PN-ABL-838
98073

Report No. 91-12

Report of the

Office of Energy
Bureau for Science and Technology
United States Agency for International Development

COSTA RICA: POWER SECTOR EFFICIENCY ASSESSMENT

Summary Volume

Prepared by:

RCG/Hagler, Bailly, Inc.
370 L'Enfant Promenade, SW, Suite 700
Washington, D.C. 20024
Reference HBI No. 91-4312-211
and
Oak Ridge National Laboratory

with

International Development and Energy Associates, Inc.
Florida Power & Light
International Institute for Energy Conservation
International Resources Group, Ltd.
Stone & Webster Engineering Corp.
National Rural Electric Cooperative Association
Centro de Investigaciones Sociales, Ambientales y Tecnológicas

Energy Policy Development and Conservation Project, 936-5728
Energy Conservation Services Program
DHR-5728-Z-00-7014-00

June 1991

ACKNOWLEDGEMENTS

This study was financed by the Office of Energy (S&T/EY) of the U.S. Agency for International Development (A.I.D.) and USAID/Costa Rica. The project team members responsible for the demand-side analysis of this report included: Ignacio Rodriguez, team leader/project economist (RCG/Hagler, Bailly, Inc.); Juan Gonzalez, load management specialist (Florida Power & Light); Michael MacDonald, residential and general sector specialist (Oak Ridge National Laboratory); Alan Pashkevich, industrial sector specialist (RCG/Hagler, Bailly, Inc); Mark Cherniack, institutional and program specialist (International Institute for Energy Conservation); Peter Meier, ELECTROPLAN (International Development and Energy Associates, Inc.), Jose Maria Blanco, local coordinator (Centro de Investigaciones Sociales, Ambientales y Tecnológicas); and Bernal Muñoz and Arturo Molina, local consultants. For the supply-side analysis, the team members included: Daniel Waddle, team leader (Oak Ridge National Laboratory); Robert Chronowski, thermal specialist (International Resources Group Ltd.), Lou Conklin, hydro specialist (Stone & Webster Engineering Corp.); and Ross Turner, transmission and distribution specialist (National Rural Electric Cooperative Association).

The team members would like to thank the Instituto Costarricense de Electricidad, particularly Hernan Robles, and the Direccion Sectorial de Energia for their collaboration and support during the project. We would also like to express our appreciation to Carlos Yermoli (RCG/Hagler, Bailly, Inc.) for his technical review of the supply-side analysis, and to Wynne Cougill (RCG/Hagler, Bailly, Inc.) for her editing for this report.

ACRONYMS

BOP	Balance of payments.
CFIA	Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica. An independent entity created to ensure, stimulate, promote, and defend the practice of engineering and architecture.
COOPE-GUANACASTE	Cooperativa de Electrificación Rural Guanacaste R.L. The second-largest cooperative in terms of sales and energy volume, serving the Guanacaste Peninsula region of Costa Rica.
COOPELESCA	Cooperativa de Electrificación Rural San Carlos R.L. The largest of Costa Rica's four electric distibution cooperatives, serving the north-central part of the country.
CNFL	Compañia Nacional de Fuerza y Luz. The National Power and Light Company responsible for generation, transmission, and distribution, mainly in the San Jose area.
CPI	Consumer price index.
DSE	Direccion Sectorial de Energía. The body within MIRENEM that is mandated to perform and coordinate national energy planning.
DSM	Demand-side management.
ECM	Energy conservation measure.
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia. The municipal company serving the Heredia district of the San Jose metropolitan area with electricity and other public services.
ECODES	Estrategia de Conservación para el Desarrollo Sostenible de Costa Rica. The Costa Rican National Conservation Strategy for Sustainable Development.
FODEIN	Fondo de Desarrollo Industrial. The Industrial Development Fund.
GDP	Gross domestic product.

ACRONYMS

JASEC	Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago. A municipal organization that provides electric services to the municipality of Cartago and its immediate surrounding area.
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad. The national electric utility of Costa Rica.
ICETICO	The "energy conservation mascot" of ICE. A talking lightbulb that appears in posters, television, and newspapers to promote energy conservation.
INTECO	The Institute of Technical Standards. A non-profit organization created as a private association to stimulate efficiency in the industrial sector, and to protect the consumer as well.
IRP	Integrated resource plan.
LRMC	Long-run marginal cost.
MEIC	Ministerio de Economía, Industria, y Comercio. The Ministry of Economy, Industry, and Commerce.
MICIT	Ministerio de Ciencias y Tecnología. The Ministry of Science and Technology.
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica. The Ministry of National Planning and Economic Policy.
MIRENEM	Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas. Ministry of Natural Resources, Energy, and Mines.
RECOPE	Refineria Costarricense de Petroleo, S.A. The Costa Rican Petroleum Refinery.
SNE	Servicio Nacional de Electricidad. The regulatory body providing oversight and approval of rate adjustments and water rights for Costa Rica's electric utilities.
SNI	Sistema Nacional Interconectado. The National Interconnected System.

LIST OF TERMS

bbl	barrel
Btu	British thermal unit
giga	1,000,000,000
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hour
hp	horsepower
HV	high voltage
kcal	kilocalorie
km	kilometer
kV	kilovolts
kVA	kilovolt ampere
kW	kilowatt
kWh	kilowatt hour
l	liter
ln	natural logarithm
LPG	liquefied petroleum gas
LV	low voltage
m^3	cubic meter
mega	1,000,000
MV	medium voltage
MVA	megavolt ampere
MW	megawatt
MWh	megawatt hour

Costa Rica: Key Economic Indicators
(in millions of US $ unless noted)

	1987	1988	1989	Estimated 1990
Domestic Economy				
Population (thousands, July)[1]	2,606	2,762	2,735	2,801
Population growth (%)	2.4%	2.5%	2.4%	2.4%
GDP (mill. current $)	4,536	4,762	5,230	5,510
Per capita GDP (current $)	1,741	1,769	1,912	1,989
Real GDP (1966 colones, mill.)	10,851	11,193	11,825	12,298
percent change	5.1%	3.2%	5.6%	4.0%
Consumer price index change (Dec. to Dec.)	16.4%	25.3%	10.0%	2[illegible].0%
Production and Employment				
Labor force (thousands, July)	978	1,006	1,026	1,051
Unemployment	5.6%	5.5%	3.8%	5.0%
Balance of Payments				
Exports (FOB)	1,194.8	1,286.9	1,456.6	
Imports (CIF)	1,380.2	1,404.7	1,743.0	
Trade balance	-185.4	-117.8	-286.4	
Current account balance	-257.0	-179.0	-382.0	
Foreign official debt (year-end)	3,923.6	3,833.9[2]	3,746.8	
Debt service paid	265.2	218.2	255.5	
Debt service unpaid/resched.	369.2	579.8	442.9	
Total debt service as % of merchandise exports	53.1%	62%	47.9%	
Net official foreign exchange reserves (year-end)	376.0	604.9	752.2	
Average exchange rate for year (colones per US$1)	69.8	80.0	84.9	100.0
Central Government Finances (mill. Colones)				
Revenues	44,025	53,435	63,764	72,770
Expenditures	49,936	58,965	77,850	98,000
Deficit (-) or Surplus	-4,911	-5,430	-14,086	-25,300
Deficit as % of GDP	1.7%	1.5%	3.3%	4.6%
U.S.-Costa Rica Trade				
Costa Rican Exports to US (FOB)	508.0	493.9	578.5	
Costa Rican Exports to US (CIF)	512.8	544.3	705.0	
Trade Balance	-4.8	-150.4	-126.5	
U.S. Share of Costa Rican Exports	42.5%	38.4%	39.7	
US Share of Costa Rican Imports	37.2%	38.7%	40.4	
U.S. Bilateral Aid	155.8	105.2	110.0[3]	

Notes

1 Bureau of Statistics and Census from "Encuesta de Hogares" survey. Based on a revision to the 1984 national census, the Bureau estimates about 3 million by mid-1990, plus approximately 200,000 undocumented foreign residents.

2 Beginning in 1988, USD 150 million in "Presa" CDs -- dollar denominated Central Bank bonds -- were reclassified as a domestic liability, thereby producing a drop in reported foreign official debt.

3 Only partially disbursed. Includes USD 65 million in Economic Support Funds.

Sources: Central Bank of Costa Rica, Costa Rican Bureau of Statistics and Census, Ministry of Finance, Ministry of Planning, IMF, World Bank, USAID.

ABSTRACT

In an effort to demonstrate the advantages of integrated resource planning, and to promote the adoption and implementation of electric utility conservation and efficiency programs, the U.S. Agency for International Development initiated a joint effort with Costa Rica's Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) and the Direccion Sectorial de Energia (DSE) of the Ministerio de Recursos Naturales, Energia y Minas (MIRENEM) to demonstrate the benefits of these programs. As part of that effort, this study was carried out in 1990 to identify the likely economic potential to save capacity and energy, and the costs that will be incurred to realize these savings.

The recommended capacity deferral (real reduction) programs under this study, which include the implementation of daylight savings time, interruptible tariffs, and commercial/small industrial load management, could provide a coincident peak demand savings of 183.6 MW in the year 2005 (a reduction of 11 percent of the forecast system peak). The recommended energy-efficiency programs for the industrial, general, and residential sectors result in an estimated energy saving of 624 GWh in the year 2005 (an energy reduction of more than 8 percent). The implementation of a demand-side management (DSM) program (load management and energy conservation) as recommended would result in a peak demand reduction of 213 MW, or 12 percent of the forecasted system peak for the year 2005. This represents a 16 percent reduction of the incremental capacity requirements (1,298 MW) under the ICE expansion plan for the period 1990-2005.

Based on a net present value of ICE financial flows to the year 2005, the financial impact of the recommended DSM program would result in an increase in net income of $103 million, considering the financial impact of capacity and energy savings, including investments in generation and transmission and distribution equipment, fuel costs, revenue losses from decreased electricity sales, and associated administrative costs for the implementation of the DSM program. The program's impact on Costa Rica's balance of payments is substantial, with a net present value to the year 2005 of the foreign exchange savings for Costa Rica of 14 percent over the base case (no DSM program). This impact is a result of 1) reduced external debt service due to the deferral of capacity expansion, 2) reduced oil import bill due to energy savings, and 3) increased import bills associated with the need to import equipment for the energy conservation measures. The DSM programs also have important environmental benefits by reducing energy production requirements, which mitigate the negative environmental impacts of energy resources exploration, development, and production.

CONTENTS

1.	**INTRODUCTION**	**1**
	Background and Study Purpose	1
	The Economy and Power Sector of Costa Rica	2
	Electricity End Use	4
	Integrated Resource Planning	5
	Demand-Side Management Study Methodology	6
2.	**DEMAND-SIDE FINDINGS**	**8**
	Load Management Measures and Savings	8
	Energy Conservation for the Industrial Sector	11
	Energy Conservation for the Residential and General Sectors	13
	Impact on ICE and Balance of Payments of a DSM Program	21
	Implementation Issues for an Integrated Resource Plan	27
3.	**SUPPLY-SIDE FINDINGS**	**37**
4.	**DEMAND-SIDE ACTION PLAN**	**39**
	Institutional Coordination and Program Evaluation	39
	New Buildings	40
	New Residential Appliances	41
	Existing Appliances	42
	Existing Residential Lighting	43
	Existing General Sector Lighting and Energy Management	43
	Industrial Sector	44
	Load Management Program	44

EXHIBITS

1.	Estimated Peak Demand Reductions for a Full DSM Program for the Year 2005	8
2.	Peak Demand Reduction Measures	12
3.	Load Management Measures: Costs and Savings	13
4.	Estimated Conservation Supply Curve for Load Management Measures	14
5.	Energy Savings Measures: Industrial Sector	15
6.	Energy Conservation Measures: Costs and Savings, Industrial Sector	17
7.	2005 Conservation Supply Curve -- Costa Rica Industrial Sector	19
8.	Energy Conservation Measures: Residential Sector	21
9.	Energy Conservation Measures: Costs and Savings, Residential Sector	22
10.	2005 Conservation Supply Curve -- Costa Rica Residential Sector	23
11.	Energy Savings Measures: General Sector (Includes Commercial and Public Sectors)	24
12.	Energy Conservation Measures: Costs and Savings, General Sector	25
13.	2005 Conservation Supply Curve -- Costa Rica General Sector	26
14.	Impact of DSM Plan on Energy Requirements	28
15.	Impact of the DSM Plan on ICE's Peak Load	29
16.	Impact of the Complete Plan	30
17.	Impact of the DSM Program on ICE's Net Income	31
18.	Impact of the DSM Plan on the Balance of Payments	32

SUMMARY

1. INTRODUCTION[1]

1.1 Background and Study Purpose

As the economies of Central America advance, their demand for electricity grows. Electricity demand in many Central American countries is growing much faster than expected, and funds for expanding capacity are becoming increasingly scarce. Investments in the power sector already account for up to 25 percent of total external debt in the region, and up to 50 percent of public-sector investment programs. From now through the year 2000, the region's power sector investment requirements are expected to be in the range of $5 billion to $10 billion (roughly 20 to 40 percent of the current total Gross Domestic Product of the countries of Central America). Multilateral banks and bilateral agencies have warned that the power sector will have difficulty obtaining the capital it needs in the future, and its requirements will be too great for them to satisfy, given their limitations on available capital and other priorities in the economy.

An integrated power sector efficiency program can provide an effective option[2] to mitigate the impending financial crisis. Such a program would bring about immediate and short-term actions aimed at identifying, controlling, and reducing losses in the power system and improving generation and end-use efficiency. Thus, it would enable Central American countries to meet their electricity demand with a reduction of the current planned capacity expansion.

From a planning perspective, investments in efficiency programs represent one category of options that is considered as part of what has come to be known as integrated resource planning (IRP). IRP refers to the process of developing and implementing a "least-cost" power resource acquisition strategy for an electric power system. It is through this process that efficiency programs can be integrated into an electric power utility planning process. In an effort to demonstrate the advantages of integrated resource planning, and to promote the adoption and implementation of electric utility conservation and efficiency programs, the U.S. Agency for International Development (A.I.D.) initiated a joint effort with the Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) and the Direccion Sectorial de Energía (DSE)

---

[1] The technical volume of this report is bound separately.

[2] Independent power generation is another complementary option, and one which Costa Rica is actively pursuing, especially in light of the new Law #7200 of 1990.

of the Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (MIRENEM) to demonstrate the benefits of these programs in Costa Rica. As part of this effort, this study assessed the extent to which electricity conservation and efficiency programs can play a viable role in Costa Rica as well as the extent to which improved technologies can be employed to decrease the rate of growth of electricity demand in future years.

The project focused on primary and secondary conversion technologies and processes, in both electric power generation and the use of electricity. Consumer conservation programs, load management, line loss reduction, and improvements in the efficiency of electric power generation are included in this assessment.

The potential to save capacity (kW) and energy (kWh), and the costs that will be incurred to realize these savings were analyzed. With costs and benefits quantified, technical and managerial alternatives were compared against the primary investment alternative, the current ICE supply expansion plan.

1.2 The Economy and the Power Sector of Costa Rica

The demand for electric power in Costa Rica has grown at an average rate of over 6 percent per year in the last decade, well above the rates forecasted. While an increased electricity supply can help spur the industrialization and modernization of society, it can also place great demands on the capital resources needed to finance capacity expansion programs and associated investments.

In the early 1980s, the Costa Rican economy was severely affected by external shocks, including deteriorating terms of trade and rising international interest rates. These shocks had a drastic impact on the economy, and the country plunged into its worst recession in thirty years: real Gross Domestic Product (GDP) dropped over 7 percent in 1982 and inflation reached 90 percent. The economy recovered strongly after the crisis, as more balanced fiscal policies and a flexible exchange rate, helped by improvements in the terms of trade and increased capital inflows, stabilized the economy. GDP grew at an annual average rate of almost 5 percent during 1983-1989, while inflation was reduced sharply to an average of 15 percent per annum.

Costa Rica faces a heavy long-term external debt burden. The huge public sector deficits of the early 1980s were financed largely by borrowing abroad. Costa Rica's public sector external debt was estimated to be approximately $3.75 billion at year-end 1989. Servicing this debt fully would have required about 50 percent of the income derived from its total exports in one full year.

With respect to Costa Rica's balance of payments, the 1989 current account deficit is estimated at US $382 million. The goods Costa Rica exported during 1989 were valued at $1,457 million, while those it imported were valued at $1,743 million. Thus, Costa Rica's overall trade deficit amounted to $286 million.

The development of the infrastructure to provide reliable and affordable electricity to industries, commerce, and households has been instrumental to the economic and societal development of Costa Rica. The Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) was formed in 1949 with the primary goal of establishing the infrastructure to develop hydroelectric resources and to interconnect supply and demand centers through the construction of an integrated national electric grid.

Currently, ICE, like other electric utilities in the Central American region, is suffering a financial crisis. In 1988 its debt service ratio (net income/debt service) was estimated at 0.64 instead of the minimum of 1.5 that is recommended by the World Bank and others. ICE's debt/equity ratio is also estimated at 1.8 instead of the maximum recommended 0.65. ICE has very limited capital available to finance new projects. Further, because the time required to bring a new plant on line is rarely less than three years and the country may be unable to secure financing within this period, an energy crisis could arise in the near future.

While the nation's current electricity service is reliable, peak load growth will eventually eat into capacity reserves, resulting in possible shortfalls in capacity. And as load growth continues to rise, the cost of production will increase as the demand exceeds the production of the most-economic resources; coupled with financial constraints, this may force the selection of suboptimal projects that can be brought on-line quickly. Such projects would rely on imported petroleum fuels for generation, creating further pressure on the country's balance of payments.

At present, ICE operates a total installed capacity of 858 MW, consisting of five major hydroelectric plants (717 MW) and four thermal power stations (141 MW). Over 1,300 km of high-voltage transmission lines connect these power stations to load centers. Fifteen thousand kilometers of distribution line provide approximately 85 percent of Costa Rica's residents with electric power, through the combined resources of ICE, two municipal distribution companies, and four rural electric cooperatives.

For several years after the completion of the Arenal/Corobici hydroelectric complex, ICE enjoyed significant surplus capacity, and rarely used thermal power plants. In recent years, however, ICE's ability to meet growing demand for electric power has diminished, due to delays in the development of major new geothermal and hydroelectric generating projects.

Costa Rica's energy consumption in 1989 totaled 3,493 GWh, with a maximum demand of 658 MW. Assuming a medium scenario growth in demand (about 6 percent per year on average), consumption is expected to rise to 8,561 GWh and maximum demand to 1,644 MW by 2005. ICE has developed an expansion plan to meet these needs, with the majority of generation relying on the continued exploitation of hydroelectric resources (858 MW of new capacity is planned). This plan also includes the expansion of geothermal energy resources (165 MW of new capacity) and a significant increase in fossil-fired thermal power stations (272 MW of new capacity).

In addition to ICE, the electric power sector includes two other important institutions. The Servicio Nacional de Electricidad (SNE) is a regulatory body, providing oversight and approval of rate adjustments and water rights for electric utilities in Costa Rica. Within MIRENEM, DSE is mandated to perform and coordinate national energy planning. To execute this responsibility, DSE conducts energy-sector studies to determine the extent to which new technologies could affect the energy market, to characterize the changing complexion of the market, and to determine the impact that technologies and energy programs will have on the demand for power. DSE and ICE collaborate on selected projects and programs in the electric power sector, but DSE's mandate goes beyond electric power to energy issues in general, as they affect the development of the Costa Rican economy and national security.

1.3 Electricity End Use

In 1989, the industrial sector accounted for almost 28 percent of the country's total consumption of electricity. The general sector, which comprises the commercial and public sectors (excluding public lighting, which is in a separate category), consumed about 23 percent, public lighting about 3 percent, and the residential sector about 47 percent.

ICE has estimated that electricity consumption in 2005 for the industrial, general, and public lighting sectors will decline in relative terms, consuming 26 percent, 17 percent, and 2 percent, respectively. The share for the residential sector will increase to 55 percent, indicating its importance in Costa Rica's power sector. Unlike most countries, electricity used for cooking represents a very significant portion of electricity demand for Costa Rica's residential sector.

The residential sector's consumption is projected to increase to over 3,100 GWh by the year 2000 and surpass 4,300 GWh by the year 2005. The average annual growth rate for the residential sector is projected to be about 7 percent to the year 2005.

ICE projects that industrial sector energy consumption will reach 1,500 GWh by the year 2000 and surpass 2,000 GWh by 2005. The average annual growth rate for this sector is expected to be 5.8 percent to the year 2005.

Much less is known about Costa Rica's general sector. Its electricity consumption in 1989 was close to 700 GWh and is projected by ICE to increase to almost 1,100 GWh by the year 2000, and to over 1,300 GWh by 2005. The average annual growth rate for the general sector is expected to be 4.3 percent to the year 2005.

1.4 Integrated Resource Planning

Proper uses of the integrated resource planning (IRP) process will enhance ICE's ability to meets its electricity needs reliably and efficiently from the technical, financial, and economic perspectives. Unlike conventional utility supply planing, in integrated resource planning, both supply and demand alternatives are considered formally in the utility's planning and resource acquisition processes. Because IRP recognizes the need to combine supply- and demand-side resources, integrated resource planning is actually least-cost utility planning.

