	767	508	–	–	–	–	2947
	1996	–	22	299	492	1201	1030	746	–	–	–	–	3791
	1997	–	25	291	481	873	633	330	–	–	–	–	2633
Potatoes	1994	112	150	300	1150	1587	1900	1463	238	25	–	–	6925
	1995	62	77	138	877	1231	1492	923	138	15	–	–	4953
	1996	114	139	190	1152	1684	2038	1240	228	–	–	–	6785
	1997	91	104	156	1000	1428	1753	1065	182	13	–	–	5792
Vegetables	1994	85	104	396	1519	1915	2047	1773	773	170	38	38	8858
	1995	70	90	330	1080	1490	1610	1330	660	150	30	30	6870
	1996	74	84	316	1168	1495	1600	1379	632	137	31	31	6947
	1997	74	84	326	1095	1484	1558	1337	652	147	32	32	6821

Table H-9

(Continued)

Parameter	Year	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Melons	1994	–	169	112	899	1494	1865	1607	371	–	–	–	6517
	1995	–	153	102	695	1280	1601	1203	330	–	–	–	5364
	1996	–	145	94	659	1225	1522	1145	311	–	–	–	5101
	1997	–	108	69	523	1054	1315	1000	223	–	–	–	4292
Corn for silage	1994	–	259	560	128	726	1229	1409	528	–	–	–	4839
	1995	–	266	577	131	700	1150	1243	483	–	–	–	4550
	1996	–	217	468	105	597	1039	1138	513	–	–	–	4079
	1997	–	255	549	118	607	843	882	158	–	–	–	3412
Cotton	1994	36	36	315	577	1066	1310	1190	315	–	554	554	5953
	1995	40	40	356	651	1207	1477	1342	356	–	624	624	6712
	1996	41	4	361	661	1220	1498	1362	361	–	633	633	6811
	1997	39	39	343	627	1157	1422	1293	343	–	601	601	6455
Alfalfa	1994	28	643	836	1044	1283	1530	1021	503	163	33	–	7084
	1995	22	519	504	771	1032	1251	936	406	132	26	–	5599
	1996	25	575	515	732	1134	1222	1036	450	146	29	–	5864
	1997	23	516	587	749	1064	1182	915	417	130	26	–	5609
Orchards	1994	–	–	158	718	2482	1710	1287	357	11	410	–	6133
	1995	–	–	187	668	1389	1592	1201	332	–	381	–	5753
	1996	–	–	178	666	1382	1590	1195	330	10	378	–	5729
	1997	–	–	104	515	1033	1185	906	236	7	270	–	4256
Vineyards	1994	–	50	527	947	1351	1690	992	86	–	826	–	6469
	1995	–	–	178	669	1389	1596	1200	332	11	381	–	5756
	1996	–	45	498	843	1215	1511	882	78	–	753	–	5825
	1997	–	34	344	636	910	1128	674	56	–	537	–	4319
Others	1994	–	222	455	1257	1538	1622	1185	469	–	–	–	6747
	1995	–	192	279	751	994	1190	891	408	–	–	–	4705
	1996	–	241	256	870	1122	1346	995	510	–	–	–	5340
	1997	–	174	234	663	872	1045	781	367	–	–	–	4136

Table H-10

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS
IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE SOUTH-KAZAKSTAN OBLAST
OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994, m3/ha

Parameter	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Cotton	36	36	315	577	1066	1310	1190	315	-	554	554	5953
Wheat	116	116	639	970	605	87	-	176	381	255	-	3229
Rice	-	-	2940	4721	5117	5626	4919	3958	989	-	-	28270
Alfalfa	46	1063	655	939	1247	1432	1163	832	270	54	-	7701
Corn for grain	362	694	134	846	1150	1272	986	392	-	-	-	5836
Vegetables	140	170	631	1382	2023	2233	1793	1242	281	60	60	10015
Melons	-	307	192	1005	1257	1510	1095	650	-	-	-	6016
Potatoes	327	400	153	747	1627	1740	993	673	7	-	-	6667
Sufflower	-	42	648	1058	1373	705	8	-	-	-	-	3834
Corn for silage	362	782	179	840	1191	1260	212	-	-	-	-	4826
Orchards	-	-	165	690	1478	1685	1276	372	12	427	-	6106
Vineyards	-	52	549	930	1343	1666	969	90	-	859	-	6458
Others	-	351	220	1148	1437	1726	1252	743	-	-	-	6877

Table H-11

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE SOUTH-KAZAKSTAN OBLAST OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1995, m3/ha

Parameter	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Cotton	40	40	356	651	1207	1477	1342	356	–	624	624	6712
Wheat	–	75	414	628	392	57	–	115	247	165	–	2093
Rice	–	–	2083	3345	3625	3986	3485	2804	701	–	–	20029
Alfalfa	34	792	488	700	930	1068	867	620	201	40	–	5740
Corn for grain	342	656	137	799	1086	1291	931	369	–	–	–	5611
Vegetables	109	733	492	1077	1577	1741	1397	968	218	47	47	8406
Melons	–	250	157	820	1026	1234	894	530	–	–	–	4911
Potatoes	302	370	142	690	1504	1609	918	623	6	–	–	6164
Sufflower	–	32	500	816	1058	544	6	–	–	–	–	2956
Corn for silage	346	748	171	803	1142	1205	203	–	–	–	–	4618
Orchards	–	–	154	643	1376	1570	1189	347	11	398	–	5688
Vineyards	–	47	497	841	1215	1507	876	82	–	859	–	5924
Others	–	232	146	761	952	1142	829	492	–	–	–	4554

Table H-12

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS
IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE KZYLORDA OBLAST
OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1994, m3/ha

Parameter	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total
Rice	588	6230	7694	6927	3621	–	25060
Alfalfa	1112	1205	1339	1680	804	–	6140
Wheat	507	921	1152	300	–	–	2880
Corn for grain	–	740	1851	1851	1778	–	6220
Corn for silage	–	466	1327	1770	1327	–	4890
Vegetables	–	1750	1750	1760	1750	–	7010
Potatoes	392	1373	1570	2000	1765	–	7100
Melons	–	770	1795	2305	2270	–	7140
Orchards & vineyards	–	1370	1550	2280	1550	–	6750
Technical crops (safflower etc)	–	–	1370	1730	1820	–	4920
Others	856	1444	1710	1444	1070	–	6524

Table H–13

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS
IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE KZYLORDA OBLAST
OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1995, m3/ha

Parameter	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total
Rice	1165	7549	6858	5416	1902	–	22890
Alfalfa	533	906	1226	1599	1066	–	5330
Wheat	440	792	1389	290	–	–	2910
Corn for grain	–	260	1650	1700	1600	–	5210
Corn for silage	–	347	1175	1394	1439	–	4350
Vegetables	–	1100	1300	1320	1200	–	4920
Potatoes	140	930	1162	1488	930	–	4650
Melons	–	490	1700	2190	1700	–	6070
Orchards & vineyards	730	1240	1672	2182	1456	–	7280
Technical crops (safflower etc)	–	–	829	1034	1097	–	2960
Others	922	705	1193	1411	1193	–	5424

Table H–14

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS
IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE KZYLORDA OBLAST
OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1996, m3/ha

Parameter	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total
Rice	1123	7500	6912	8456	3729	–	27720
Alfalfa	449	627	1284	1250	1140	–	4780
Wheat	627	1421	1714	418	–	–	4180
Corn for grain	–	400	2250	2250	2420	–	7300
Corn for silage	–	400	1350	1600	1650	–	5000
Vegetables	–	1300	1400	1400	1370	–	5470
Potatoes	214	1422	1778	2274	1422	–	7110
Melons	–	426	1493	1918	1493	–	5330
Orchards & vineyards	630	1070	1450	1910	1260	–	6320
Technical crops (safflower etc)	–	–	1369	1711	1800	–	4880
Others	1000	765	1289	1523	1289	–	5866

Table H-15

MONTHLY NET WATERING RATES OF MAIN AGRICULTURAL CROPS ON IRRIGATED AREAS
IN SYR DARYA RIVER BASIN IN THE KZYLORDA OBLAST
OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN IN 1997, m3/ha