Conventional utility planning has been largely associated with the lowest-cost mix of generation resources for a power system. However, the lowest system cost cannot be achieved without the full consideration of demand-side resources. Conservation or energy efficiency can be viewed as a resource for the electric power system. It can be estimated, forecast, scheduled, and purchased to help meet future load growth requirements for the entire power system.

In addition to reducing ICE's investment requirements, there are six other reasons why ICE should promote efficiency in the end use of electricity:

- Greater efficiency will allow ICE to operate at the lowest possible cost of production.
- Through efficiency, ICE can help reduce customers' bills.
- ICE can reduce the uncertainty in projecting future electricity demand.
- The risk of underbuilding or overbuilding new power plants will be reduced.
- ICE will reduce environmental impacts caused by power plant construction and operation, regardless of the type of plant.
- ICE will reduce social conflict over natural resource utilization.

1.5 Demand-Side Management Study Methodology

In the benefit/cost analysis of the demand-side management (DSM) measures identified in this study, two sequential steps were carried out in order to 1) rank key conservation technologies or load management programs, and 2) examine the impact of alternative measures on both ICE and on the overall foreign exchange balance. The Cost of Conserved Energy/Demand (CCE/CCD) approach was used for the ranking and the ELECTROPLAN model was used for the impact evaluation. 1990 was used as the base year, with all calculations in constant 1990 dollars.

Using this method, conservation supply curves were constructed aggregating energy savings for individual conservation measures, plotting the cost of energy conserved as a function of the amount of energy saved. The CCE or CCD is defined as the levelized investment cost over the annual kWh or kW saved by the energy conservation measure (ECM).

The capital recovery factor spreads the incremental cost of the ECM over the life of the measure, giving an annualized or levelized cost. Any changes, including changes in related labor costs, are included in the net present value (NPV) calculations. The amount of energy or demand conserved annually is the energy saved in kWh or kW per year by one unit of the ECM. The CCE or CCD is given in US cents per kWh. This can be compared to the ICE long-run marginal cost (LRMC). For the purposes of this study, because ICE is the national utility, its LRMC is equivalent to the country's LRMC of electricity supply. ICE has estimated the average overall LRMC of the system at US 6.5¢/kWh. At times of system peak, the LRMC has been estimated by ICE at up to US 10¢/kWh. The ICE avoided capacity cost has been estimated to range between $64 and $80/kW.

In principle, any measure represented by a cost below the ICE LRMC or avoided cost is attractive and should be evaluated in greater detail. For the energy conservation programs, the CCEs illustrated in the conservation supply curves do include the energy conservation measure's installation cost, but do not include utility-type sponsored DSM program implementation and administration costs and therefore, a margin needs to be considered. The program implementation costs are, however, included in other parts of the analysis. For the CCD conservation supply curves, some of the associated administrative costs (e.g., program implementation costs) are included because programs like daylight savings time and the interruptible tariff are more institutional than technology driven (e.g., burners, refrigerators) and are larger in scope.

After the CCE/CCD analysis was completed, for the second step, the ELECTROPLAN spreadsheet model was used to quantify the technical and financial effects of DSM programs on ICE's expansion plan and Costa Rica's balance of payments.

ELECTROPLAN consists of a number of data and scenario spreadsheets (demand, power plant data base, hydro scenarios, prices, macroeconomic assumptions), and a number of utilities, all under the control of a master worksheet.

To use ELECTROPLAN, the data used to construct the conservation supply curves were input into the model spreadsheet format. The changes in the system peak load curve and peak were then used to estimate the impact on the capacity expansion plan, and plants were dispatched to seasonal load-duration curves to assess the effect on fuel consumption. The financial consequences of these impacts were analyzed in a financial model. ICE's administrative costs for a demand-side management program and changes in revenue associated with the revised ICE expansion plan were also included in the model.

Finally, the assessment of the foreign exchange impacts was compared with the need for increased equipment imports associated with the conservation measures, fuel savings resulting from these measures, and savings in foreign debt service associated with lower investment requirements for supply-side expansion.

The economic analysis was based on the costs net of taxes and at the ICE-estimated long-run marginal cost. Shadow prices for labor and the local currency (the colon) were estimated at the ratio of 1 due to the low unemployment rate and the open-market colon exchange rate. A real discount rate of 12 percent was used in the economic analysis, the rate used by ICE and multilateral lending agencies with the Government of Costa Rica. In addition to conducting a benefit/cost analysis from the national economic perspective, a financial analysis was carried out to rank the ECMs in terms of their financial attractiveness to the end-user, considering all taxes and current electricity tariffs.

In this study, we also estimated the penetration rates based on the extent of acceptance of an ECM. These rates can vary greatly depending on how the technology is introduced and financed. Factors affecting penetration rates are previous experience with the ECM, financial incentives and costs, user confidence, availability of spare parts, and perceived usefulness, to name a few. The payback period for each new technology was also calculated to assist in estimating the penetration rate.

Two paybacks were calculated in this study. The first was the simple payback. It included only the differences in costs between the two measures; the life of the measures was not considered here. In the second, where the energy-conserving technology replaced an existing technology, the differences in terms of NPV of the cost between the technologies for the full cycle of the longest-life technology was used as the investment for the payback calculation.

2. DEMAND-SIDE FINDINGS

Demand-side programs include efficiency improvements at the end-use level. The recommended load management programs, which include the implementation of daylight savings time, interruptible tariffs, and commercial/small industrial load management, would provide a peak demand savings of 183.6 MW in the year 2005.[3] This is an 11 percent system peak demand reduction. The recommended energy-efficiency programs for the industrial, general, and residential sectors result in estimated energy savings of 624 GWh, a saving of over 8 percent per year of the projected demand. In addition, the implementation of the DSM program (load management and energy conservation) would result in a peak demand reduction of 213 MW or 12 percent of system peak. This represents a 16 percent reduction of new capacity requirements (1,298 MW) under the ICE expansion plan for 1990-2005. Exhibit 1 shows the total savings.

Exhibit 1
Estimated Peak Demand Reductions for a Full DSM Program for the Year 2005

	Peak Demand Savings
Total Savings from Load Management and Conservation	213 MW
Projected Peak Demand Before Conservation[1]	1743 MW
Projected Peak Demand Reduction, in %	12%
New Capacity Requirements (1990-2005) in MW[2]	1298 MW
Projected Capacity Savings with Full Program, in %	16%

[1] Medium Scenario Forecast, ICE, 1989.
[2] Medium Scenario Expansion Plan, ICE, 1989.

2.1 Load Management Measures and Savings

Load management is defined as those activities or actions that utilities take to influence the timing and magnitude of their customers' use of electricity. Utilities use load management in order to modify the utility load profile to the most efficient configuration.

[3] Unless noted otherwise, all projections were made through the year 2005.

The total potential peak demand reductions for the load management measures whose costs are below the avoided cost is approximately 180 MW.

The most cost-effective program is the proposal to implement daylight savings time. This program can provide an estimated reduction of 44.9 MW in 1990 and 87.6 MW in 2005 at the time of system peak, assuming that the program is implemented year-round.[4] The cost of conserved demand for this program is estimated at US $0.26/kW, a figure mainly reflecting the promotional costs of the program.

The next two most cost-effective programs are the interruptible rate program and the commercial/small industrial load control program. An interruptible rate program can potentially achieve peak demand reductions of over 69 MW, while the commercial/industrial load control program can lower demand by approximately 27 MW. The costs of conserved demand for these two programs are $4.28/kW and $13.14/kW, respectively.

Under interruptible service, the utility provides customers with an incentive (usually in the form of reduced demand charges) for allowing the utility to interrupt all or part of their loads during "critical days" for the utility. (Critical days are defined as those days during which the utility's generation is not sufficient to meet the expected utility load while maintaining normal operating reserves.)

ICE now has an interruptible rate (*tarifa interumptible*, T-11), which is available to customers with demands of 500 kW and higher. The maximum number of hours that the customer may be interrupted is 300 hours a year, with interruptions not to exceed six hours per day. This could represent 50 control days if loads are interrupted for six hours per day, or 100 days if they are interrupted for three hours a day.

However, based on its experience over the past few years, ICE does not expect that there would be any need to control customers' loads for more than two to four days (approximately 6 to 12 hours) per year. The present minimum operating reserve target that ICE maintains on a daily basis is 10 percent, according to the ICE System Control Center (Centro de Despacho). Even if reserve margins were reduced over the next ten years, it is possible that control may be needed as much as 10 days (30 to 60 hours) per year.

Nevertheless, this is still well below the current restrictions of the T-11 tariff. The interruptible tariff would be much more attractive to customers if the maximum number of

[4] As this report was being prepared, ICE implemented daylight savings time on a seasonal basis (dry season). If the program is seasonal only, these savings may not occur.

8

hours of interruption could be reduced from the current 300 hours per year to 60 to 100 hours per year while providing ICE with the flexibility necessary for its operations.

A potential area of caution in the implementation of an interruptible rate in Costa Rica is that some customers may change from the time-of-use rate (T-8) to the interruptible rate. As a result, these customers may increase their demands during peak periods, thus increasing the daily peaks during days when an interruption of their loads is not requested. This problem could be avoided by incorporating peak hours as part of a revised interruptible rate. The maximum billing demand would then be based on the maximum peak occurring during peak hours. This would not be a major obstacle because the reductions to be obtained from the interruptible rate would normally be two to three times greater than those achieved through the existing time-of-use rate.

The costs of conserved demand for the remaining programs are above the ICE-estimated avoided capacity cost. They range from $91.92/kW for the residential water heater load control program, to $99.59 for the residential time-of-use program, and to $102.12/kW for the residential refrigerator load control program. The costs for the two load control programs assume one-way load control through a radio-based system.

For the residential water heater load control program, and based on the appliance consumption data provided by ICE, the average diversified demand reduction of a hot water heater is approximately 0.25 kW at the time of system peak. This would provide a potential controllable load of 5.5 MW at the time of system peak, assuming the official penetration rate (DSE *Censo Nacional de Viviendas*) of water tanks in 4 percent of the homes in Costa Rica. Based on these data, the potential for peak demand savings for the year 2005 is estimated at 16 MW.

The residential time-of-use program would consist of residential customers with an average consumption of 500 kWh per month. Savings under such a program could reach almost 19 MW in the year 2005.

For the refrigerator load control program, the average diversified demand of the typical refrigerator is estimated to be approximately 0.32 kW for customers who consume over 500 kWh per month. The estimated demand reduction from this program in the year 2005 is estimated at approximately 10.6 MW, based on a 60 percent to 75 percent duty cycling of refrigerators for a period of one to two hours during critical days. For the year 2005, we estimate potential peak demand savings of 10.8 MW for refrigerator cycling.

Demand limiting systems were also considered in this study. A demand limiting system limits the total household demand that a customer can impose on the utility system. This

technique is similar to direct load control, except that instead of controlling an end-use load, such as water heaters, this method reduces the residential demand contributed by all appliances and loads in the home.

As part of implementing such a system, the utility installs equipment in the customer's meter that monitors the customer's demands. In addition, this equipment can interrupt the customer's service if the subscribed demand level (the demand level agreed to between the customer and the utility) is exceeded.

If the U.S. experience is applied to Costa Rica for customers who use over 500 kWh/month, then the potential reduction from a demand limiting program would be approximately 0.57 kW per customer. Based on the target market of 30,370 customers with usage over 500 kWh per month in 1989, the maximum potential reduction achievable in 1989 would be approximately 17.3 MW at the time of system peak.

While demand limiting systems may be the most effective means of controlling demand in the residential sector, they have no major advantages at this point in time. Based on U.S. experience, the cost of the equipment available for this technology is high and the experience with such systems is limited. In France, there is more experience with this technology, but this would need to be examined in detail to see how it could be applied to Costa Rica and how its costs would compare. For these reasons, our analysis did not include the savings and costs of such programs in the conservation supply curves.

The peak demand reduction measures analyzed in this study are listed in Exhibit 2. Exhibit 3 shows the total savings and costs for all the measures identified under the load control programs. Exhibit 4 shows the conservation supply curve for 2005.

2.2 Energy Conservation for the Industrial Sector

The total estimated energy savings for the ECMs selected is over 320 GWh. The estimated reduction in peak demand is 33 MW.

The low cost/no cost measures should be implemented first and represent the greatest savings (202 GWh and 15 peak MW in 2005). The savings resulting from the other conservation measures for the industrial sector reflect the implementation of the low cost/no cost measures first.

After the implementation of the low/no cost measures, the other low-cost measures (such as energy-efficient belts and lighting systems) can probably be introduced with wide

Exhibit 2
Peak Demand Reduction Measures

1. Changing to daylight savings time in order to displace the lighting peak from the cooking peak.

2. Development of an interruptible rate for large industrial and commercial customers with monthly billing demands over 100 kW and/or monthly consumption over 20,000 kWh.

3. Development of a load control program for commercial customers and small industrial customers with demands between 10 kW and 100 kW.

4. Implementation of a residential load control program for customers with electric water heaters.

5. Implementation of a residential time-of-use rate for customers with monthly consumption over 500 kWh.

6. Implementation of residential load control program for customers with electric refrigerators. Duty cycling can be used to reduce demand during peak days.

7. Implementation of a demand limiting system that allows the utility to limit the household demand that may be imposed by customers.

implementation on a voluntary basis, simply by active marketing. Because some of these measures provide a cost of conserved energy that is negligible and with a quick payback (less than six months), their acceptance can be based on maintenance savings alone. The utility should not have to "purchase" this conservation. However, one of these measures,synthetic lubricants, has a long payback period (5.3 years) due to their high front-end costs (including cleaning/retrofitting of the gear box); therefore, the implementation of this measure may require some financial assistance, even though it has a negligible CCE.

Energy-efficient motors represent the next-largest market for potential savings (94 GWh and 14 peak MW in 2005), with an estimated CCE of 2.6¢/kWh. Energy-efficient motors should be strongly promoted because their savings potential is an order of magnitude greater than that of any other measure. Industry confidence in these motors is growing in the U.S., and Costa Rica can build on this confidence. However, energy-efficient motors have significant replacement costs, which may be a hindrance to their acceptance.

Exhibit 3
Load Management Measures: Costs and Savings

Load Control Measures	CCD US$/kW	Estimated Savings (Peak MW)		
		1995	2000	2005
Daylight Savings Time	0.26	54.9	69.8	87.6
Interruptible Tariff Modification	4.26	18.0	51.0	69.0
Load Control - C&I	13.14	6.0	19.0	27.0
Load Control - Residential				
Electric Water Heater	91.92	2.0	11.0	16.0
Refrigerators	99.59	1.6	8.8	10.8
Time-of-Use Rates	102.20	2.8	15.4	19.1

Source: *Costa Rica Power Sector Efficiency Assessment*, A.I.D.

Establishing minimum energy efficiency standards for this category of measures would be extremely helpful.

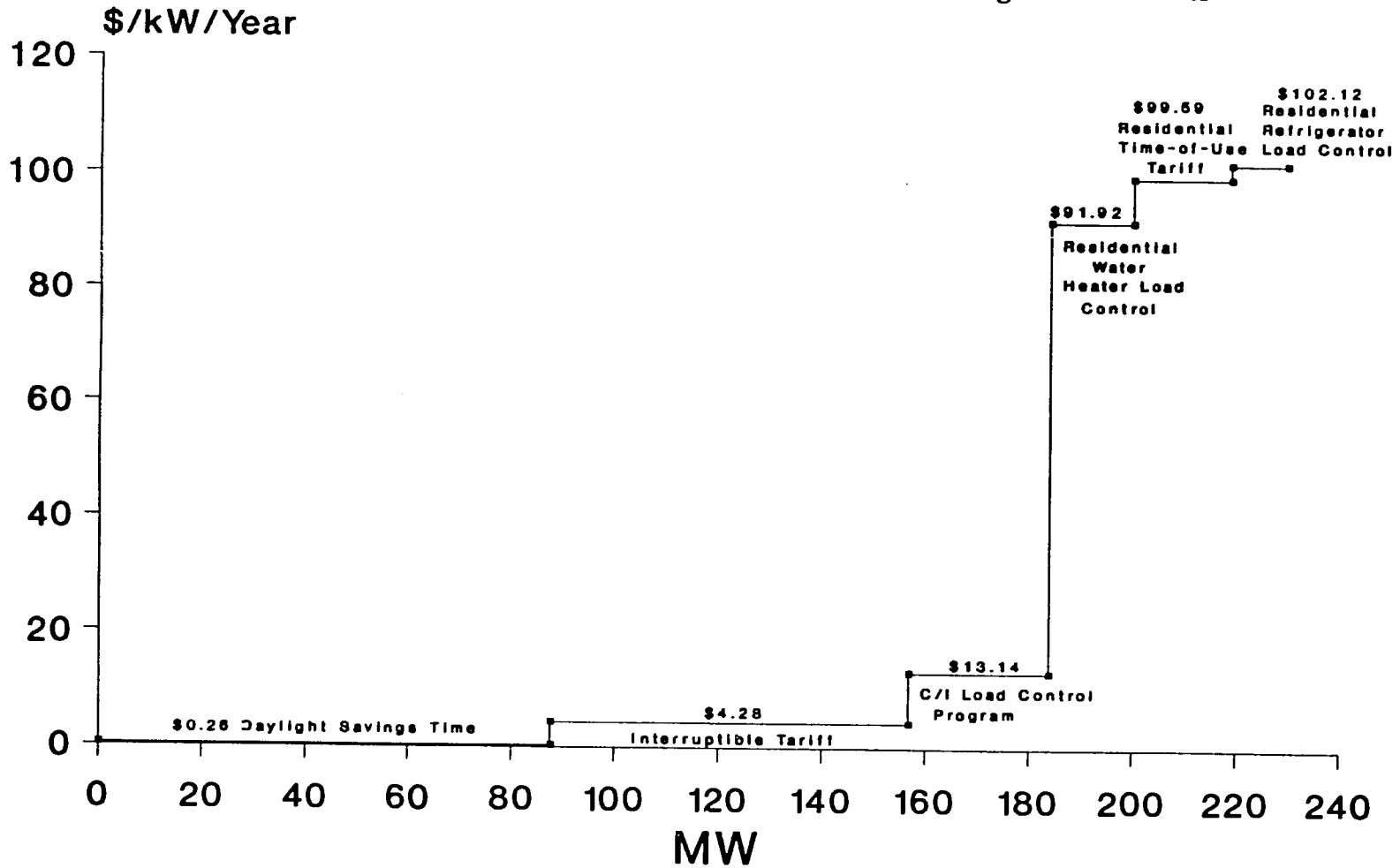
Variable speed drives have only limited application, with the average CCE being almost 19¢/kWh or more. There will be applications, however, for this technology in drives with large horsepower motors (more than 7.4 hp) and long hours of operation. These applications will have to be evaluated on an individual basis. Because the CCE is so high on this ECM, significant effort to identify the segment of applicable drives can be postponed until the more attractive measures have been implemented.

The conservation measures analyzed for the industrial sector are shown in Exhibit 5. Exhibit 6 shows the savings and costs per measure, and Exhibit 7 shows the conservation supply curve for 2005.

2.3 Energy Conservation for the Residential and General Sectors

The overall estimated energy savings potential for the residential sector as a result of implementing the ECMs selected is about 139 GWh. The reduction in peak demand is roughly estimated at 23 MW.

Exhibit 4
Estimated Conservation Supply Curve for Load Management Measures



At Year 2005 With Target Penetration Rates

Source: *Costa Rica Power Sector Efficiency Assessment*/A.I.D.

Exhibit 5
Energy Saving Measures: Industrial Sector

1. **Low Cost/No Cost Measures.** These measures involve operation and maintenance improvements and housekeeping measures. They include repairing damaged or missing insulation, lubricating equipment, reducing compressed air pressure, using equipment only when fully loaded, etc. Energy savings in the Costa Rican industrial sector are estimated at 10 percent from these measures.

2. **High-Efficiency Motors.** Motors with higher-quality materials, improved bearings and fans, and superior windings. Energy savings vary from 2 to 10 percent for motors.

3. **Synchronous Belts.** Flat belts with rounded teeth. Synchronous belts transmit drive power 4 to 10 percent more efficiently than standard V-belts because they have greater flexibility and less slip.

4. **Cogged V-Belts.** Cogged V-belts are V-belts with notches formed into the face of the belt. This allows greater flexibility and heat dissipation, resulting in an efficiency improvement of approximately 2 percent.

5. **Variable-Speed Drives.** These drives modulate the speed of driven equipment. Average savings are estimated to be 8 percent of the motor energy draw. These drives are more cost-effective above 5 horsepower.

6. **Synthetic Lubricants.** Synthetic lubricants are man-made lubricants that apply primarily to gear boxes. On average, their energy savings can vary from 2 to 5 percent.

Exhibit 5 (continued)
Energy Saving Measures: Industrial Sector

7. Lighting Technologies.

Compact Fluorescent. These low-wattage, self-ballasted lamps can screw into incandescent lamp sockets on a one-to-one replacement basis. On average, they draw 25 percent of the electricity output of an incandescent for the same lumen output.

Energy-Efficient Fluorescent. These lamps are constructed using a mixture of rare elements and gas to give energy savings while minimizing the reduction in light output. Savings are typically in the 15 percent range, while lighting levels drop approximately 10 percent.