Parameter	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total
Rice	510	7738	8370	6652	3320	-	26590
Alfalfa	800	870	1360	1450	1040	40	5560
Wheat	500	512	1358	950	-	-	3320
Corn for grain	-	260	1800	1900	1700	-	5660
Corn for silage	-	300	950	1140	1180	-	3570
Vegetables	-	1160	1320	1220	1250	-	4950
Potatoes	200	1300	1630	2080	1300	-	6510
Melons	-	420	1470	1880	1470	-	5240
Orchards & vineyards	-	1220	1530	1840	1530	-	6120
Technical crops (safflower etc)	-	-	1110	1410	1460	-	3980
Others	1048	800	1356	1600	1356	-	6160

Table H-16

ECONOMIC INDICES OF ACTIVITY OF AGRICULTURAL ENTERPRISES ON LAND CULTIVATION ON IRRIGATED LANDS IN SYR DARYA RIVER BASIN OF KZYLORDA OBLAST OF THE REPUBLIC OF KAZAKSTAN FOR 1994-1996

Parameter	Year	Volumes of sales through all canals, ton	Gross income, 1000 tenge	Cost, 1000 tenge	Net income, 1000 tenge	Loss, 1000 tenge
Total production of land cultivation	1994	-	497116	470905	26211	-
	1995	-	929801	870898	58903	-
	1996	-	1971053	1908575	62478	-
Grains	1994	178711 2	433545	405842	28703	-
	1995	84118 5	735721	671142	64579	-
	1996	131896 4	1828316	1727192	101124	-
Potatoes	1994	2146 8	8722	13741	-	5019
	1995	841 8	3685	8587	-	4902
	1996	706 6	9534	13815	-	4281
Vegetables	1994	2681 9	11214	12431	-	1217
	1995	2322 7	12200	21049	-	8849
	1996	1618 8	12790	23215	-	10416
Melons	1994	1649 4	2259	3863	-	1604
	1995	1854 5	5118	9329	-	4211
	1996	3570 4	9984	24973	-	14989
Vineyards	1994	39 5	279	858	-	579
	1995	57 7	722	706	16	-
	1996	0 6	3	1263	-	1260

Table H-17

COST OF AGRICULTURAL PRODUCTS IN SOUTH-KAZAKSTAN OBLAST

Parameter	Unit	1994	1995	1996	1997
Raw Cotton	tenge/ton	8290	27700	39480	-
Grains (wheat)	tenge/ton	1530	4840	7560	-
Rice	tenge/ton	-	-	13540	-
Potatoes	tenge/ton	4690	11910	17240	-
Vegetables	tenge/ton	2710	4860	4883	-
Fruits	tenge/ton	2470	5340	5850	-
Vineyards	tenge/ton	4190	5230	9140	-
Approximate ratio, $/tange		1/41	1/59	1/65	1/76

Notes of Kazakstan Irrigation Data

South-Kazakstan and Kzylorda oblasts belong to Syr Darya river basin in Kazakstan The length of the river including Chardara reservoir exceeds 1700 km

746 1 thousand ha were irrigated in the base 1991 year by water from the river itself and its tributaries, when the maximum of irrigated lands in the Syr Darya basin on the territory of Kazakstan was registered, though 772 3 thousand ha of irrigation preparation lands were on the statistical record

The dynamics of annual irrigation of irrigation-preparatory lands are provided in Table H-1 So in 1994, 1995, 1996 and 1997, 706 3, 686 7, 629 6, and 564 8 thousand ha were irrigated in the Syr Darya river basin on the territory of Kazakstan, respectively

Gross harvests of main agricultural crops from irrigated lands in the Syr Darya river basin in Kazakstan for the period of 1994-1997 are given in Table H-2

Yield of main agricultural crops on oblasts and Kazakstan (Syr Darya river basin) for 1994-1997 are provided in Table H-3

The data on irrigated areas, volumes of water withdrawal and water supply different in the amount of losses in the irrigation network, or considering the delivery efficiency of irrigation water and also average weighed irrigation gross and net rates on oblasts and the basin for 1994-1997 are given in Table H-4