Hybrid Electro-Mechanical Ballasts. These are standard electro-mechanical ballasts with electronic circuitry that switches off the lamp cathode once ignition has occurred, allowing energy consumption to be reduced to nearly the same level as that of electronic ballasts. Hybrid electro-mechanical ballasts are half to two-thirds the cost of electronic ballasts, but are still double the cost of the standard electro-mechanical ballast. Their estimated lifetime is 50 percent longer than that of electro-mechanical ballasts, but about one-third less than that of electronic ballasts. Energy savings from these ballasts are 15 to 20 percent. They apply only to 48-inch lamps.

Electronic Ballasts. These ballasts use electronic circuitry to regulate the energy coming into a lamp. The energy savings from these ballasts are 15 to 20 percent. These ballasts apply to both 48-inch and 96-inch lamps. However, because of the greater competitiveness of hybrid electro-mechanical ballasts for 48-inch lamps, electronic ballasts were applied only to the 96-inch lamps in this assessment.

Fluorescent Fixture Reflectors. These polished or reflectorized metal inserts are placed in an existing fixture. Reflector energy savings are based on 50 percent of the energy consumption of the energy-conserving lighting system, assuming lamp and ballast improvements would be made first.

Exhibit 6
Energy Conservation Measures: Costs and Savings, Industrial Sector

	Economic Analysis a/			Financial Analysis b/			Estimated Savings			
							1995	2000	2005	
Energy Conservation Measure	CCE USc\kWh	Simple Payback /Yrs c/	NPV Payback /Yrs d/	CCE USc\kWh	Simple Payback /Yrs	NPV Payback /Yrs	Energy Savings GWh	Energy Savings GWh	Energy Savings GWh	Peak Demand Savings MW e/
Industrial Sector										
Synthetic Lubricants	-2.13	5.3	NA	-0.54	6.3	0.6	0.18	1.18	2.68	0.41
Cogged V-Belts	-1.65	1.5	NA	-1.82	1.9	NA	4.23	5.60	7.41	1.14
48" EE Lamps	0.28	0.2	0.2	0.70	0.5	0.5	0.75	1.40	1.89	0.29
96" EE Lamps	0.71	0.4	0.4	1.49	0.8	0.8	0.69	1.28	1.73	0.27
Hybrid E-M Ballast	0.93	1.6	1.1	1.98	2.8	2.3	0.15	1.00	2.32	0.36
18W Compact Fluorescent	1.88	2.1	0.9	2.41	2.5	1.1	0.04	0.12	0.17	0.03
11W Compact Fluorescent	2.03	2.3	0.9	2.59	2.7	1.2	0.01	0.03	0.04	0.01
Electronic Ballasts	2.35	3.4	3.0	3.00	4.3	3.8	0.22	1.45	3.37	0.52
EE Motors	2.57	1.2	1.2	2.85	1.2	1.2	6.16	40.48	94.10	14.51
26W Compact Fluorescent	2.72	2.1	1.2	3.39	2.6	1.5	0.13	0.35	0.48	0.07
48" Reflectors	3.63	4.2	NA	4.39	5.0	NA	0.07	0.36	0.54	0.08
96" Reflectors	4.04	4.6	NA	4.89	5.6	NA	0.12	0.72	1.16	0.18
Synchronous Belts	5.45	2.8	2.1	7.19	3.4	2.7	1.36	3.75	5.02	0.77
Variable Speed Drives	18.70	19.6	NA	22.62	23.7	NA	0.05	0.34	0.76	0.12

Exhibit 6 (continued)

CCE = cost of conserved energy
CCD = cost of conserved demand
NA = not applicable

a/ The economic analysis considers 1) an ICE-estimated long-run marginal cost of US 6.5¢/kWh, 2) a shadow price ratio for skilled labor and an exchange rate of 1, 3) equipment costs net of all taxes, 4) a discount rate of 12 percent, and 5) a labor cost of US $4/hour.

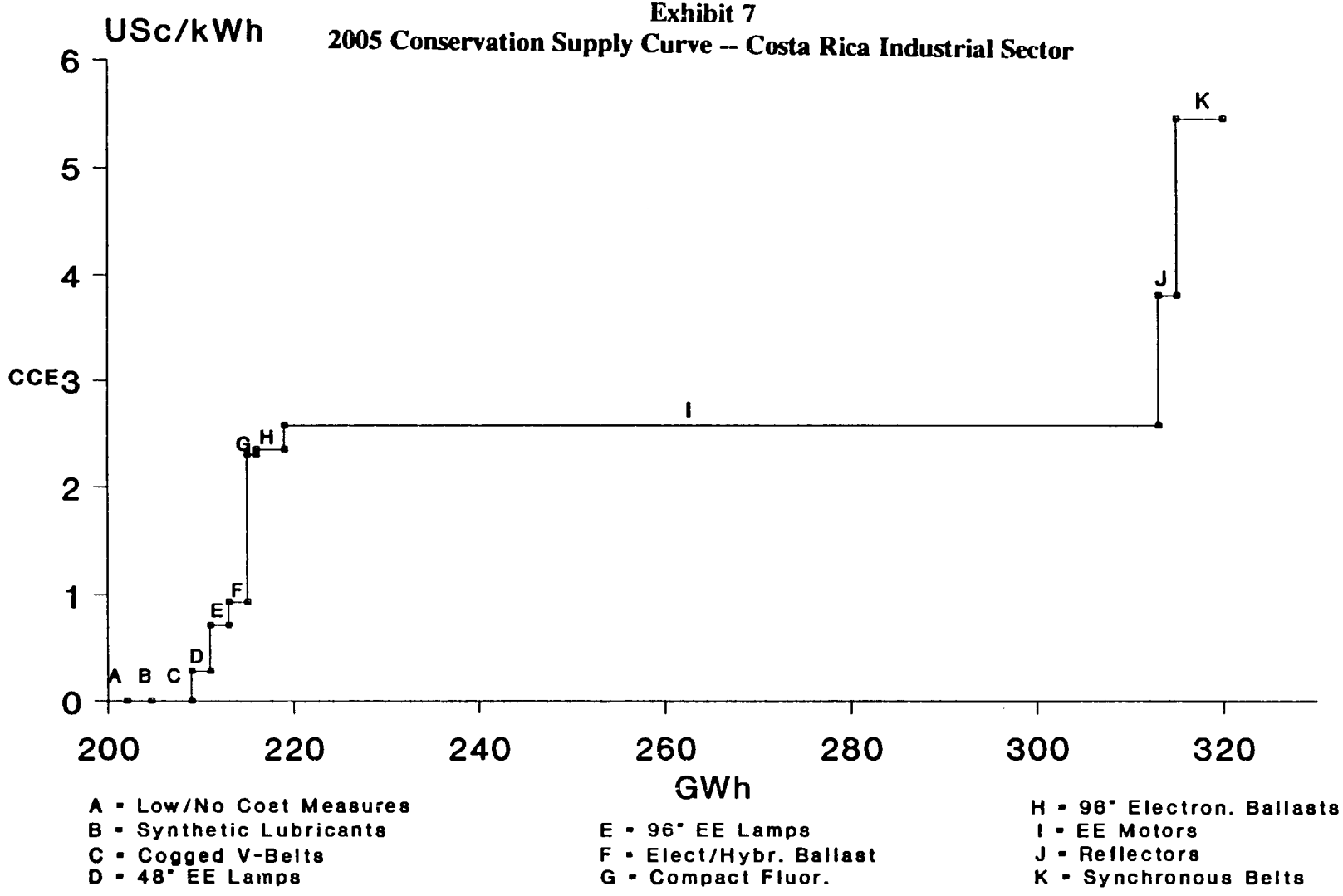
b/ The financial analysis considers 1) an average ICE residential tariff of US 4¢/kWh, a general tariff of US 8¢/kWh and an industrial tariff of US 6.5¢/kWh, 2) all equipment costs include taxes, 3) a discount rate of 12 percent, and 4) a labor cost of US $4/hour.

c/ The simple payback includes only the differences in costs between the energy conservation measure and the existing technology.

d/ The net present value (NPV) payback considers the differences in costs in terms of the NPV between the energy conservation measure and the existing technology.

e/ The peak demand savings were calculated by estimating end-use load and coincidence factors.

Exhibit 7
2005 Conservation Supply Curve -- Costa Rica Industrial Sector



Source: *Costa Rica Power Sector Efficiency Assessment*/A.I.D.

The efficiency measures identified for the residential sector cover refrigeration, cooking, lighting, and water heating. Improving energy efficiency in refrigerators and cooking represents the most significant savings. The measures identified to improve the energy efficiency of refrigerators could represent savings of 65 GWh and 9.3 peak MW. Savings for cooking through the use of spiral burners instead of the flat burners currently in use could also represent savings of almost 65 GWh and 11.6 peak MW. The potential for reducing cooking energy use with spiral burners in Costa Rica is very large, and their performance and reliability should be investigated further.

Lighting replacements for the residential sector, such as compact fluorescents, will depend on the actual hours of use. The use of solar energy for water heating has potentially important impacts, but further research and development is needed for these options.

The overall estimated savings potential for the general sector is estimated at about 124 GWh, or 14.7 peak MW.

The two principal measures to be implemented are an energy management program and lighting technologies. The energy management program could achieve savings of 77 GWh and 8 peak MW. The lighting technologies recommended could result in energy savings of 46.5 GWh or 6.8 MW.

However, caution should be exercised with these estimates because the uncertainty about the actual distribution of end uses of energy in the general sector precludes meaningful determination of energy and demand savings. The level of knowledge about general sector energy end uses should be improved to facilitate demand-side planning efforts.

The priorities for the continued development of a demand-side management program for the residential and general sectors of Costa Rica should be to: 1) identify methods for implementing water heater tank and refrigerator standards that reduce heat loss and increase efficiency, 2) determine the potential energy savings and durability with spiral burners, 3) investigate the actual and expected penetration of hot-water heater tanks in the residential and general sectors, 4) implement an energy management program for the general sector, 5) promote energy-efficient lighting technologies for the residential and general sectors, 6) proceed with efforts to develop daylighting guidelines and standards for commercial buildings, 7) obtain better data on general sector electricity end uses, including detailed data on lighting equipment, 8) study the energy management equipment and methods most appropriate to commercial buildings, and 9) study the distribution of hours of use of residential incandescent lamps.

The conservation measures analyzed for the residential sector in this study are shown in Exhibit 8. Exhibit 9 shows the savings and costs per measure, and Exhibit 10 shows the conservation supply curve for these measures. The conservation measures analyzed for the general sector in this study are listed in Exhibit 11. Exhibit 12 shows the savings and costs per measure, and Exhibit 13 shows the conservation supply curve.

Exhibit 8
Energy Conservation Measures: Residential Sector

1. **Spiral Burners for Cooking.** This measure involves substituting spiral burners for the disc burners now prevalent in Costa Rica. Initial tests show that spiral burners may be 25 percent more efficient than the disc type.

2. **Energy-Efficient Refrigerators.** This measure includes enhanced heat transfer, a 5.05 (coefficient of performance) compressor, and a 2-inch foam door. The estimated energy savings are 20 percent of refrigerator energy.

3. **Lighting.** Compact screw-in, self-ballasted fluorescent lamps. The estimated energy savings for this measure is 70 percent.

4. **Solar Water Heating.** Solar collector with storage tank, and piping to existing hot water tank. The overall energy savings estimated for this measure are between 50 and 60 percent.

5. **Water Heater Tank Insulation.** The estimated overall energy savings for this measure are between 10 and 15 percent.

2.4 Impact on ICE and Balance of Payments of a DSM Program

The impact of a demand-side management (DSM) program was evaluated in the second step of this study, and was based on a simulation using the ELECTROPLAN model. Modelling results indicate a total savings of over 200 MW by the year 2005, representing a reduction of about 12 percent in the system peak. However, of this total peak reduction, almost 50 percent (almost 90 MW) is attributable to the introduction of

Exhibit 9
Energy Conservation Measures: Costs and Savings, Residential Sector

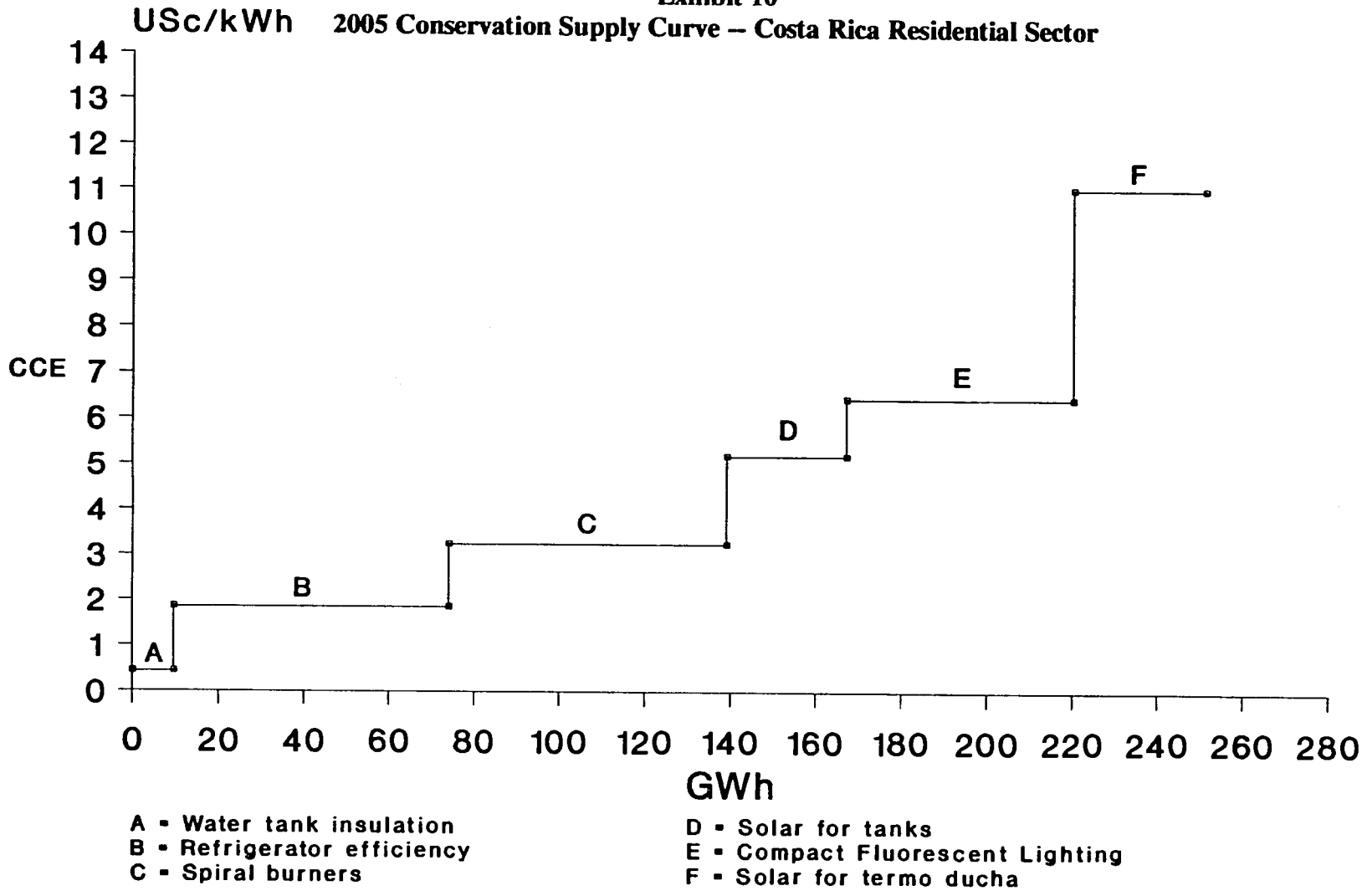
	Economic Analysis a/			Financial Analysis b/			Estimated Savings			
							1995	2000	2005	
Residential Energy Conservation Measure	CCE USc/kWh	Simple Payback /Yrs c/	NPV Payback /Yrs d/	CCE USc/kWh	Simple Payback /Yrs	NPV Payback /Yrs	Energy Savings GWh	Energy Savings GWh	Energy Savings GWh	Peak Demand Savings MW e/
Water Heater Tank	.44	.4	NA	.54	2.2	NA	.61	3.25	10.27	2.1
EE Refrigerators	1.84	1.9	NA	12.32	3.8	NA	3.30	16.26	56.06	8.0
Spiral Burners (Full Cost)	3.23	3.1	NA	3.91	6.1	NA	4.48	18.12	59.54	10.7
Spiral Burners (Incremental Co	0.54	0.5	NA	1.22	1.9	NA	above	above	above	above
Solar Water Heater for Tanks	5.18	5.4	NA	6.27	10.7	NA	2.02	8.88	29.11	f/
Compact Fluorescent	6.43	5.5	4.9	7.73	10.8	9.6	3.25	15.6	51.08	15.8
Solar for Termo Ducha	11.01	11.5	NA	13.23	22.7	NA	2.82	9.93	30.35	f/

Notes: a/ through e/: see Exhibit 5.

f/ Peak MW savings are not included here because this measure is not considered to be economically feasible at this point. It is thus not included in the potential energy savings for Costa Rica.

g/ To achieve a significant penetration rate (greater than 10 percent in 15 years) for spiral burners, the CCE in this case includes the total replacement cost of the spiral burners rather than the incremental cost over the flat burners.

Exhibit 10
2005 Conservation Supply Curve -- Costa Rica Residential Sector



Source: *Costa Rica Power Sector Efficiency Assessment*/A.I.D.

Exhibit 11
Energy Savings Measures: General Sector
(Includes Commercial and Public Sectors)

1. **Improved Energy Management.** This measure includes better control of motors for fans and pumps, control of periods when lighting is used, and increased use of daylighting. It also includes energy monitoring programs, where the energy use of different buildings is measured and studied. This would allow simple standards to be developed that describe the expected energy consumption for different types of buildings. The potential savings from energy management are estimated to result in 10 percent energy savings for the average customer.

2. **Alternative Lighting Technologies.** These technologies include advanced fluorescent lamps and ballasts, compact fluorescent lamps, and reflectors, as discussed for the industrial sector.

daylight savings time (if daylight savings time is implemented year-round). The impact on energy generation requirements is an energy saving by 2005 on the order of 8 percent or about 600 GWh.

Based on a net present value of ICE financial flows to the year 2005, the financial impact of the DSM plan on ICE is as follows:

Total investment	decreased by US $80 million
Foreign investment	decreased by US $56 million
DSM equipment imports	increased by US $19 million
Fuel imports	decreased by US $26 million
ICE revenue losses	increased by US $34 million
ICE administrative costs	increased by US $3 million
ICE income statement	increased by US $103 million

The above estimates are based on a net present value of financial flows to the year 2005 at a 12 percent discount rate. The total investment and associated foreign investment decrease as a result of the decrease in demand from conservation programs. The increase in DSM equipment imports results from the assumption that ICE would finance the incremental cost

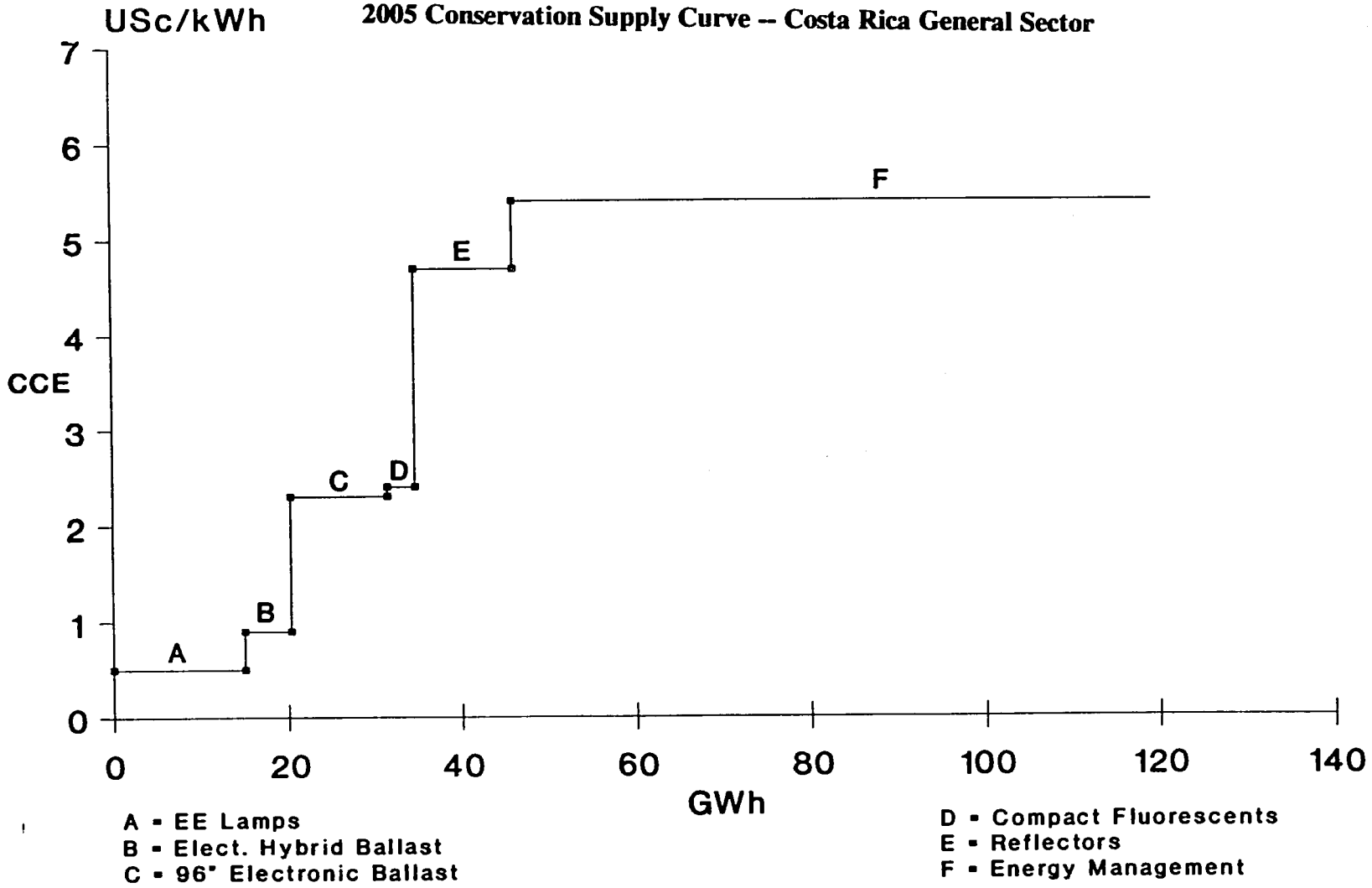
Exhibit 12

Energy Conservation Measures: Costs and Savings, General Sector

	Economic Analysis a/			Financial Analysis b/			Estimated Savings			
							1995	2000	2005	
Residential Energy Conservation Measure	CCE USc/kWh	Simple Payback /Yrs c/	NPV Payback /Yrs d/	CCE USc/kWh	Simple Payback /Yrs	NPV Payback /Yrs	Energy Savings GWh	Energy Savings GWh	Energy Savings GWh	Peak Demand Savings MW e/
Lighting										
11 W Compact Fluorescent	2.03	2.3	0.9	2.59	2.2	1.0	All 3	NA	NA	NA
18 W Compact Fluorescent	1.88	2.1	0.9	2.41	2.0	0.9	Type CF	NA	NA	NA
26 W Compact Fluorescent	2.72	2.1	1.2	3.39	2.1	1.3	0.24	0.95	3.24	0.5
48" EE Lamps	0.28	0.2	0.4	.70	0.4	0.4	All EE	NA	NA	NA
96" EE Lamps	0.71	0.2	0.4	1.49	0.6	0.6	1.33	5.15	14.94	2.2
Hybrid Electro-Mech Ballasts	0.93	1.6	1.1	1.98	2.3	2.0	0.34	1.55	5.45	0.8
Electronic Ballasts	2.35	3.4	3.0	3.00	3.5	3.1	0.71	3.21	11.27	1.6
48" Reflector	3.63	4.2	NA	4.39	4.1	NA	All Ref	NA	NA	NA
96" Reflector	4.04	4.6	NA	4.89	4.6	NA	0.73	3.29	11.56	1.7
Energy Management	5.45	0-2	NA	NA	NA	NA	4.20	22.90	77.40	8.00

Notes: a/ through e/: see Exhibit 5.