The data on sources of coverage of requirements of irrigated land cultivation in the Syr Darya river basin for 1994-1997 are given in Table H-5 The data analysis of this table shows that on the whole Kazakstan in the Syr Darya river basin, despite the overall tendency of the water withdrawal reduction, more than 70% of requirements of irrigated land cultivation is covered from Syr Darya

Syr Darya river is nearly the only source of lands irrigation (99 7%) for Kzylorda oblast

In South-Kazakstan oblast from 1783 6 to 2416 4 mcm of water is withdrawn directly from the Syr Darya river, including Chardara reservoir, which makes on average about 50% of the demand, the remained part of water consumption is covered by local sources and partly by water from the river Chirchik from the territory of the neighboring Uzbekistan

It should be pointed out that the reduction of water withdrawal during the previous years is connected not only with the reduction of irrigated areas but also because of the fact that issue of interstate water sharing on rivers Chirchik and Syr Darya are not resolved

Monthly volumes of water withdrawals, water supply and average weighted irrigation rates (net) are provided in Tables H-6, -7, -8 for 1994 -1997 respectively on the basin, South-Kazakstan, and Kzylorda oblasts

Actual monthly watering rates (net) of main agricultural crops for 1994-1997 are given in Table H-9, and Tables H-10 to H-15 applied to the South-Kazakstan and Kzylorda oblasts

Efficiency of Irrigation Water

Actual data on the efficiency of irrigation water use (ratio of net water rate of a crop to the amount delivered to the field) are not available Under present (and for near future) low level of watering controlling in Kazakstan part of the Syr Darya river basin, losses in the field are unavoidable The scientific-research institute came to the conclusion that depending on conditions of watering (planning of the field, slope, terrain, water permeability of soils, level of irrigation mechanization etc) losses of irrigation water in the field would reach the level of 5-36%, 15% on average, or the average rate of use of irrigation water would be 0 85

To consider these losses, corrective rates of 1 05 to 1 35 are introduced to net irrigation rates Results received in such a way are taken for "net" irrigation rates

Designed (theoretical) numbers of efficiency of use of irrigation water for the South-Kazakstan oblast of the Republic of Kazakstan are shown below Net irrigation rates on some agricultural crops were calculated using the computer program CROPWAT proposed on the method of Penman-Mannteit, they are comparable with the irrigation rates of the Kazak Scientific Research Institute of Water Resources, and include water losses in the field

Number of Agricultural Crops	Irrigation Rate "net" m^3/ha		Rate of the Use of Irrigated Water
	Kazak Scientific Research Institute of Water Resources (with field losses)	Kazak Scientific Research Institute of Water Resources (without field losses)	
Cotton	9 770	7 800	0 80
Wheat	5 690	5 400	0 95
Corn for grain	9 350	7 800	0 83
Corn for silage	8 380	5 800	0 70

Economics Indices

Economic indices of agricultural production in land cultivation on irrigated lands are provided on the data of oblast Divisions of Agriculture of South-Kazakstan and Kzylorda oblasts These institutions

generalized the results of activity of large agricultural enterprises and agricultural producers on main agricultural crops Starting from 1996 (South-Kazakstanoblast) and from 1997 (Kzylordaoblast) the oblast Divisions of Agriculture have not collected and generalized economic information on agriculture

In Tables H-16 and H-17, some economic indices were collected from oblast organization of Chimkent and Kzylorda The cost is determined in current prices of corresponding years

For the information, cost of sales of agricultural products (in US dollars per 1 ton) is given in Table H-17 based on the data of wholesale trade-purchase South-Kazakstan company "Jibek-Jooly"

It should be pointed out that the output of cotton fiber from raw cotton differs within the limits of 30-33% Besides, attendant products are received during the production of cotton fiber such as cotton fluff, seeds including those for the production of vegetable oil etc We did not manage to collect the data on output, losses and cost for additional products

We did not manage either to collect all the input data and authentic information on volumes of sales of agricultural products, losses for its keeping and processing in the South-Kazakstan oblast As a result of this fact, it is impossible to determine profitability, net income and other indices