Exhibit 13
2005 Conservation Supply Curve -- Costa Rica General Sector



Source: *Costa Rica Power Sector Efficiency Assessment*/A.I.D.

of the ECM. The fuel imports decrease is based on the ICE scenario of US $33/bbl for diesel in 2005, and is a result of the reduction in energy demand. The increase in ICE revenue losses is the result of the losses in electricity sales from the reduced energy demand. The increase in ICE administrative costs is due to the assumption that ICE would finance all the associated DSM administrative and promotion costs. The end result of a full DSM program is a cash flow increase of $103 million in the year 2005.

The DSM program has three important impacts on the country's balance of payments:

- reduced external debt service due to the defrayal of capacity expansion
- reduced oil import bill due to energy savings
- increase in the import bill associated with the need to import equipment for the ECM.

The impact of a DSM program on the balance of payments is substantial, with a net present value of the foreign exchange savings of 14 percent over the base case (no DSM program). Exhibits 14 through 18 show the impact of the DSM program at different levels.

2.5 Implementation Issues for an Integrated Resource Plan

The key implementation issues concern: institutional roles, financing conservation programs, and regulations and standards.

Institutional Roles

Because conservation resources are dispersed, a variety of actions must be taken to ensure that programs designed to save energy are developed and implemented successfully. Each of these programs will require financing strategies, regulatory actions, and different types of analytical and technical assistance services. Thus, the development and implementation of an integrated resource plan must include an effective coordination and participation of a wide variety of public and private sector institutions, many of which have not traditionally played a direct role in the electric power sector.

ICE. Because it has the primary legal responsibility for providing electricity to meet Costa Rica's economic development objectives, ICE would play the central role in the implementation of the IRP. In addition to ICE, the other electricity agencies--including the National Power and Light Company (CNFL), the three Municipality Boards, and the three

Exhibit 14
Impact of DSM Plan on Energy Requirements

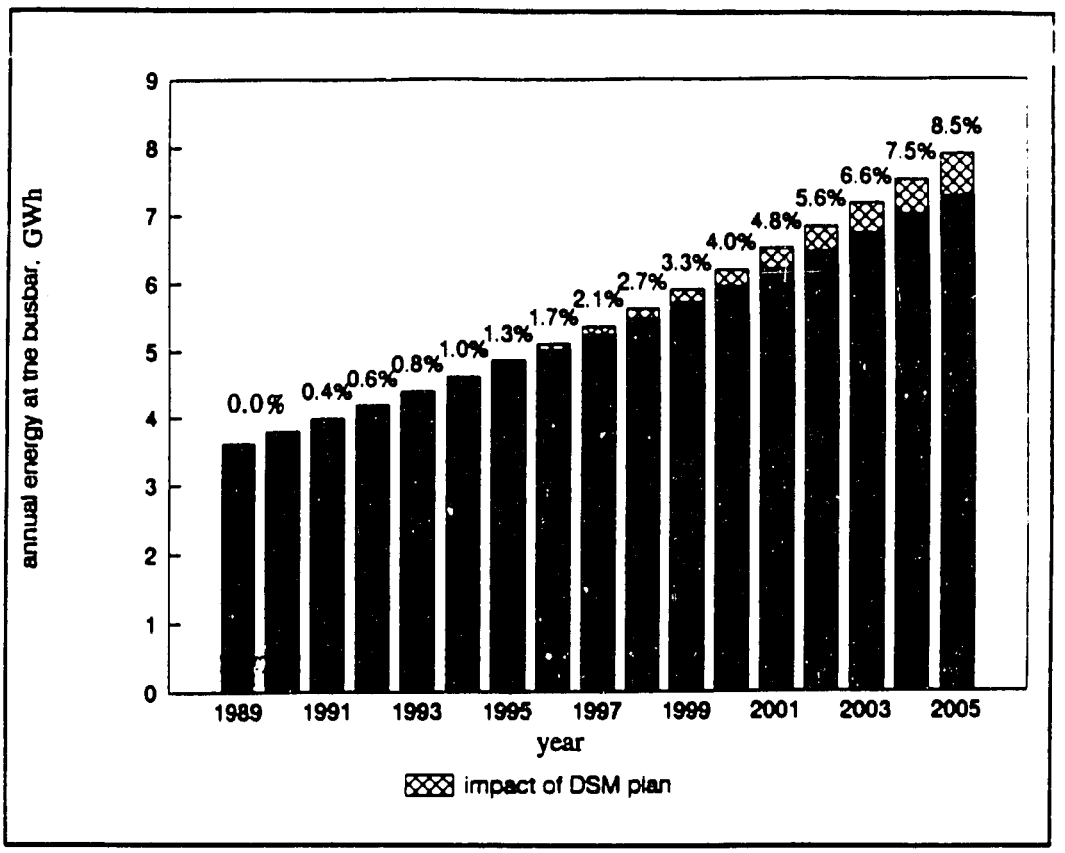


Exhibit 15
Impact of the DSM Plan on ICE's Peak Load

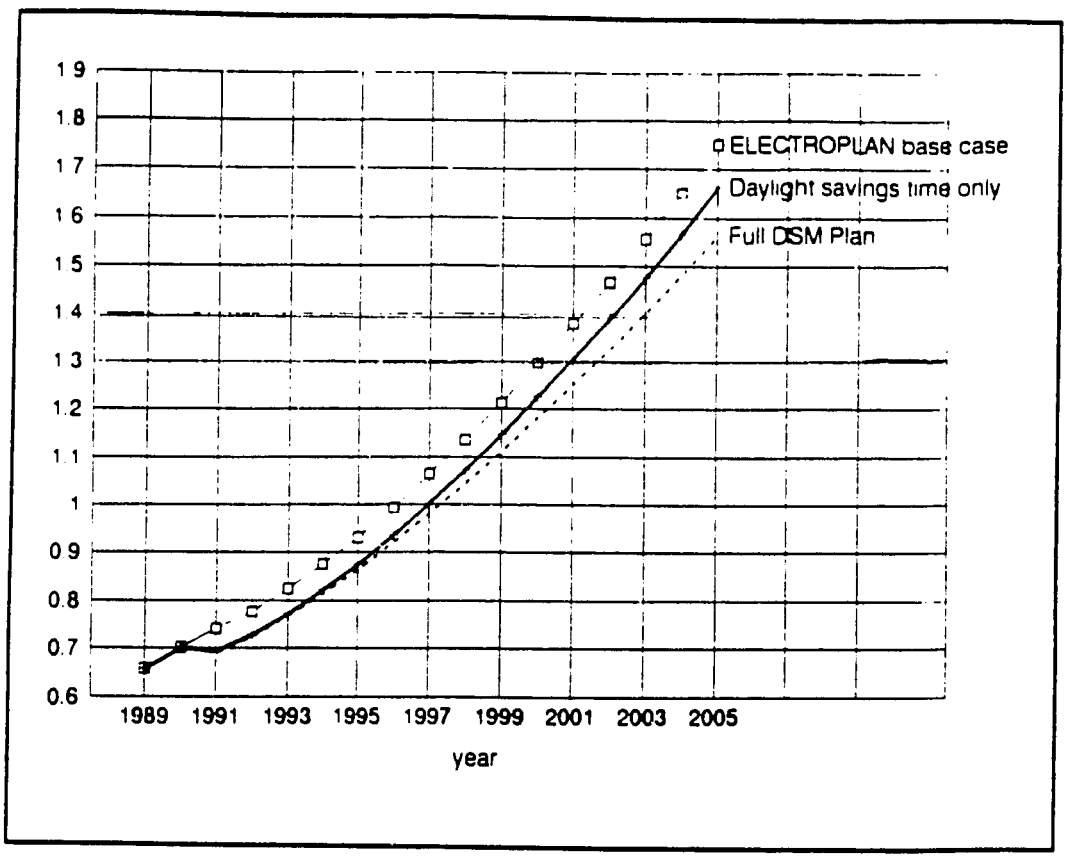


Exhibit 16
Impact of the Complete Plan

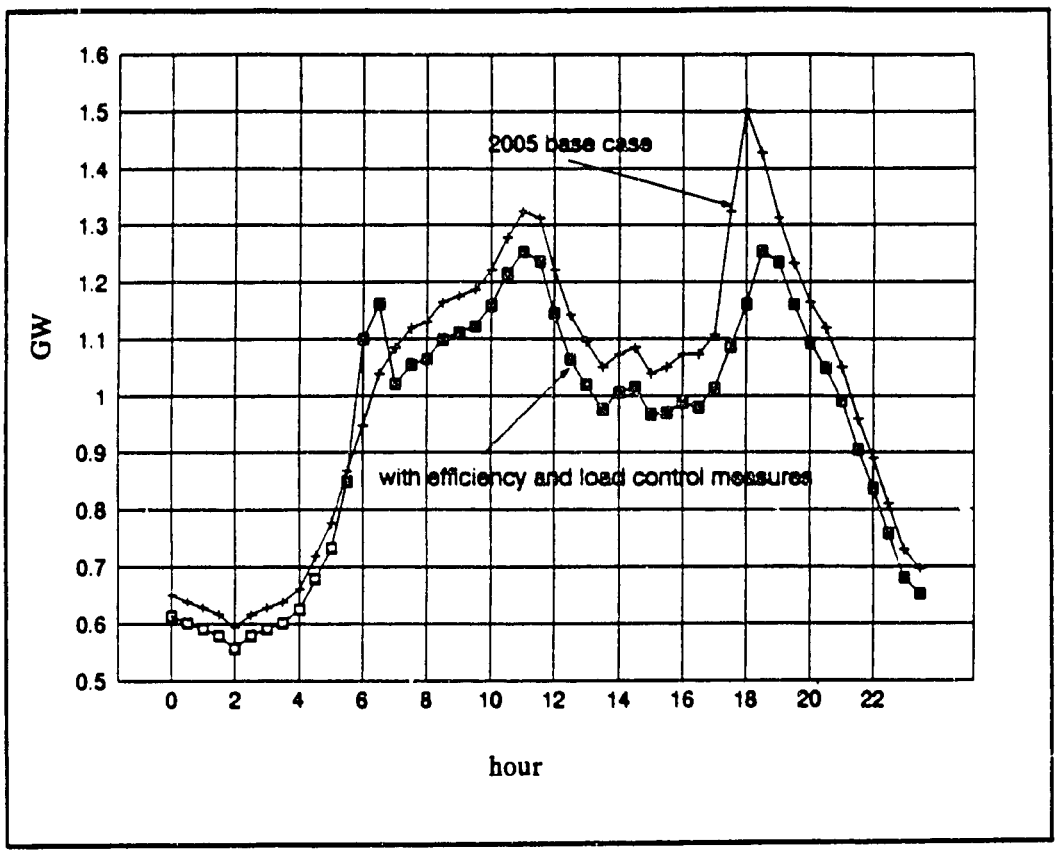


Exhibit 17
Impact of the DSM Program on ICE's Net Income

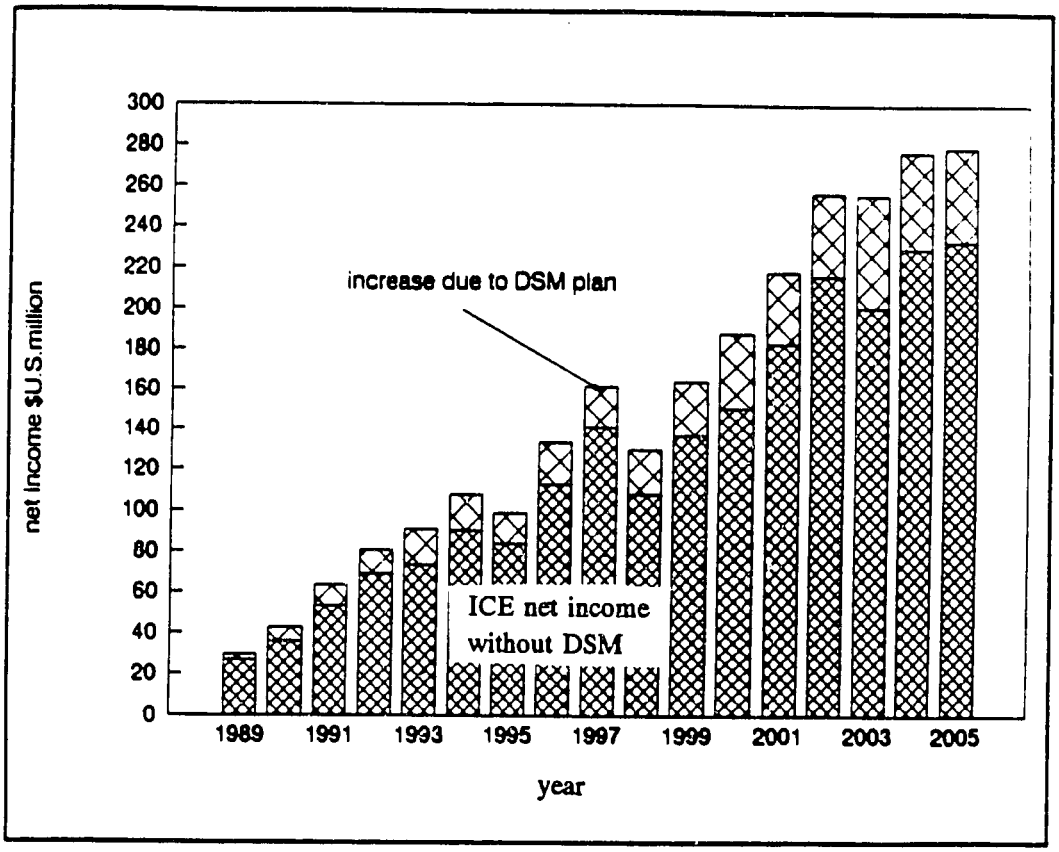
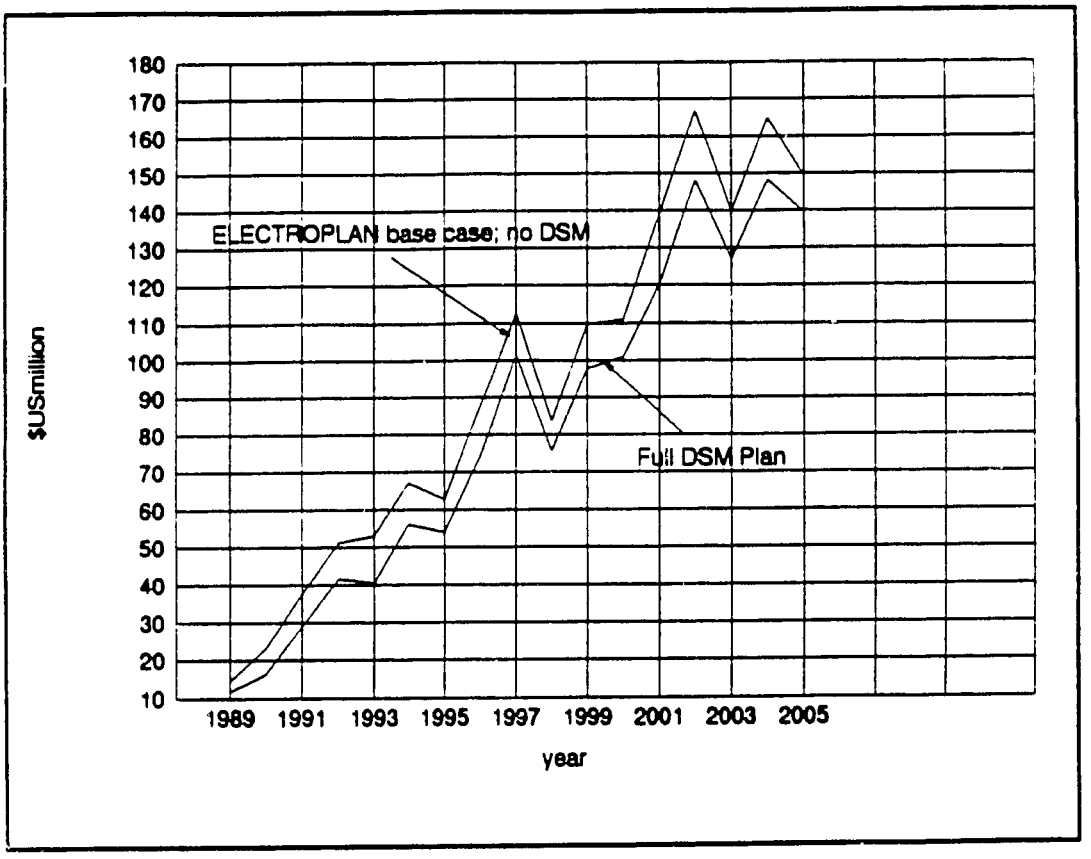


Exhibit 18
Impact of the DSM Plan on the Balance of Payments



electric cooperatives--are expected to participate because their customers will be targeted for efficiency programs, thus affecting these agencies' tariffs and revenues.

DSE/MIRENEM. This is the lead government agency in assisting in the development of programs, efficiency standards, and data bases, program evaluation, public education, and other areas essential for an IRP. MIRENEM's main function is to elaborate, manage, and control natural resources, energy, and mining policies.

MIDEPLAN. The Ministry of Planning and Economic Policy (MIDEPLAN) is responsible for coordinating the National Development Plan with other public institutions. It also has the authority to approve public investments, external financing, and technical assistance support for public institutions. Its Division of International Technical Cooperation would have to approve the use of foreign assistance in several activity areas. MIDEPLAN should be closely involved in the development and coordination of an IRP in Costa Rica.

SNE. The National Service of Electricity (SNE) regulates the tariffs of ICE and is responsible for establishing requirements for electrical design, installations, and hookups to the distribution system. SNE would have to approve any tariff-related activity for demand-side management program financing.

Hacienda. The Ministry of the Treasury (Hacienda) is responsible for coordinating monetary, credit and treasury policy. This includes all aspects related to taxes and import duties. This Ministry would be involved in decisions affecting import duties on energy-efficient (and inefficient) products. It would also need to understand the relationship between financing efficiency and the impacts on balance of payments and external debt.

MEIC. The Ministry of Economy, Industry and Commerce (MEIC) is responsible for formulating and planning national economic policy, stimulating the consumption of locally produced products, and for achieving economic integration of Costa Rica with other Central American countries.

The Bureau of Census. The Bureau is under the Ministry of Economy and Commerce, and is responsible for conducting a national census every ten years, especially of housing, agriculture, and population. It also serves as a national and international center of statistics, which is needed in the development of an IRP.

MICIT. The Ministry of Science and Technology (MICIT) is a new ministry created in 1986, whose main function is to define and promulgate guidelines for scientific and

technology policies. MICIT could participate in the research of energy-efficient technologies and their applications in Costa Rica.

FODEIN. The Industrial Development Fund (FODEIN) may play a role in financing industrial efficiency development. This is a special line of credit managed by the Central Bank to finance industrial investments, including new construction projects, rebuilding, equipment, furnishings, etc. The total amount available per loan varies from $250,000 to $5 million. This loan allows up to 10 years for repayment and a favorable interest rate is fixed by the Central Bank (about 20 percent in colones).

CFIA. The Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica (CFIA) is an independent public entity created to ensure, stimulate, promote, an defend the practice of engineering and architecture. It would participate in any discussions to develop building energy codes.

The Chamber of Industries and Chamber of Commerce. The Chambers have provided logistic support to the Costa Rican Institute of Technical Standards (INTECO). Under an IRP, they would act as representatives of the private sector in any regulatory and program design process that might involve or affect their members.

INTECO. This non-profit organization, the Institute for Technical Standards, was created as a private association to stimulate efficiency in the industrial sector and to protect the consumer as well. Its objectives are to 1) develop proper standards for local industry in conjunction with the public sector, 2) train staff of the main industries at all levels of production in the use and application of adequate standards, and 3) provide quality control. INTECO could play a role in an IRP if appliance efficiency standards are developed.

The University of Costa Rica and the National Training Institute. These institutions could be involved in training and technical assistance efforts on efficiency.

ECODES. The Costa Rican National Conservation Strategy for Sustainable Development (ECODES) is an effort to incorporate the concept of sustainability into the socio-economic and cultural development of the country. For the energy sector, it has recommended the execution of a national energy plan with special emphasis on efficiency and energy savings aspects and control of the environmental impacts of energy projects. It could provide the context for carrying out an IRP in Costa Rica.

A number of valuable lessons have been learned by U.S. utilities, who have taken wide variety of approaches to integrated resource planning. They have found that the utilities and agencies with the most successful program results have had a strong senior

management commitment to the programs, and have committed adequate funding and staff to program implementation. Second, utilities have found that careful documentation of the program costs and savings is critical to program success. Information on participation rates, kWh and kW savings, and administrative and marketing costs must be collected on a systematic basis in order to evaluate programs properly.

Financing Conservation Programs

Integrated resource planning assumes that conservation is a resource that can be used by the power system to meet future load growth. Therefore, the utility can directly finance the conservation measures and programs for customers, and recover the costs through the tariff structure, just as it would if it were to build a generating resource.

In the United States, state regulatory agencies and investor-owned utilities have been developing options for utilities to address these tariff and revenue questions. The options include separating sales from profits, allowing for recovery of lost revenues, and allowing rate-of-return treatment for conservation investments.

The IRP experience of U.S. utilities provides three other lessons in the area of financing conservation programs:

- Financial incentives increase program participation. The availability of financing for implementing energy audit recommendations is fundamental to achieve higher efficiency and penetration rates. Energy audits to help customers to identify conservation opportunities without appropriate financing mechanisms for carrying out recommendations have proven ineffective.

- There are a variety of approaches for financing efficiency programs in different market segments in each end-use sector, and a combination of approaches is especially useful. Equipment rebate programs are good for basic equipment, but will not be effective for promoting improvements involving complex interactions of multiple pieces of equipment. Loan programs only reach a minority of customers. Direct installation programs achieve the highest penetration rates, but at a generally higher cost.

- Comprehensive programs may result in higher participation rates and higher savings. For example, a program for new commercial construction could include design assistance, financial incentives, a building code, and training

of architects/engineers. A commercial sector retrofit program would include a comprehensive approach to total building energy use, rather than a piecemeal approach such as a lighting rebate program only.

Regulation and Standard Issues

The United States has the world's most extensive system of energy-related regulations, which take the form of building energy codes (residential, commercial) and minimum efficiency standards for appliances (electric, oil, and gas). Codes and standards are established on a state-wide or national basis, with the participation of equipment manufacturers, builders, architects, energy/environmental advocates, code enforcement agencies, and other interested representatives. In addition to establishing codes and standards, institutional and financial resources are required to enforce them and to certify compliance on a continual basis. Independent testing laboratories have been established to certify appliance efficiency standards.

As U.S. electric utilities moved toward integrated resource planning, they discovered that building codes and appliance efficiency standards were developed at levels that were less than optimum for utility resource planning. Efficiency levels are set by consensus based on consumer cost-effectiveness criteria, not on utility marginal cost criteria. This means that savings that are technically possible are lost due to the restrictive financial criteria used to evaluate the costs of the codes or standards. For example, a new commercial building program sponsored by the federal Bonneville Power Administration in the Pacific Northwest demonstrated that new commercial buildings of various types could be constructed to use 30 percent less electricity than the current building energy codes required, with minimum construction cost increases (with lower first costs in some cases) and existing off-the-shelf technology. This provides an example of a "lost opportunity" for the utility.

U.S. utility experience has shown that a critical target for programs lies in new construction and equipment. The potential "lost opportunities" include new residential and commercial construction, where there is a one-time opportunity to achieve savings at a much lower cost than through a retrofit.

Similar concerns exist about appliance efficiency standards. Lost opportunities may occur when major equipment is being replaced, when buildings are remodelled, or when process lines in industry are replaced or modernized.

In the U.S., new standards for refrigerators will go into effect in 1993, which will result in a decrease in electricity use of nearly 30 percent from the more recent standards. However, there is growing interest by several major U.S. utilities in motivating refrigerator manufacturers to make a technological leap to units that would exceed the 1993 standards by an additional 30 percent. The utilities would provide financial incentives directly to the manufacturers to produce the minimum number of units, which would "jump start" the market for high energy efficiency models.

These issues bring into question the assumption that Costa Rica should establish a full regulatory process for supporting energy efficiency. DSE is interested in proposing building energy codes and appliance standards. However, there may be other alternatives to achieve significant efficiency savings that acknowledge the limits to institutional and financial resources, which currently characterize the Costa Rican public sector. There may be a unique opportunity in Costa Rica for a less administratively complex and costly approach to obtaining refrigerator and electric stove efficiency because of the single manufacturing source (Atlas) for the majority of these appliances in Costa Rica.

As for building energy codes in the general sector, an ICE hookup standard that requires each new building design to be reviewed, combined with financial incentives for incremental construction costs and training of architects, may prove to be a cost-effective alternative to establishing a more elaborate building energy code and enforcement procedure.

3. SUPPLY-SIDE FINDINGS

Supply-side programs include efficiency improvements for generation, transmission, and distribution technologies. The analysis of energy supply systems indicates that opportunities for improving the efficiency of existing equipment are very limited. This is essentially due to the overwhelming contribution of hydropower to energy production in Costa Rica and the fact that ICE hydroelectric plants are in good order and competently managed.

Thermal power plants have been used to provide energy on a seasonal basis only: less than 5 percent for most years over the operating history of the utility. Cost savings of approximately US $5 million per year can be achieved through current rehabilitation programs and a return to heavy oil, but it is questionable if this rehabilitation is cost effective with respect to new generation on the basis of economic analysis.

As a hydro-based utility, ICE has invested significant time and effort to optimize reservoir management. Maintenance for mechanical and electrical systems is well planned and executed. Performance and maintenance records indicate that plant performance has been maintained at adequate levels throughout the period of record, and that maintenance procedures have been followed on regular intervals. Opportunities for efficiency improvements in the hydro operation were investigated in three areas: mechanical-electrical equipment, civil works, and reservoir operation. A specific opportunity exists for increasing the output by 26 GWh per year through the repair of civil works at La Garita, but estimates of the cost of these repairs are not available.

ICE has continuously upgraded its transmission system in an effort to keep pace with the changes in load characteristics and the overall needs of the National Interconnected System. System upgrades have resulted in very high line reliability and relatively low line losses. Distribution losses are higher, but certainly within acceptable margins for most of the distribution companies. Total system losses approximate 9.4 percent, with 2.8 percent attributable to transmission losses, and with 7.0 percent of the energy delivered to the distribution system being lost for technical or non-technical reasons.

Certainly, there is technical potential for line loss reduction in various transmission and distribution spurs. Determining the cost and benefits of such a potential does not lend itself to global approximation, however. Each line upgrade project must be evaluated separately, analyzing loading characteristics, the value of losses, and the costs of the improvements. The cost of line improvements is greatly dependent upon topography, and can vary by a factor of five. Due to these uncertainties, the transmission and distribution analysis noted the types of measures that could be taken to reduce line losses, including illustrative examples of the benefits of these measures (increasing voltage or line conductor upgrades). Without a comprehensive analysis of each distribution system, and a similar review of each major transmission link, it is impossible to accurately quantify the costs of line improvements, and the benefits those improvements might yield. It is, however, unlikely that improvements beyond those already planned by ICE would prove financially attractive.

The most promising area for efficiency improvements on the supply side is the planning of new generation capacity in light of the greater contribution that thermal generation will gradually have in meeting future energy demands. Two aspects must be considered: one is the large variety of closely competing thermal generation alternatives, and the other is the strategic operation of the hydroelectric system.

Advanced combustion turbines in both industrial and aeroderivative designs, combined-cycle combustion turbines, slow-speed diesel engines, and biomass conversion technologies should all be carefully considered and compared to conventional combustion turbines. As

commercial experience grows with these technologies, and ICE's need for additional thermal capacity grows, these options should be analyzed by the planning and operations staff at ICE.

The strategic operation and planning of the hydroelectric system involve a delicate balance between the need to save as much fuel as possible in the thermal system by maximizing the energy production in years of normal hydroiogy while, at the same time, minimizing thermal investments by operating hydro reservoirs in a manner that will provide guaranteed hydroelectric energy during dry periods. This compromise between fuel and capital savings under uncertain conditions of both fuel cost and hydrology is a challenge that ICE planners must meet for an efficient and economic operation of their system.

It is recommended that a cost estimate for the repairs at La Garita be obtained and compared with the expected fuel savings due to additional hydro generation over the lifetime of the project. Also, it is recommended that particular attention be given to the selection of thermal alternatives and the strategic operation and planning of the hydroelectric system.

4. DEMAND-SIDE ACTION PLAN

The key areas suggested in this recommended follow-up action plan include: institutional coordination and program evaluation, new buildings, new residential appliances, existing appliances, existing residential lighting, existing general sector lighting and energy management, industrial sector, and a load management program.

Institutional Coordination and Program Evaluation

Goal: Carry out effectively an integrated resource plan.

Action 1: Strengthen DSE and ICE technical capabilities in evaluating and implementing demand-side management programs. This will involve a transfer of U.S. experience to Costa Rica.

Action 2: Develop program evaluation standards. An assessment and evaluation of current experience and needs in DSE and ICE should be conducted.

Action 3: Involve public and private sector institutions in a collaborative steering committee to discuss and analyze barriers and opportunities, and to make recommendations for specific actions. DSE should be the lead coordinating agency.

New Buildings

Residential Sector Goal: Develop energy-efficient housing designs.

General Sector Goals:

1. Increase electricity efficiency in new commercial and public buildings.

2. Initiate research and demonstration of energy-efficient building techniques and technologies.

3. Build a data base on commercial electricity end-uses.

4. Assess the need to establish minimum building energy standards.

Action 1: Create an ongoing design workshop for housing designs that maximize both natural ventilation and daylighting potential. In addition, a design competition should be initiated among the professional and building communities to produce energy-efficient designs. Prizes should be awarded to the winners and their designs published.

Action 2: Prepare energy-efficiency information packets for developers.

Action 3: Review the institutional and financial requirements necessary to establish an energy building standard in Costa Rica, including a training, technical assistance, and enforcement program. The current U.S. ASHRAE 90.1 standard may serve as a useful model. Determine the appropriateness of establishing an energy code.

Action 4: Create an ongoing design workshop for establishing a set of new commercial and public building design and equipment guidelines for a variety of building categories. The workshop would include training

for architects and builders in daylighting techniques, lighting system design, and control strategies.

Action 5: Sponsor a design competition for high energy-efficiency commercial and public buildings.

Action 6: Develop a data base of electrical end-uses in the commercial sector. Conduct some end-use metering projects for several building types to estimate baseline electricity use.

New Residential Appliances

Sector Goal: Assess the options for increasing appliance efficiency.

Action 1: Determine the appliances' actual electricity consumption through either direct measurements or information from a reliable source, and assess the existing institutions/laboratories in Costa Rica to carry out the measurements effectively.

Action 2: Define the financial incentives to the manufacturer and/or end-user that are necessary to promote higher-efficiency appliances through the new proposed law on rational energy use.

Action 3: Determine the economic and technical criteria and costs for establishing energy efficiency standards for refrigerators, electric stoves, electric hot water heaters, and air conditioners manufactured in or imported into Costa Rica. This will include elaborating proposals for establishing codes for each appliance, discussing with the manufacturers and importers of appliances the terms of the codes and efficiency levels, and the methodology for determining the energy consumption of each appliance. The latter would be obtained either through direct measurements or certified information from well-known agencies.

Action 4: Evaluate current national appliance efficiency labeling systems from various countries. Analyze the benefits of implementing a labeling system if standards are to be adopted.

Action 5: Review technical claims, cost-effectiveness, and market acceptability of the utilization of spiral burner heads for electric stoves. Conduct a pilot project in at least 100 homes to evaluate consumer response. If the analysis indicates a positive response, offer a program with financial incentives to replace the existing burner tops.

Existing Appliances

Sector Goals:

1. Provide education, technical, and financial assistance to ensure the efficient use of existing appliances.

2. Replace inefficient appliances with efficient ones.

Action 1: Continue with the ICETICO campaign, focusing on two themes: 1) the existing appliances can be made to run optimally if they are properly maintained and repaired, and 2) the two critical areas for refrigerator maintenance are the door seals and the refrigerator system.

Action 2: Offer a program to provide new refrigerator door gaskets at no cost to the consumers. A public relations program with ICETICO can assist people in identifying the condition of their door seals. The seals can be distributed by ICE district offices and through the municipal utilities and cooperatives. Offer a second program that would provide at low cost (partially funded by ICE) a refrigerant check and recharging of the cooling system.

Action 3: Adjust the temperature of electric hot water heater tanks, e.g., to 120 degrees Fahrenheit, for residences participating in an ICETICO campaign to turn down the temperature of water heaters.

Action 4: Offer a no-cost service to insulate residential electric hot water heater tanks. The demand-side analysis indicates that at least 24,000 tanks could be insulated. Where possible, a bottom insulating board should be placed under the tank.

Existing Residential Lighting

Sector Goal: Install energy-efficient lamps.

Action 1: Offer compact fluorescents at a competitive price (which still must be determined) to residences in Costa Rica. Contact various suppliers of compact fluorescent lamps to determine product availability and price. Develop a public relations program with ICETICO to prepare for launching the program. The program would be targeted to installing lamps throughout an entire community. This would provide excellent publicity for the program. Conduct sample billing analyses, pre- and post-relamping, for evaluation purposes.

Existing General Sector Lighting and Energy Management

Sector Goals:

1. Install more energy-efficient equipment in the sector.
2. Develop energy management training programs.

Action 1: Analyze the economic benefits of energy-efficient technology options. Inventory available equipment in the local market and select the most cost-effective combinations of equipment. Develop a program to finance entire building lighting retrofits. Conduct a pilot project on one public and one private-sector commercial building, and end-use meter the project for evaluation purposes.

Action 2: Develop a training curriculum for building energy managers. Procedures should include the identification of an energy coordinator, baseline energy use, an ongoing energy reporting system, an operation and maintenance checklist, and senior management briefings.

Industrial Sector

Sector Goals:

1. Increase motor efficiency.
2. Increase process efficiency.

Action 1: Develop an industrial lighting program similar to that described in Action 1 for existing general sector buildings.

Action 2: Develop an industrial process energy efficiency program. This would include technical assistance on design engineering and plant modification or construction.

Action 3: Develop a comprehensive motor program that will include financial incentives for energy-efficient motors and efficient belts (synchronous and cogged V-belts). Develop a technical assistance program for motor control applications.

Load Management Program

Sector Goal: Reduce peak demand.

Action 1: Evaluate the impact of implementing daylight savings time.

Action 2: Carry out a detailed analysis on the impact of an interruptible tariff.

Action 3: Assess the costs and benefits of a direct load control program, including a market study, an equipment analysis, and load and revenue impacts analyses.

This report is intended to serve as a basis for extensive discussions between Costa Rica and the study team to arrive at a set of concrete and specific technical and institutional recommendations to implement an integrated resource plan in Costa Rica.

The Office of Energy

The Agency for International Development's Office of Energy plays an increasingly important role in providing innovative approaches to solving the continuing energy crisis in developing countries. Three problems drive the Office's assistance programs: high rates of energy and economic growth accompanied by a lack of energy, especially power in rural areas; severe financial problems, including a lack of investment capital, especially in the electricity sector; and growing energy-related environmental threats, including global climate change, acid rain, and urban air pollution.

To address these problems, the Office of Energy leverages financial resources of multilateral development banks such as The World Bank and the InterAmerican Development Bank, the private sector, and bilateral donors to increase energy efficiency and expand energy supplies, enhance the role of private power, and implement novel approaches through research, adaptation, and innovation. These approaches include improving power sector investment planning ("least-cost" planning) and encouraging the application of cleaner technologies that use both conventional fossil fuels and renewable energy sources. Promotion of greater private sector participation in the power sector and a wide-ranging training program also help to build the institutional infrastructure necessary to sustain cost-effective, reliable, and environmentally-sound energy systems integral to broad-based economic growth.

Much of the Office's strategic focus has anticipated and supports recently-enacted congressional legislation directing the Office and A.I.D. to undertake a "Global Warming Initiative" to mitigate the increasing contribution of key developing countries to greenhouse gas emissions. This strategy includes expanding least-cost planning activities to incorporate additional countries and environmental concerns, increasing support for feasibility studies in renewable and cleaner fossil energy technologies that focus on site-specific commercial applications, launching a multilateral global energy efficiency initiative, and improving the training of host country nationals and overseas A.I.D. staff in areas of energy that can help to reduce expected global warming and other environmental problems.

To pursue these activities, the Office of Energy implements the following seven projects: (1) The Energy Policy Development and Conservation Project (EPDAC); (2) The Biomass Energy Systems and Technology Project (BEST); (3) The Renewable Energy Applications and Training Project (REAT); (4) The Private Sector Energy Development Project (PSED); (5) The Energy Training Project (ETP); (6) The Conventional Energy Technical Assistance Project (CETA); and (7) its follow-on Energy Technology Innovation Project (ETIP).

The Office of Energy helps set energy policy direction for the Agency, making its projects available to meet generic needs (such as training), and responding to short-term needs of A.I.D.'s field offices in assisted countries.

Further information regarding the Office of Energy's projects and activities is available in our Program Plan, which can be requested by contacting:

Office of Energy
Bureau for Science and Technology
U.S. Agency for International Development
Room 508, SA-18
Washington, D.C. 20523-1810
Tel: (703) 875-4052

PN-ABX 838

Reporte N. 91-12

Reporte de la

Oficina de Energía
Agencia para la Ciencia y Tecnología
Agencia de los Estados Unidos para el
Desarrollo Internacional

COSTA RICA: EVALUACION DE LA EFICIENCIA DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

Síntesis

Preparado por:

RCG/Hagler, Bailly, Inc.
370 L'Enfant Promenade, SW, Suite 700
Washington, D.C. 20024
Referencia HBI N. 91-4312-211
y
Oak Ridge National Laboratory

con

International Development and Energy Associates, Inc.
Florida Power & Light
International Institute for Energy Conservation
International Resources Group, Ltd.
Stone & Webster Engineering Corp.
National Rural Electric Cooperative Association
Centro de Investigaciones Sociales, Ambientales y Tecnológicas

Proyecto de Desarrollo de Política Energética y Conservación, 936-5728
Programa de Servicios de Conservación de Energia
DHR-5728-Z-00-7014-00

Junio de 1991

5

AGRADECIMIENTO

Este estudio fue financiado por la Oficina de Energía (S&T/EY) de la Agencia Internacional para el Desarrollo de los Estados Unidos (A.I.D.) y la USAID de Costa Rica. Los miembros del proyecto responsables del análisis relacionado con el final (Demand-Side Management) en este informe son: Ignacio Rodríguez, Economista, Coordinador del proyecto (RCG/Hagler, Bailly, Inc); Juan González, especialista en Administración de la Demanda (Florida Power & Light); Michael MacDonald, especialista del Sector General y Residencial (Oak Ridge National Laboratory); Alan Pashkevich, especialista del Sector Industrial (RCG/Hagler, Bailly, Inc); Mark Cherniack, especialista en planeación y aspectos institucionales (International Institute for Energy Conservation); Peter Meier, especialista en el modelo ELECTROPLAN (International Development and Energy Associates, Inc.), Ing. José María Blanco, Coordinador Nacional (Centro de Investigaciones Sociales, Ambientales y Tecnológicas - CISAT); Bernal Muñoz y Arturo Molina, consultores nacionales. Para el análisis del suministro eléctrico, los miembros del equipo fueron: Daniel Waddle, Coordinador (Oak Ridge National Laboratory); Robert Chronowski, especialista en Energía Térmica (International Resources Group Ltd.), Lou Conklin, especialista en recursos hidroeléctrico (Stone & Webster Engineering Corp.); y Ross Turner, especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución (National Rural Electric Cooperative Association).