Engineer V Petrashov
G Kvan

Harza's Comments on Kazakstan's Irrigation Data

There are two oblasts, South-Kazakstan and Kzylorda, belong to the Syr Darya river basin in Kazakstan The following comments were made regarding to the irrigation/agricultural data prepared by two local engineers Mr V Petrashov and G Kvan in July, 1998 The table numbers used in the following comments refer to the tables listed in Appendix H

- Table H-1 - This table was compared with Table 3 2/1 of the Final/Main Report of the 1996 IBRD study The discrepancies are negligible for Kzylorda, but they are huge for South-Kazakstan The comparison indicates

Crop	Wheat	Rice	Other Grains	Cotton	Pastures	Other	Total
Table 3 2/1 of 1996 IBRD Study (1000ha)	4 06	19 07	9 12	9 45	27 54	4 86	74 10
Table H-1(1000ha)	59 6	15 5	21 7	110 8	142 7	63 2	513 5

There is nothing we possess to explain the discrepancies However, our estimate of 2,214 mcm agrees with the statement "in South-Kazakstan oblast, from 1,783 6 to 2,416 4 mcm of water is withdrawn directly from Syr Darya river" extracted from Exhibit H-1 Consequently, the 1996 IBRD numbers were used

- Table H-2 - The huge discrepancies with Table H-1 would render this table of highly questionable values as well

- Table H-3 - These crop yield data were not used because no net income or profitability data was included with these data The compiled net return data from the previous sources given in section 5 2 2 of this report was used in the present study

- Table H-4 - See comments for Table H-2 However, the figures for efficiency generally corroborate our figures of conveyance efficiency about 56%

- Table H-5 - Our estimated gross withdrawal for South-Kazakstan is generally corroborated in this table The average of the four years from 1994 to 1997 is 2,100 mcm compared with our 2,200 mcm However, our estimate for Kzylorda is higher than the figures in Table H-5 The average of the four years is 4,200 mcm compared with our 6,300 mcm To be consistent with our derivation for the South-kazakstan and Uzbekistan oblasts, the figures in this Table H-5 were not used The discrepancy may come from the return flow from upstream use The discrepancy may also be explained by the fact that our figures are derived through a more

realistic assessment of overall efficiency Thus, while the actual water withdrawal reported in Table H-5 is undoubtedly more accurate, the estimated value we derived is probably more indicative of what is needed to compensate for losses due to inefficiencies that are higher than those reported in the new data

- Table H-6 - As with the data we received for Uzbekistan, this data is not refined to crop-type And therefore, also crop-type distribution changes can not be directly reflected in withdrawal distribution changes Our previously computed values are already more refined on this basis However, the following comparison of Table H-6 with the distribution for LOW-SYR indicates suitability of our distribution and representative of the actual distribution requirements

Month		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Table H-6	mcm		39 1	304 8	651 0	1847 5	1302 3	2244 7	1582 5	435 7	108 7	173 9	121 7
	%		0 4	3 5	7 4	21 0	14 8	25 5	18 0	4 9	1 2	2 0	1 4
Our distribution from Exhibit 5-1, %			0 6	2 2	5 2	13 8	20 1	24 7	19 8	9 0	3 9	0 7	0 0

- Tables H-9 -H-15 - Tables H-10 through H-15 are essentially subordinate tables to Table H-9 On the basis of Table H-9, the following distributions not water requirements can be tried for ARTUR and LOW-SYR demand areas

Month		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Crop Water Distri-bution, %	Cotton	0 0	0 6	0 6	5 3	9 7	17 9	22 0	20 0	5 3	0 0	9 3	9 3
	Grains	0 0	1 6	4 6	13 2	25 1	25 4	11 7	6 5	4 0	4 7	3 2	0 0
	Rice	0 0	0 0	0 0	3 9	23 3	28 3	26 1	15 0	2 7	0 7	0 0	0 0
	Pasture	0 0	0 4	9 1	11 8	14 7	18 1	21 6	14 4	7 1	2 3	0 5	0 0
	Others	0 0	0 0	3 3	6 7	18 6	22 8	24 0	17 6	7 0	0 0	0 0	0 0

- Tables H-16 and H-17 - Ae stated in Exhibit H-1, the economic indices presented in these two tables do not represent the net return data Therefore, these tables were not used in the present study