Los miembros del grupo de trabajo desean expresar su agradecimiento al Instituto Costarricense de Electricidad, especialmente al Ing. Hernán Robles, y a la Dirección Sectorial de Energía por su colaboración y apoyo recibido durante el proyecto. También deseamos hacer extensivo nuestro aprecio a Carlos Yermoli (RCG/Hagler, Bailly, Inc.) por la revisión técnica al análisis del suministro eléctrico y a Wynne Cougill (RCG/Hagler, Bailly, Inc.) por la edición de este informe.

ABREVIATURAS

BOP	Balanza de Pagos
CFIA	Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica. Asociación independiente creada para asegurar, estimular, promover y defender la práctica de la ingeniería y la arquitectura.
COOPE-GUANACASTE	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. La segunda cooperativa más grande en cuanto a ventas y volumen energético, abasteciendo a la región peninsular de la Provincia de Guanacaste, Costa Rica.
COOPELESCA	Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. Es la más grande de las cuatro cooperativas de distribución eléctrica de Costa Rica, abasteciendo a la parte central del norte del país.
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz (The National Power and Light Company). Es la entidad responsable por la producción, transmisión y distribución de energía, principalmente en el área de San José.
CPI	Indice de Precios del Consumidor.
DSE	Dirección Sectorial de Energía. Es la entidad responsable de coordinar y ejecutar la planificación energética nacional.
DSM	Administración de la Demanda.
ECM	Medida de Conservación de la Energía.
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia. Es la empresa municipal que abastece parcialmente la Provincia de Heredia con electricidad y otros servicios públicos.
ECODES	Estrategia de Conservación para el Desarrollo Sostenible de Costa Rica (The Costa Rican National Conservation Strategy for Sustainable Development).
FODEIN	Fondo de Desarrollo Industrial (The Industrial Development Fund).

ABREVIATURAS

GDP	Producto Nacional Bruto.
JASEC	Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago. Una organización municipal que brinda los servicios eléctricos para la Municipalidad de Cartago y sus alrededores inmediatos.
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad. La empresa eléctrica nacional de Costa Rica.
ICETICO	La "mascota-símbolo" del ahorro de electricidad del ICE. Un bombillo de luz parlante que aparece en afiches, en la televisión y en los periódicos, con el fin de promocionar el ahorro de la energía.
INTECO	El Instituto de Normas Técnicas. Es una organización no lucrativa creada como asociación privada para estimular la eficiencia en el sector industrial y también para proteger al consumidor.
IRP	Planificación Integrada de Recursos.
LRMC	Costo Marginal a Largo Plazo.
MEIC	Ministerio de Economía, Industria y Comercio.
MICIT	Ministerio de Ciencia y Tecnología.
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica.
MIRENEM	Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas.
RECOPE	Refinería Costarricense de Petróleo S.A.
SNE	Servicio Nacional de Electricidad. Entidad reguladora que supervisa y aprueba los ajustes en las tarifas y los derechos de uso de aguas para las empresas eléctricas de Costa Rica.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.

SUMARIO

En un esfuerzo por demostrar las ventajas de la planificación integrada de recursos (Integrated Resource Planning, IRP) y por promover la adopción e implementación de programas de ahorro y eficiencia energética en el sector eléctrico, la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional inició un esfuerzo conjunto con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas de Costa Rica, para demostrar la utilidad de estos programas. Como parte de ese esfuerzo, el presente estudio fue realizado en 1990 para identificar el potencial económico probable para ahorrar capacidad y energía, así como los costos en que se incurrirá para lograr estos ahorros.

Los programas recomendados de disminución de la capacidad (reducción efectiva) bajo este estudio, que incluyen la implementación del cambio de hora, tarifas interrumpibles y manejo de la demanda en el sector comercial y en el sector de la pequeña industria, proveerían un ahorro coincidente en la demanda pico de 183.6 MW en el año 2005, (equivalente a una reducción del 11 por ciento en el pronóstico de la demanda pico del sistema). Los programas recomendados de eficiencia energética para los sectores industrial, general y residencial redundan en un ahorro de energía estimado de 624 GWh en el año 2005 (equivalente a una reducción energética superior al 8 por ciento). La implementación completa del programa recomendado de administración de la demanda (Demand Side Management, DSM) (manejo de la carga ahorro energia) resultaría en una reducción de la demanda pico de 213 MW, o sea, el 12 por ciento del pico del sistema pronosticado para el año 2005. Esto representa una reducción del 16 por ciento de los requerimientos de capacidad incrementales (1.298 MW) bajo el Plan de Expansión del ICE para el período 1990-2005.

Basados en el cálculo del valor actual neto de los flujos financieros del ICE hasta el año 2005, el impacto financiero del programa DSM recomendado redundaría en un incremento del ingreso neto de $103 millones, considerando el impacto financiero de la capacidad y el ahorro energético, incluyendo inversiones en la generación, transmisión y equipo de distribución, las importaciones de combustible, las pérdidas por la reducción en las ventas de electricidad y los costos administrativos asociados a la implementación del programa DSM. El impacto del programa sobre la balanza de pagos de Costa Rica es sustancial, con un valor actual neto hasta el año 2005 de los ahorros por intercambio monetario de Costa Rica de 14 por ciento sobre la situación base (ausencia de programa DSM). Este impacto es el resultado de: 1) reducción en el servicio de la deuda externa debido a la disminución de la expansión de capacidad, 2) reducción en las importaciones de petróleo debido al ahorro de energía y 3) aumento en las importaciones nacionales asociado a la necesidad de importación del equipo requerido para las medidas de conservación energética. Los programas DSM también tienen importantes beneficios ambientales al reducir los requerimientos para la producción de energía y al mitigar los impactos ambientales negativos de la exploración, desarrollo y producción de recursos energéticos.

INDICE

1.	**INTRODUCCION**	1
	Antecedentes y Propósito de este Estudio	1
	La Economía y el Sector de Energía Eléctrica de Costa Rica	2
	Uso Final de la Electricidad	4
	Planificación Integrada de Recursos (Integrated Resource Planning, IRP)	5
	Metodología del Estudio de la Administración de la Demanda (Demand-Side Management, DSM)	6
2.	**RESULTADOS DEL LADO DE LA DEMANDA**	8
	Medidas de Control de Carga y Ahorros	9
	Conservación Energética en el Sector Industrial	13
	Conservación de la Energía para los Sectores Residencial y General	15
	Impacto sobre el ICE y sobre la Balanza de Pagos de un Programa de Administración de la Demanda (DSM)	21
	Aspectos para la Implementación de un Plan Integrado de Recursos (IRP)	28
3.	**RESULTADOS DEL LADO DE LA OFERTA**	38
4.	**PLAN DE ACCION DEL LADO DE LA DEMANDA**	40
	Coordinación Institucional y Evaluación del Programa	41
	Construcciones Nuevas	41
	Nuevos Aparatos Electrodomésticos del Sector Residencial	42
	Electrodomésticos Existentes	43
	Sistemas de Iluminación Existentes en el Sector Residencial	44
	Sistemas de Iluminación Existente del Sector General y Administración de la Energía	45
	Sector Industrial	45
	Programa de Administración de la Carga	46

CUADROS

1.	Reducciones Estimadas de la Demanda Pico para un Programa DSM Completo para el Año 2005	9
2.	Medidas de Reducción de la Demanda Pico	12
3.	Medidas de Control de Carga: Costos y Ahorros	13
4.	Curva de la Oferta de Conservación (Conservation Supply Curve) para las Medidas de Control de Carga	14
5.	Medidas para el Ahorro de Energía: Sector Industrial	16
6.	Medidas de Conservación Energética (Energy Conservation Measures, ECM): Costos y Ahorros, Sector Industrial	18
7.	Curva de la Oferta de Conservación para el Año 2005 --Sector Industrial de Costa Rica	20
8.	Medidas de Conservación Energética: Sector Residencial	22
9.	Medidas de Conservación Energética: Costos y Ahorros para el Sector Residencial	23
10.	Curva de la Oferta de Conservación para el Año 2005- Sector Residencial de Costa Rica	24
11.	Medidas para el Ahorro Energético: Sector General (Incluye el Sector Comercial y el Sector Público)	25
12.	Medidas de Conservación Energética: Costos y Ahorros, Sector General	26
13.	Curva de la Oferta de Conservación para el Año 2005 --Sector General de Costa Rica	27
14.	Impacto del Programa DSM sobre los Requisitos Energéticos	29
15.	Impacto del Programa DSM sobre la Carga Pico del ICE	30
16.	Impacto del Plan Completo	31
17.	Impacto del Programa DSM sobre el Ingreso Neto del ICE	32
18.	Impacto del Programa DSM sobre la Balanza de Pagos	33

SÍNTESIS

1. INTRODUCCION[1]

1.1 Antecedentes y Propósito de este Estudio

A medida que se desarrollan las economías de Centro América, crece su demanda de electricidad. Esta demanda, en muchos países centroamericanos, está creciendo mucho más rápido de lo esperado y los recursos para la expansión de la capacidad eléctrica se tornan cada vez más escasos. Las inversiones en el sector de energía eléctrica ya representan hasta un 25 por ciento del total de la deuda externa en la región y hasta un 50 por ciento de los programas de inversión en el sector público. Desde ahora hasta el año 2000, se espera que los requerimientos de inversión en el sector de energía eléctrica de la Región estén en el rango de $5 mil millones a $10 mil millones (aproximadamente del 20 a 40 por ciento del Producto Interno Bruto de Centro América). Los bancos multilaterales y las agencias bilaterales han advertido que el sector de energía eléctrica tendrá dificultades obteniendo el capital que necesitará en el futuro, de manera que los requerimientos de éste serán muy grandes para que esos bancos los puedan satisfacer, dadas sus limitaciones de capital disponible y otras prioridades de la economía.

Un programa integrado de eficiencia energética puede proveer una opción[2] efectiva para mitigar la inminente crisis financiera. Tal programa conllevaría acciones inmediatas y de corto plazo dirigidas a identificar, controlar y reducir las pérdidas en el sistema energético, así como a mejorar la eficiencia en la generación y el consumo final. Consecuentemente, permitiría a los países centroamericanos satisfacer su demanda de electricidad mediante una disminución en la expansión de la capacidad propuesta.

Bajo la perspectiva de la planificación, las inversiones realizadas en programas de eficiencia representan una categoría de opciones que se considera parte de lo que ahora se conoce como la planificación integrada de recursos (Integrated Resource Planning, IRP). IRP se refiere al proceso de desarrollar e implementar una estrategia de desarrollo de los recursos energéticos de "menor costo" para el sistema de energía eléctrica. A través de este proceso es que los programas de eficiencia pueden ser integrados en el proceso de planificación de las empresas eléctricas. En un esfuerzo por demostrar las ventajas de la planificación integrada de recursos (IRP), y por promover la adopción e implementación de

[1] La parte técnica de este reporte se incluye separadamente.

[2] La producción de energía independiente es otra opción complementaria que Costa Rica impulsa en forma activa, especialmente a la luz de la nueva ley No. 7200 del año 1990.

programas de ahorro y eficiencia, la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (AID) inició un esfuerzo conjunto con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas de Costa Rica, para demostrar los beneficios de estos programas en Costa Rica. Como parte de ese esfuerzo, el presente estudio valoró hasta qué punto los programas de conservación y eficiencia eléctrica pueden jugar un papel viable en Costa Rica, así como hasta adonde pueden emplearse tecnologías mejoradas para reducir la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad en años futuros.

El proyecto se centró sobre las tecnologías y procesos de conversión primaria y secundaria, tanto en lo que respecta a la generación eléctrica como al uso de la electricidad. Los programas de ahorro en el uso final, la reducción de pérdidas en las líneas, la administración de la carga y los mejoramientos en la eficiencia de la generación de energía eléctrica, están todos incluídos en esta evaluación.

Este estudio analizó el potencial de ahorro de capacidad (kW) y energía (kWh) y los costos en que se incurrirá para lograr esas economías. Una vez cuantificados los costos y los beneficios, las alternativas técnicas y administrativas fueron comparadas con la alternativa primaria de inversión: el plan actual de expansión de suministro de energía eléctrica propuesto por el ICE.

1.2 La Economía y el Sector de Energía Eléctrica de Costa Rica

La demanda de energía eléctrica en Costa Rica, al igual que en muchos países en desarrollo, ha crecido a una tasa media superior al 6 por ciento anual en la última década, excediendo notablemente las tasas pronosticadas. Si bien un aumento en el abastecimiento de electricidad puede ayudar a impulsar la industrialización y la modernización de la sociedad, también puede provocar grandes presiones sobre los recursos de capital necesarios para financiar los programas de expansión de capacidad y las inversiones asociadas.

A principios de los ochentas, la economía costarricense se encontraba afectada por factores externos, incluyendo términos de intercambio deteriorados y crecientes tasas de interés a nivel internacional. Estos efectos tuvieron un drástico impacto en la economía. El país se sumió en la peor recesión de los últimos treinta años: el Producto Interno Bruto (PIB) real cayó más del 7 por ciento en 1982 y la inflación alcanzó el 90 por ciento. La economía se recuperó fuertemente después de la crisis, a medida que se implementaron políticas fiscales más balanceadas y se logró un tipo de cambio flexible, apoyados por las mejoras en los términos de intercambio y crecientes influjos de capital, las cuales estabilizaron la economía. El PIB creció a una tasa media anual del casi 5 por ciento durante 1983-1989, mientras que la inflación fue drásticamente reducida a un promedio del 15 por ciento por año.

Costa Rica enfrenta una pesada carga, producto de la deuda externa a largo plazo. El enorme déficit del sector público a inicios de los años ochentas fue financiado mayoritariamente mediante endeudamiento externo. La deuda externa del sector público costarricense fue estimada aproximadamente en 3.750 millones de dólares al final de 1989. El servicio completo de esta deuda hubiera requerido alrededor del 50 por ciento de los ingresos derivados de las exportaciones totales de todo un año.

Con respecto a la balanza de pagos de Costa Rica, el déficit contable actual para 1989 se estima en 382 millones de dólares. Los bienes que Costa Rica exportó durante 1989 fueron valorados en 1.457 millones de dólares, mientras que los importados se fijaron en 1.743 millones de dólares. Por lo tanto, el déficit comercial de Costa Rica ascendió a 286 millones de dólares.

El desarrollo de la infraestructura para proveer electricidad confiable y accesible a industrias, comercios y residencias ha sido fundamental para el desarrollo económico y social de Costa Rica. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), fue creado en 1949 con el propósito básico de construir la infraestructura para desarrollar los recursos hidroeléctricos y para interconectar los centros de oferta y demanda a través de la construcción de una red eléctrica nacional interconectada.

En la actualidad, el ICE, al igual que otras empresas de electricidad de la región centroamericana, está sufriendo una crisis financiera. En 1988, su cociente de servicio de la deuda (ingreso neto/amortización de la deuda) se estimó en 0,64, en vez del mínimo de 1,5 recomendado por el Banco Mundial y otras agencias internacionales. El cociente de deuda/activo del ICE se estima también en 1,8 en vez del máximo recomendado de 0,65. Además, el ICE dispone de capital muy limitado para financiar nuevos proyectos. Mas aún, puesto que el tiempo requerido para colocar una nueva planta en línea es rara vez inferior a tres años, y el país podría ser incapaz de asegurar financiamiento en ese lapso, una crisis energética podría surgir en el futuro cercano.

Aún cuando el servicio eléctrico actual es confiable, el incremento pico de la carga eventualmente podría deteriorar la capacidad de reserva, produciendo una drástica reducción en la capacidad. En tanto el crecimiento de la demanda continúa aumentando, el costo de la producción se incrementará conforme la demanda exceda la producción de los recursos más económicos, conjuntamente con las limitaciones financieras que pudieran forzar la implementación de proyectos menos óptimos que puedan ser rápidamente colocados en línea. Tales proyectos se basarían en combustibles de petróleo importado para la generación eléctrica, creando así más presión sobre la balanza de pagos del país.

Actualmente el ICE opera una capacidad total instalada de 858 MW, que consiste en cinco grandes plantas hidroeléctricas (717 MW) y cuatro plantas térmicas (141 MW). Más de 1.300 kilómetros de líneas de transmisión de alto voltaje conectan a estas estaciones con los centros de carga. Quince mil kilómetros de líneas de distribución proveen a aproximadamente el 85 por ciento de los habitantes de Costa Rica con energía eléctrica, a

través de los recursos combinados del ICE, así como de dos compañías municipales de distribución y de cuatro cooperativas rurales de electricidad.

Durante varios años, después de la conclusión del Complejo Hidroeléctrico de Arenal/Corobicí, el ICE disfrutó de un significativo exceso de capacidad y rara vez empleaba plantas térmicas. En años recientes, sin embargo, la habilidad del ICE para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica ha disminuido, debido a atrasos en el desarrollo de nuevos proyectos de generación geotérmica e hidroeléctrica.

El consumo de energía de Costa Rica en 1989 totalizó 3.493 GWh, con una demanda máxima de 658 MW. Partiendo de un escenario de crecimiento medio de la demanda (alrededor del 6 por ciento por año como promedio), se espera que el consumo crezca a 8.561 GWh y la demanda máxima a 1.644 MW para el año 2005. El ICE ha diseñado un plan de expansión para satisfacer estas necesidades, con la generación descansando principalmente sobre la continuada explotación de los recursos hidroeléctricos (está planificada una nueva capacidad de 858 MW). Este plan también comprende la expansión de recursos energéticos geotérmicos (165 MW de nueva capacidad) y un significativo incremento en estaciones térmicas que operan a base de combustibles fósiles (272 MW de nueva capacidad).

En adición al ICE, el sector energético incluye a otras dos importantes instituciones. El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) es un ente regulador responsable de la supervisión y la aprobación de los ajustes tarifarios y derechos de agua para las empresas eléctricas en Costa Rica. Además dentro del MIRENEM, la DSE tiene el mandato de ejecutar y coordinar la planificación energética nacional. Para cumplir con esta responsabilidad, la DSE lleva a cabo estudios del sector de energía para determinar hasta qué punto podrían afectar las nuevas tecnologías al mercado energético, caracteriza un mercado muy cambiante y determina el impacto que tendrán la tecnología y los programas de energía en la demanda. La DSE y el ICE colaboran en proyectos y programas seleccionados en el sector de energía eléctrica, pero la competencia de la DSE se extiende más allá de la energía eléctrica, abarcando los aspectos energéticos en general, así como la manera en que afectan el desarrollo de la economía costarricense y la seguridad nacional.

1.3 Uso Final de la Electricidad

En 1989, el sector industrial representó casi el 28 por ciento del consumo total de energía eléctrica del país. El sector general, que comprende los sectores comercial y público, consumió alrededor del 23 por ciento, el alumbrado público alrededor del 3 por ciento, y el sector residencial alrededor del 47 por ciento.

Para el año 2005, el ICE ha estimado que el consumo de electricidad en los sectores industrial, general y de alumbrado público declinará en términos relativos, consumiendo el 26 por ciento, 17 por ciento y 2 por ciento, respectivamente. La participación del sector

residencial crecerá al 55 por ciento, lo cual demuestra su importancia dentro del sector energético costarricense. A diferencia de otros países, la electricidad usada para la cocción representa una porción muy significativa de la demanda de electricidad en el sector residencial de Costa Rica.

Se proyecta que el consumo del sector residencial aumentará a más de 3.100 GWh para el año 2000 y sobrepasará 4.300 GWh para el año 2005. La tasa anual promedio de crecimiento para el sector residencial se estima en alrededor del 7 por ciento hasta el año 2005.

El ICE estima que el consumo de energía eléctrica por parte del sector industrial alcanzará 1.500 GWh para el año 2000 y sobrepasará los 2.000 GWh para el 2005. Se espera que la tasa de crecimiento anual promedio para este sector sea del 5,8 por ciento para el año 2005.

Se sabe mucho menos con respecto al sector general en Costa Rica. El consumo de electricidad en 1989 fue cercano a los 700 GWh y el ICE estima que crecerá hasta casi 1.100 GWh para el año 2000, y a más de 1.300 GWh para el 2005. Se espera que la tasa de crecimiento anual promedio para este sector sea del 4,3 por ciento para el año 2005.

1.4 Planificación Integrada de Recursos (IRP)

El uso adecuado del proceso del IRP mejorará la habilidad del ICE para satisfacer sus necesidades de electricidad con confianza y eficiencia desde las perspectivas técnica, financiera y económica. A diferencia del planeamiento clásico de abastecimiento de las empresas eléctricas, en la planificación integrada de recursos, la conservación (el uso final eficiente de la electricidad), compite directamente con la disposición de recursos para atender los requerimientos futuros de crecimiento de la demanda de electricidad. Tanto las alternativas de oferta, como de demanda, son formalmente consideradas en los procesos de planificación y adquisición de recursos de la empresa eléctrica. Debido a que el IRP reconoce la necesidad de combinar recursos a nivel de la oferta y a nivel de la demanda, la planificación integrada de recursos es, de hecho, una planificación empresarial de costo mínimo.

El esquema de planificación empresarial convencional ha sido asociado, en gran medida, con el costo más bajo para generar recursos en un sistema de energía. No obstante, no se puede lograr el más bajo costo del sistema sin una consideración total de los recursos disponibles a nivel de la demanda. La eficiencia en la conservación energética puede ser vista como un recurso para el sistema de energía eléctrica. Puede ser estimada, pronosticada, programada y comparada para ayudar a satisfacer los futuros requerimientos del crecimiento de la demanda para todo el sistema eléctrico.

Además del impacto estimado en la reducción del programa de inversión del ICE, hay seis razones más por las cuales el ICE debiera promover un programa de eficiencia en el uso final de la electricidad:

- Un programa de mayor eficiencia le permitirá al ICE operar al más bajo costo de producción posible.
- A través de este programa de eficiencia, el ICE puede contribuir a reducir la facturación a sus abonados.
- El ICE puede aumentar la confiabilidad de la proyección de la demanda futura de electricidad.
- Se reducirá el riesgo de subdimensionar o sobredimensionar la construcción de nuevas plantas eléctricas.
- El ICE reducirá los impactos ambientales causados por la construcción y la operación de plantas eléctricas, independientemente del tipo de planta.
- El ICE reducirá el conflicto social provocado por la utilización alternativa de los recursos naturales.

1.5 Metodología del Estudio de DSM

En el análisis del costo/beneficio de las medidas de DSM identificadas en este estudio, se ejecutaron dos pasos secuenciales con el propósito de: 1) Establecer las prioridades de las tecnologías de conservación claves o los programas de administración de carga y 2) examinar el impacto de medidas alternativas, tanto para el ICE, como para la balanza de pagos de Costa Rica. El método de Costo de Energía/Demanda Conservada (Cost of Conserved Energy/Demand, CCE/CCD) se empleó para el establecimiento de prioridades, mientras que el modelo ELECTROPLAN se utilizó para la evaluación del impacto. El año de 1990 se utilizó como el año base, con todos los cálculos en dólares constantes del año 1990.

Usando esta metodología se elaboraron las curvas de la oferta de conservación adicionando el ahorro energético para las medidas individuales de conservación y representando en forma gráfica el costo de la energía conservada en función de la cantidad de energía ahorrada. El CCE o CCD se define como el costo anualizado de inversión sobre los kWh o kW ahorrados anualmente por la medida de eficiencia energética (Energy Conservation Measure, ECM).

El factor de recuperación de capital distribuye el costo incremental de la ECM durante el tiempo que se implementa la medida, lo cual origina un costo anualizado o nivelado. Cualesquiera sean los cambios, incluyendo los cambios en los costos relacionados de mano

de obra, son incluídos en los cálculos del valor actual neto (Net Present Value, NPV). La cantidad de energía o de demanda conservada anualmente es la energía economizada en kWh o kW por año, debido a una unidad de la ECM. E' CCE o CCD está dado en centavos de dólar de Estados Unidos por kWh. Esto puede ser comparado con el costo marginal a largo plazo (Long Run Marginal Cost, LRMC). Para los propósitos de este estudio y puesto que el ICE es la empresa eléctrica nacional, su LRMC es equivalente al LRMC de la elasticidad de la oferta del país. El ICE ha estimado el LRMC promedio global del sistema en US 6,50c/kWh. En la demanda pico del sistema, el LRMC ha sido estimado por el ICE hasta en US 10c/kWh. El costo de capacidad evitada del ICE se ha fijado en el rango de 64 a 80 dólares/kW.

En principio, cualquier medida cuyo costo sea inferior al LRMC del ICE o al costo evitado resulta atractiva y debería ser evaluada con mayor detalle. Para los programas de conservación energética, los CCE ilustrados en las curvas de la oferta de conservación (conservation supply curves) no incluyen los costos de la implementación del programa ni los costos administrativos y, por tanto, se debe tener en cuenta un margen adicional. Sin embargo, los costos de implementación del programa están incluidos en otras partes del análisis. Para las curvas CCD de oferta de conservación (conservation supply curves), algunos de los costos administrativos asociados (por ejemplo, costos de implementación del programa) están ya incluídos porque los programas como el cambio de hora y la tarifa interrumpible requieren un impulso institucional más que tecnológico (por ejemplo, quemadores de espiral, refrigeradores) y además poseen un mayor alcance.

Después de que se completó el análisis CCE/CCD, para el segundo paso, el modelo de la hoja electrónica ELECTROPLAN fue usado para cuantificar los efectos financieros y los efectos técnicos de los programas DSM sobre el plan de expansión del ICE y la balanza de pagos de Costa Rica. ELECTROPLAN consiste en un número de hojas electrónicas de datos y escenarios (demanda, base de datos de las plantas, escenarios hidrológicos, precios, variables macroeconómicas) y una secuencia de cálculos, todo bajo el control de una hoja maestra de trabajo.

Para emplear el ELECTROPLAN se introdujeron los datos usados para construir las curvas de la oferta de conservación dentro del formato del modelo de hoja electrónica. Luego se usaron los cambios en la curva de carga del pico del sistema para estimar el impacto sobre el plan de expansión de la capacidad, y las plantas fueron remitidas a curvas estacionales de duración de carga para sopesar el impacto sobre el consumo de combustible. Las consecuencias financieras de estos impactos fueron analizadas en un modelo financiero. Los costos administrativos del ICE para implementar un programa de administración de la demanda y cualesquiera pérdidas de los ingresos asociadas con el ahorro de kWh por medidas de eficiencia energética, fueron también incluidos en el modelo.

Finalmente, la evaluación de los impactos del tipo de cambio, fue comparada con la necesidad de fomentar mayores importaciones de equipo asociadas con las medidas de conservación, la administración de la demanda (DSM), asimismo con el ahorro en la

importación del petróleo que resulta de las medidas de conservación y con el ahorro en el servicio de la deuda externa, relacionado con los requerimientos menores de inversión para una expansión de la oferta.

El análisis económico se basó en los costos netos de impuestos y en el costo marginal a largo plazo estimado por el ICE. Los precios sombra para la mano de obra y la moneda local (el colón), fueron estimados a la proporción de 1 debido a la baja tasa de desempleo y al tipo de cambio de mercado abierto del colón. Una tasa de descuento real usada en este análisis económico es del 12 por ciento, siendo la misma tasa empleada por el ICE y las agencias prestatarias multilaterales con el gobierno de Costa Rica. Además, al realizar un análisis de costo/beneficio desde la perspectiva económica nacional, se hizo un análisis financiero para clasificar las ECM en términos de su atractivo financiero para el usuario final, considerando todos los impuestos y tarifas eléctricas actuales.

En este estudio, también estimamos las tasas de penetración basados en la extensión de la aceptación de una ECM. Estas tasas pueden variar considerablemente dependiendo de cómo se introduzca y se financie la tecnología. Los factores que afectan las tasas de penetración incluyen, entre otros: experiencias previas con la ECM, incentivos financieros y costos, confianza del abonado, disponibilidad de repuestos y la utilidad percibida. El período de recuperación (payback) para cada nueva tecnología fue calculado también para ayudar en el estimado de la tasa de penetración.

Dos períodos de recuperación fueron calculados en este estudio. El primero fue la recuperación simple. Este incluye sólo las diferencias de costo entre las dos medidas; no se consideró aquí la variable tiempo asociada a la medida. En el segundo, en donde la nueva tecnología de conservación de energía sustituyó a otra existente, las diferencias de costo en términos del NPV entre las tecnologías para lograr el ciclo completo de la tecnología de más larga vida, fue utilizado como la inversión para realizar el cálculo del período de la recuperación.

2. RESULTADOS DEL LADO DE LA DEMANDA

Los programas del lado de la demanda incluyen incrementos en la eficiencia a nivel de uso final. Los programas recomendados del control de la carga, que incluyen la implementación de cambio de hora, tarifas interrumpibles y administración de carga comercial/pequeño-industrial, deberán proveer un ahorro en la demanda pico de 183.6 MW en el año 2005[3]. Esta es una reducción del 11 por ciento en la demanda pico del sistema para el año 2005. Los programas recomendados de eficiencia energética para los sectores industrial, general y residencial resultarán en un ahorro de energía estimado de 624 GWh en el año 2005. Esta es una economía energética superior al 8 por ciento anual de la demanda proyectada. La implementación de un programa DSM (manejo de la carga y uso eficiente de la energía)

[3] A menos que se indique lo contrario, todas las proyecciones fueron hechas hasta el año 2005.

resultará en una reducción de la demanda pico de 213 MW o sea el 12 por ciento del pico del sistema para el año 2005. Ello representa una disminución del 16 por ciento de nuevos requerimientos de capacidad (1.298 MW) bajo el plan de expansión del ICE para 1990-2005. En el Cuadro 1 se muestra el ahorro total.

Cuadro 1
Reducciones Estimadas de Demanda Pico para un Programa DSM Completo para el Año 2005

	Ahorro de demanda pico
Ahorro total por control de carga y conservación	213 MW
Demanda pico proyectada antes de conservación 1/	1743 MW
% de reducción de demanda pico proyectada	12%
Requerimientos de nueva capacidad (1990-2005) en MW 2/	1298 MW
% de ahorro de capacidad proyectada con programa completo	16%

1/ Pronóstico basado en el Escenario Medio, ICE 1989.
2/ Plan de Expansión basado en el Escenario Medio, ICE 1989.

2.1 Medidas de Control de Carga y Ahorros

La administración de la carga se define como el conjunto de actividades o acciones que las empresas de electricidad toman para variar el momento y la magnitud del consumo de electricidad por parte de sus abonados. Las empresas utilizan la administración de carga con el fin de modificar el perfil de carga de la empresa a la configuración más eficiente.

El ahorro potencial total en la demanda pico para las ECMs cuyo costo es inferior al costo evitado estimado por el ICE se calcula aproximadamente en más de 180 MW en el año 2005.

El programa de mayor costo/beneficio es la propuesta para implementar el cambio de hora. Este programa puede lograr un ahorro estimado de 44,9 MW en 1990 y 87,6 MW en el 2005 al momento de pico del sistema, asumiendo que el programa se implemente durante todo el año.[4]

[4] Al momento de preparación de este reporte, el ICE implementó el cambio de hora sobre una base estacional (estación seca). Si el programa es únicamente estacional, estos ahorros podrían no darse.

Los dos siguientes programas de mayor costo/beneficio son los de tarifa interrumpible y de control de carga comercial/pequeño-industrial. La implementación de: 1) un programa de tarifas interrumpibles podría lograr un ahorro en la demanda pico superior a los 69 MW en el año 2005, y 2) los ahorros que podrían lograrse con el programa de control de carga comercial/pequeño-industrial están en el rango de los 27 MW. Los costos de la demanda conservada para estos dos programas son de $4,28/kW y $13,14/kW, respectivamente.

Bajo el servicio interrumpible, la empresa eléctrica provee a sus abonados con un incentivo (usualmente bajo la forma de cobros reducidos por demanda) al permitirle interrumpir toda o parte de sus cargas durante los "días críticos" para la empresa eléctrica. (Los días críticos se definen como aquellos días durante los cuales la generación de la empresa no es suficiente para satisfacer su carga esperada mientras mantiene las reservas normales de operación).

El ICE tiene ya una tarifa interrumpible (T-11), que está disponible para abonados con demandas de 500 kW o más. El número máximo de horas en que puede ser interrumpido el abonado es de 300 horas por año y sin que las interrupciones puedan exceder de seis horas diarias. Esto representaría 50 días si se interrumpen las cargas seis horas diarias o 100 días si son interrumpidas tres horas diarias.

No obstante, basado en su experiencia de los últimos años, el ICE no prevee que exista la necesidad de controlar las cargas de sus abonados por más de dos a cuatro días (aproximadamente 6 a 12 horas) anuales. La meta actual de reserva mínima de operación que el ICE mantiene diariamente es del 10 por ciento, de acuerdo con el Centro de Despacho del ICE. Aun cuando los márgenes de reserva fuesen reducidos durante los próximos diez años, es posible que se requiera de un control de hasta 10 días (30 a 60 horas) por año.

Sin embargo, lo anterior está notoriamente por debajo de las restricciones actuales de la tarifa T-11. La tarifa interrumpible sería mucho más atractiva para los abonados si el número máximo de horas de interrupción pudiese ser disminuido de las 300 horas actuales por año a 60 a 100 horas por año, proporcionando al ICE la flexibilidad necesaria para llevar a cabo sus operaciones.

Un área de especial atención en la implementación de una tarifa interrumpible en Costa Rica es que algunos abonados podrían cambiar de la tarifa de tiempo de uso (T-8) a la tarifa interrumpible. Como resultado, estos abonados podrían incrementar su demanda durante los períodos pico, incrementando así los picos diarios en días en que no se requiera de una interrupción de sus cargas. Este problema podría ser evitado incorporando las horas pico como parte de una tarifa interrumpible modificada. La demanda máxima cobrable se fundamentaría entonces en el pico máximo que ocurra durante las horas pico. Esto no representaría un gran obstáculo porque las reducciones que se obtendrían de la tarifa interrumpible normalmente serían de dos a tres veces mayor que las que se lograría a través de la tarifa horaria.

Los costos de la demanda ahorrada para los restantes programas están por encima del costo de capacidad evitada según estimaciones del ICE. Varían entre $91,92/kW para el control de carga, para el programa de calentamiento de agua del sector residencial, $99,59 para el programa residencial de tarifa horaria, y $102,12/kW para el programa de control de carga por refrigeración del sector residencial. Estos costos consideran un control de carga unilateral a través de un sistema de radio-comunicación.

Para el programa de control de carga por calentamiento de agua en el sector residencial y basados en los datos de consumo de aparatos electrodomésticos suministrados por el ICE, la reducción promedio de la demanda diversificada de un calentador de agua es de aproximadamente 0,25 kW al momento de pico del sistema. Esto proveería una carga potencial controlable de 5,5 MW al momento de pico del sistema, basados en la tasa oficial de penetración de tanques de agua del 4 por ciento de las casas en Costa Rica (DSE, Censo Nacional de Viviendas).

El programa residencial de tiempo de uso estaría compuesto por aquellos abonados residenciales, con un consumo promedio de 500 kW por mes. Bajo tal programa, el ahorro podría ser de casi 19 MW en el año 2005.

Para el programa de control de carga de refrigeración, la demanda diversificada promedio del refrigerador típico se estima aproximadamente en 0,32 kW para los abonados que consumen más de 500 kWh mensuales. La reducción estimada de la demanda de este programa en el año 2005 se estima en aproximadamente 10,6 MW, basados en un ciclo de trabajo de los refrigeradores del 60 a 75 por ciento durante un período de una a dos horas durante los días críticos. Para el año 2005, estimamos un ahorro potencial en la demanda pico de 10,8 MW por ciclo de trabajo del refrigerador.

El establecimiento de límites a la demanda también fue considerado en este estudio. Un sistema de limitación de demanda establece la demanda total para una residencia que un abonado puede exigir del sistema. Esta técnica es similar al control directo de carga, excepto que en vez de controlar una carga de uso final, tal como un calentador de agua, este método reduce la demanda residencial a la que contribuyen todas las cargas y electrodomésticos de la vivienda.

Como parte de la implementación de tal sistema, la empresa de energía eléctrica instala un equipo en el medidor del abonado que supervisa sus demandas. En adición, este equipo puede interrumpir el abastecimiento del abonado si es excedido el nivel de demanda suscrita (nivel de demanda sobre el que han convenido el abonado y la empresa).

Si aplicamos la experiencia de los Estados Unidos a Costa Rica, respecto de los abonados que emplean más de 500 kWh/mes, entonces la reducción potencial de un programa de limitación de demanda sería de aproximadamente 0,57 kW por usuario. Basándonos en el mercado meta de 30.370 usuarios con una demanda superior a 500 kWh por mes en 1989,

la reducción potencial máxima alcanzable en 1989 sería de aproximadamente 17,3 MW al momento del pico del sistema.

Si bien los sistemas de limitación de la demanda podrían ser los mecanismos más efectivos de controlar la demanda en el sector residencial, no poseen ventajas significativas en estos momentos. Basados en la experiencia de Estados Unidos, el costo del equipo requerido por esta tecnología es alto y la experiencia con tales sistemas es limitada. En Francia existe mayor experiencia con esta tecnología, pero esto debe examinarse en detalle para ver cómo se podría aplicar a Costa Rica y cómo se compararían los costos. Por estas razones, nuestro análisis no incluyó los ahorros y costos de tales programas en la curva de oferta de conservación (conservation supply curves).

Las medidas de reducción de la demanda pico analizadas en este estudio se enumeran en el Cuadro 2. El Cuadro 3 muestra los ahorros y costos totales para todas las medidas identificadas bajo los programas de control de carga. El Cuadro 4 muestra la curva de conservación de abastecimiento para el año 2005.

Cuadro 2
Medidas de Reduccion de la Demanda Pico

1. Cambio de hora con el propósito de desplazar el pico de la iluminación del pico de la cocción.

2. Desarrollo de una tarifa interrumpible para grandes usuarios industriales y comerciales con demandas cobrables mensuales de más de 100 kW y/o consumo mensual superior a 20.000 kWh.

3. Desarrollo de un programa de control de carga para los abonados comerciales y pequeño-industriales con demandas entre los 10 kW y los 100 kW.

4. Implementación de un programa residencial de control de carga para usuarios con tanques eléctricos de calentamiento de agua.

5. Implementación de una tarifa residencial por tiempo de uso para usuarios con consumos mensuales de más de 500 kWh.

6. Implementación de un programa residencial de control de carga para usuarios con refrigeradores eléctricos. Puede usarse el ciclo de trabajo para reducir la demanda durante los días pico.

7. Implementación de un sistema de limitación de demanda que permita a la empresa de energía eléctrica restringir la demanda de la vivienda que pueda ser requerida por los usuarios.

Cuadro 3
Medidas de Control de Carga: Costos y Ahorros

Medidas de Control de Carga	CCD US$/kW	Ahorros Estimados (MW Pico)		
		1995	2000	2005
Cambio de hora	0.26	54.9	69.8	87.6
Modificacion Tarifa Interrumpible	4.26	18.0	51.0	69.0
Control de Carga - C&I	13.14	6.0	19.0	27.0
Control de Carga - Residencial				
Calentador de Aqua Eléctrico	91.92	2.0	11.0	16.0
Refrigeradores	99.59	1.6	8.8	10.8
Tasas de Tiempo de Uso	102.20	2.8	15.4	19.1

Fuente: Eval. de Eficiencia del Sector de Energía Eléc. de C.R./AID.

2.2 Conservación Energética en el Sector Industrial

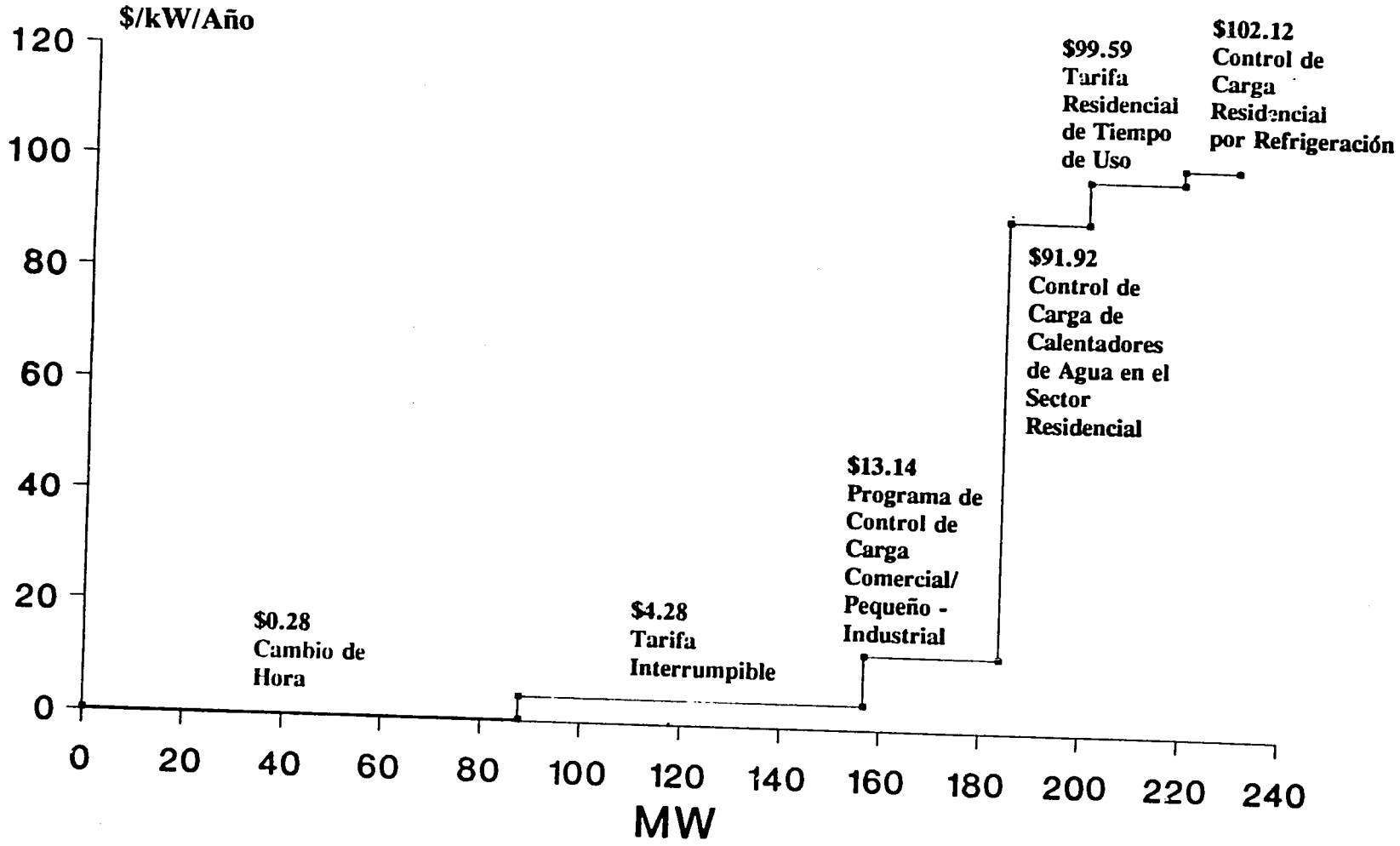
El ahorro total estimado de energía para las ECMs seleccionadas es aproximadamente más de 320 GWh para el año 2005.

Las medidas de bajo o de cero costo deberán ser implementadas primero y representan las mayores economías (202 GWh y 15 MW pico en el 2005). Los ahorros resultantes de las otras medidas de conservación para el sector industrial reflejan la implementación inicial de las medidas de bajo o de cero costo.

Luego de la aplicación de las medidas de bajo o de cero costo, las otras medidas de bajo costo (tales como bandas de transmisión y algunas tecnologías de iluminación y balastros) probablemente podrían ser introducidas con éxito sobre una base voluntaria, simplemente a través de un mercadeo activo. Dado que algunas de estas medidas proveen un costo de energía ahorrada que es insignificante y con un rápido período de recuperación (menor de seis meses), su aceptación podría basarse solamente sobre la economía de mantenimiento. La empresa eléctrica no debería tener que "comprar" esta conservación. Sin embargo, una de estas medidas (lubricantes sintéticos), tiene un mayor período de recuperación (5,3 años) debido a sus elevados costos iniciales (incluyendo limpieza y (5,3 años) debido a sus elevados costos iniciales (incluyendo limpieza y readecuación- retrofitting) de la caja de transmisión; por lo tanto, la aplicación de esta medida podría requerir de alguna asistencia financiera, a pesar de que posee un CCE insignificante.

Cuadro 4

Curva Estimada de la Oferta de Conservacion para las Medidas de Control de Manejo de la Demanda



Hasta el Año 2005, con Tasas-Meta de Penetración

Fuente: Evaluación de la Eficiencia del Sector de Energía de Eléctrica de Costa Rica/A.I.D.

El siguiente mercado de mayor impacto para lograr ahorros potenciales lo representa los motores eficientes (94 GWh y 14 MW pico en el 2005), con un CCE estimado de 2,6c/kWh. Los motores de alta eficiencia deberían ser fuertemente promovidos porque su potencial ahorrativo es de una magnitud mayor a la de cualquier otra medida. La confianza del sector industrial en estos motores está creciendo en los Estados Unidos y Costa Rica puede aprovechar esta confianza. Sin embargo, los motores de alta eficiencia energética tienen costos significativos de sustitución, lo cual puede resultar en un obstáculo para su aceptación. El establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para esta categoría de medidas sería de gran ayuda.

Los controladores de velocidad variable sólo se usan en forma limitada, con el CCE promedio siendo de casi 19c/kwh o más. Habrá usos, sin embargo, para esta tecnología con ajustes en motores de gran caballaje (más de 7,4 hp) y en períodos sostenidos de operación. Estos usos deberán ser evaluados sobre una base individual. Debido a que el CCE es tan alto en este ECM, los esfuerzos significativos para identificar el segmento de los controladores se podrán posponer hasta que se pongan en marcha primero las medidas más atractivas.

Las medidas de conservación analizadas para el sector industrial se resumen en el Cuadro 5. El Cuadro 6 muestra el ahorro y los costos según el tipo de medida y el Cuadro 7 muestra la curva de oferta de conservación (conservation supply curve) para el año 2005.

2.3 Conservación de la Energía para los Sectores Residencial y General

El potencial global estimado del ahorro energético para el sector residencial como resultado de la puesta en ejecución de los ECMs seleccionados se estima en casi 139 GWh. La reducción en la demanda pico está estimada en alrededor de 23 MW.

Las medidas de eficiencia identificadas para el sector residencial incluyen la refrigeración, la cocción, la iluminación y el calentamiento de agua. El mejoramiento de la eficiencia energética en la refrigeración y en la cocción representa el ahorro más significativo. Las medidas identificadas para mejorar la eficiencia energética de los refrigeradores podrían representar un ahorro de 65 GWh y de 9.3 MW pico. Cocinar utilizando quemadores en espiral en vez de los quemadores compactos corrientemente usados también podría representar un ahorro de casi 65 GWh y de 11.6 MW pico. El potencial para reducir el uso de la energía en la cocina utilizando quemadores en espiral es muy alto en Costa Rica y su funcionamiento y confiablidad deberían ser investigados más a fondo.

Los bombillos recomendados para el sector residencial, tales como los fluorescentes compactos, dependerán de las horas en que realmente se usan. El uso de la energía solar para el calentamiento de agua tiene impactos potencialmente importantes, pero estas opciones requieren de más investigación y de mayor desarrollo tecnológico.

Cuadro 5
Medidas Para el Ahorro de Energia: Sector Industrial

1. **Medidas de bajo costo o cero costo.** Estas medidas abarcan las mejoras en la operación y el mantenimiento, así como las medidas en las labores de mantenimiento. Incluyen la reparación de aisladores dañados o faltantes, equipos de lubricación, ajustes en la presión del aire comprimido y el uso de equipos sólo cuando se encuentran completamente cargados, etc. El ahorro energético en el sector industrial de Costa Rica está estimado en un 10 por ciento partiendo de estas medidas.

2. **Motores de alto rendimiento.** Motores con materiales de alta calidad, rodamientos y ventiladores mejorados y bobinados de mejor calidad. Para los motores, el ahorro energético varía desde un 2 a un 10 por ciento.

3. **Correas de transmisión sincrónicas.** Correas lisas con levas redondeadas. Las correas de transmisión sincrónicas transmiten el par del eje (drive power) con un 4 al 10 por ciento más de eficiencia que las correas en V normales (V-belts), debido a una mayor flexibilidad y un menor resbalamiento.

4. **Correas en V engranadas (Cogged V-belts).** Las correas en V engranadas son correas en V con muescas formadas dentro de la superficie de la correa. Esto permite una mayor flexibilidad y disipación del calor, resultando en un mejoramiento en el rendimiento de aproximadamente un 2 por ciento.

5. **Controladores de velocidad variable.** Estos mandos modulan la velocidad del equipo manejado. El ahorro promedio está estimado en un 8 por ciento de la tracción del motor. Esos controladores son más eficaces en función de los costos en motores con capacidad por encima de los 5 caballos de fuerza.

6. **Lubricantes sintéticos.** Los lubricantes sintéticos son lubricantes fabricados industrialmente y se emplean primordialmente para las cajas de reducción. Como promedio, su ahorro energético puede oscilar entre un 2 y un 5 por ciento.

Continuaction del Cuadro 5

7. **Tecnologías de Iluminación.**

El fluorescente compacto. Estas lámparas de bajo voltaje y con el balastro incorporado pueden enroscarse dentro de los receptáculos de las lámparas incandescentes y se reponen de uno en uno. Como promedio, emplean un 25 por ciento de la electricidad de un bombillo incandescente y brindan la misma luminosidad.

El fluorescente de alta eficiencia energética. Estas lámparas se construyen utilizando una mezcla de elementos y gases raros para horrar energía, a la vez que se minimiza la reducción en la intensidad de la luz. El ahorro se encuentra típicamente en un rango del 15 por ciento, mientras que los niveles de iluminación descienden aproximadamente un 10 por ciento.

Balastros híbridos electro-mecánicos. Son balastros electromecánicos estándar con componentes electrónicos que desconectan el cátodo de la lámpara una vez que se ha encendido, permitiendo que se reduzca el consumo de energía a casi el mismo nivel que el de los balastros electrónicos. Los balastros electromecánicos híbridos tienen un costo de la mitad a dos tercios de lo que cuestan los balastros electrónicos, pero aún así duplican el costo de los balastros electromecánicos estándar. Se estima que su promedio de vida es un 50 por ciento más que la de los balastros electro-mecánicos, pero alrededor de un tercio menos que la de los balastros electrónicos. Estos balastros ofrecen un ahorro energético del 15 al 20 por ciento. Se usan únicamente en lámparas de 48 pulgadas.

Balastros electrónicos. Estos balastros usan componentes electrónicos para regular la energía que entra en una lámpara. Los ahorros energéticos de estos balastros van del 15 al 20 por ciento. Estos balastros se emplean tanto en lámparas de 48 pulgadas como de 96 pulgadas. Sin embargo, dada la mayor competitividad de las balastros electro-mecánicos híbridos con las lámparas de 48 pulgadas, los balastros electrónicos se usaron solamente en lámparas de 96 pulgadas en esta evaluación.

Reflectores para lámparas fluorescentes. Estas son piezas metálicas pulidas que se insertan en una lámpara existente. El ahorro energético de este reflector está basado en el 50 por ciento del consumo energético eficiente del sistema de iluminación. suponiendo que ya se hayan realizado las mejoras en las lámparas y balastros.

Cuadro 6
Medidas de Conservación Energética: Costos y Ahorros, Sector Industrial

	Analisis Economico a/			Analisis Financiero b/			Ahorro Estimado			
							1995	2000	2005	
Medida de Conservacion Energetica	CCE USc\kWh	Periodo Recup. /Ano c/	VAN Per.Rec /Ano d/	CCE USc\kWh	Periodo Recup. /Ano	VAN Per.Rec /Ano	Ahorros Energeticos GWh	Ahorros Energeticos GWh	Ahorros Energeticos GWh	Ahorros Demanda Pico MW e/
Sector Industrial										
Lubricantes Sinteticos	-2.13	5.3	NA	-0.54	6.3	0.6	0.18	1.18	2.68	0.41
Correas en V-engrenadas	-1.65	1.5	NA	-1.82	1.9	NA	4.23	5.60	7.41	1.14
48" Lamparas de Ef. Energ.	0.28	0.2	0.2	0.70	0.5	0.5	0.75	1.40	1.89	0.29
96" Lamparas de Ef. Energ.	0.71	0.4	0.4	1.49	0.8	0.8	0.69	1.28	1.73	0.27
Balastros EM hibrido	0.93	1.6	1.1	1.98	2.8	2.3	0.15	1.00	2.32	0.36
18W Fluorescente Compacto	1.88	2.1	0.9	2.41	2.5	1.1	0.04	0.12	0.17	0.03
11W Fluorescente Compacto	2.03	2.3	0.9	2.59	2.7	1.2	0.01	0.03	0.04	0.01
Balastros Electron.	2.35	3.4	3.0	3.00	4.3	3.8	0.22	1.45	3.37	0.52
Motores de Ef. Energ.	2.57	1.2	1.2	2.85	1.2	1.2	6.16	40.48	94.10	14.51
26W Fluorescente Compactos	2.72	2.1	1.2	3.39	2.6	1.5	0.13	0.35	0.48	0.07
48" Reflectores	3.63	4.2	NA	4.39	5.0	NA	0.07	0.36	0.54	0.08
96" Reflectores	4.04	4.6	NA	4.89	5.6	NA	0.12	0.72	1.16	0.18
Correas de Transm. Synchr.	5.45	2.8	2.1	7.19	3.4	2.7	1.36	3.75	5.02	0.77
Control. de Velocidad Var.	18.70	19.6	NA	22.62	23.7	NA	0.05	0.34	0.76	0.12

Continuacion del Cuadro 6

CCE = costo de energía conservada
CCD = costo de demanda conservada
NA = no aplica

a/ El análisis económico toma en cuenta: 1) un costo marginal a largo plazo estimado por el ICE de US 6.5c/kwh, 2) una razón de precios sombra para la mano de obra calificada y un tipo de cambio de 1 (uno), 3) costo neto del equipo (incluye todos los impuestos), 4) una tasa de descuento del 12 por ciento, y 5) un costo de mano de obra de US $4/hora.

b/ El análisis financiero toma en cuenta: 1) una tarifa residencial promedio del ICE de US 4c/kwh, una tarifa general de US 8c/kwh y una tarifa industrial de US 6.5c/kwh, 2) todos los costos de equipo incluyen impuestos, 3) una tasa de descuento del 12 por ciento, y 4) un costo de mano de obra de US $4/hora.

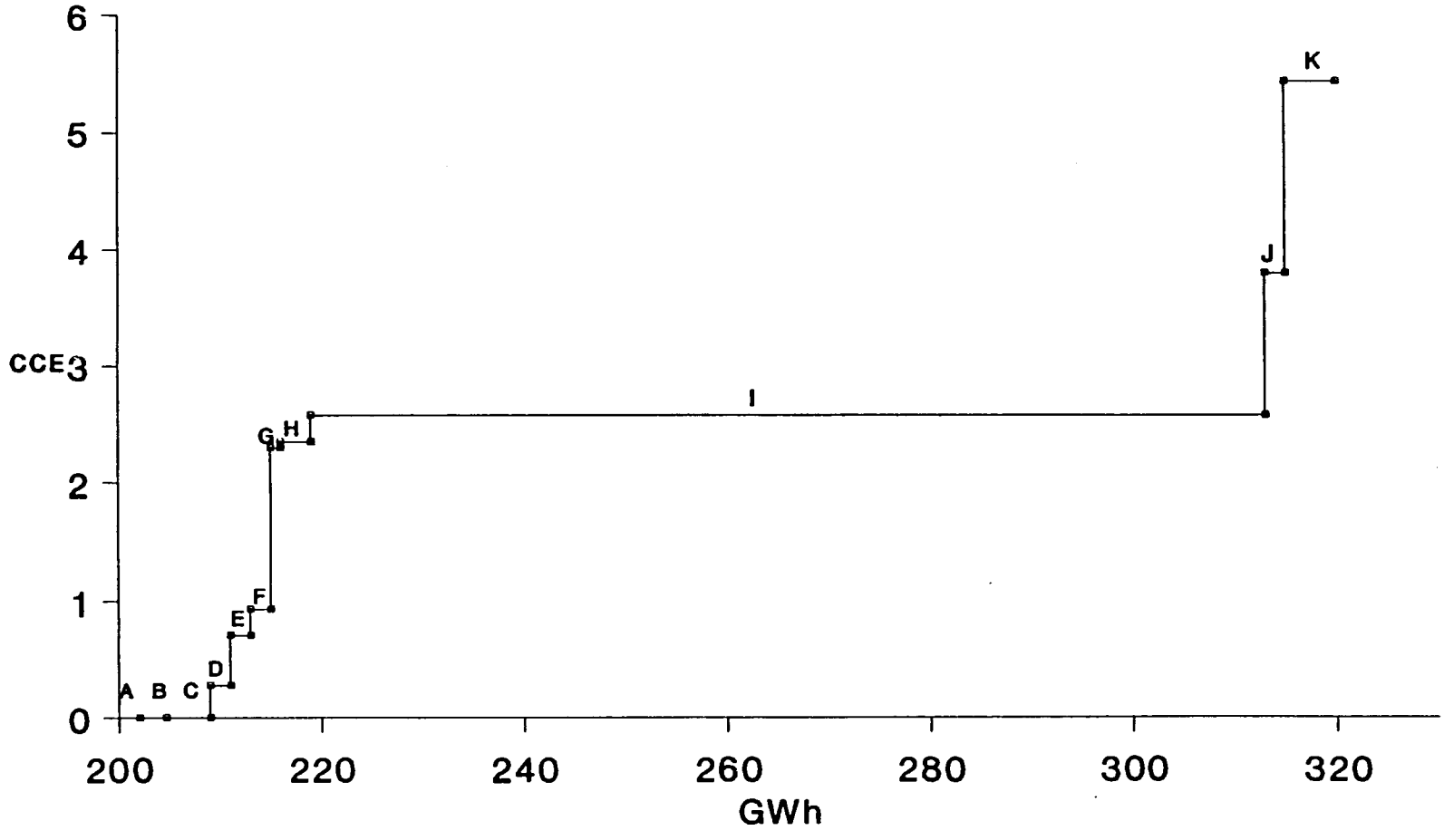
c/ El payback simple incluye únicamente las diferencias de costo entre la medida de ahorro energético y la tecnología existente.

d/ El payback del valor actual neto (VAN) toma en cuenta las diferencias de costo, en términos del VAN entre la medida de conservación energética y la tecnología existente.

e/ Los ahorros de demanda pico fueron calculados estimando la carga de uso final y factores coincidentes.

Cuadro 7

Curva de Oferta de Conservación para 2005 - Sector Industrial de Costa Rica



A = Medidas bajo o cero costo
B = Lubric. sintéticos
C = Correas en V engranadas
D = Lámparas de eficiencia energética (EE) de 48 pulgadas
E = Lámparas de EE de 96 pulgadas
F = Balastro híbrido electronico
G = Fluores. Compacto
H = Balastros electrón. de 96 pulg.
I = Motores de EE
J = Reflectores
K = Correas de transmisión sincrónicas

Fuente: Evaluación de Eficiencia del Sector de Energía Elétrica de Costa Rica/A.I.D.

El potencial global estimado de ahorros para el sector general se estima en aproximadamente 124 GWh o 14.7 MW en la demanda pico.

Las dos medidas principales que deberán implementarse son un programa de administración energética y tecnologías de iluminación. El programa de administración energética podría alcanzar ahorros de 77 GWh y 8 MW pico. Las tecnologías de iluminación recomendadas podrían resultar en un ahorro energético de 46.5 GWh ó 6.8 MW.

Sin embargo, estas estimaciones deberán manejarse con cautela porque la incertidumbre acerca de la distribución real de los usos finales de la energía en el sector general impide una determinación significativa del ahorro y de la demanda de energía. El nivel de conocimiento de los usos finales de la energía en el sector general debería ser mejorado para facilitar los esfuerzos de planificación en el manejo de la demanda.

Las prioridades para el desarrollo contínuo de un programa de administración a nivel de demanda, para los sectores residencial y general de Costa Rica, deberían ser: 1) identificar métodos para la implementación de estándares en los tanques para calentar agua y refrigeradoras orientadas a reducir la pérdida de calor y aumentar la eficiencia, 2) determinar el ahorro energético y la posible durabilidad de los quemadores de los discos de espiral, 3) investigar la penetración real y esperada de los tanques calentadores de agua en los sectores residencial y general, 4) implementar un programa de administración energética para el sector general, 5) promover tecnologías de iluminación eficientes para los sectores residencial y general, 6) proceder con los esfuerzos para desarrollar pautas y normas para la iluminación durante el día en edificios comerciales, 7) obtener mejores datos sobre los usos finales de electricidad en el sector general, incluyendo datos detallados del sistema de iluminación, 8) estudiar los métodos y equipos de administración energética más apropiados para los edificios comerciales, y 9) estudiar la distribución de horas de uso de las lámparas incandescentes residenciales.

Las medidas de conservación analizadas en este estudio para el sector residencial están expuestas en el Cuadro 8. En el Cuadro 9 se pueden observar el ahorro y los costos por medida, y el Cuadro 10 muestra la curva de oferta de conservación (conservation supply curve) para estas medidas. Las medidas de conservación analizadas para el sector general en este estudio se ennumeran en el Cuadro 11. En el Cuadro 12 se indican los ahorros y costos por medida, y el Cuadro 13 muestra la curva de oferta de conservación (conservation supply curve).

2.4 Impacto sobre el ICE y sobre la Balanza de Pagos de un Programa de Administración de la Demanda (DSM)

El impacto de un programa de Administración de Análisis de la Demanda (DSM), que fue evaluado en la segunda fase de este estudio, se basó en una simulación usando el modelo ELECTROPLAN.

Cuadro 8
Medidas de Conservacion Energetica: Sector Residencial

1. **Quemadores de espiral para cocinar.** Esta medida implica sustituir los quemadores de disco por los quemadores de espiral, ya que los primeros son los más usados actualmente en Costa Rica. En las pruebas iniciales se ha demostrado que los quemadores en espiral pueden ser hasta un 25 por ciento más eficientes que los quemadores de disco.

2. **Refrigeradores de alta eficiencia energética.** Esta medida incluye una mejor transferencia del calor, un compresor d5.05 (coeficiente de rendimiento) y una puerta de espuma de 2 pulgadas. El ahorro energético estimado es del 20 por ciento con respecto a la energía de un refrigerador convencional.

3. **Iluminación.** Lámparas de enroscar fluorescentes, autobalasradas y compactas. El ahorro energético estimado para esta medida es del 70 por ciento.

4. **Calentamiento solar del agua.** Colector solar con tanque de almacenamiento y con tubería conectada a un tanque de agua caliente previamente instalado. El ahorro energético global estimado aplicando esta medida está entre el 50 y el 60 por ciento.

5. **Aislamiento del tanque de calentar agua.** Tomando esta medida, el ahorro energético global se estima entre el 10 y el 15 por ciento.

Los resultados del modelo estiman un ahorro total de más de 200 MW para el año 2005, lo cual representa una reducción de alrededor del 12 por ciento en el pico del sistema. Sin embargo, casi un 50 por ciento (aproximadamente 90 MW) de la reducción total del pico se debe a la introducción del sistema de la medida de adelantar la hora (si ésta es implementada durante todo el año). El impacto provocado en los requerimientos de la generación eléctrica implica un ahorro energético en el orden del 8 por ciento, o sea, casi 600 GWh para el año 2005.

El impacto financiero del plan DSM calculado según el VAN hasta el año 2005 para el ICE, se desglosa de la siguiente manera:

Cuadro 9
Medidas de Conservación Energética: Costos y Ahorro para el Sector Residencial

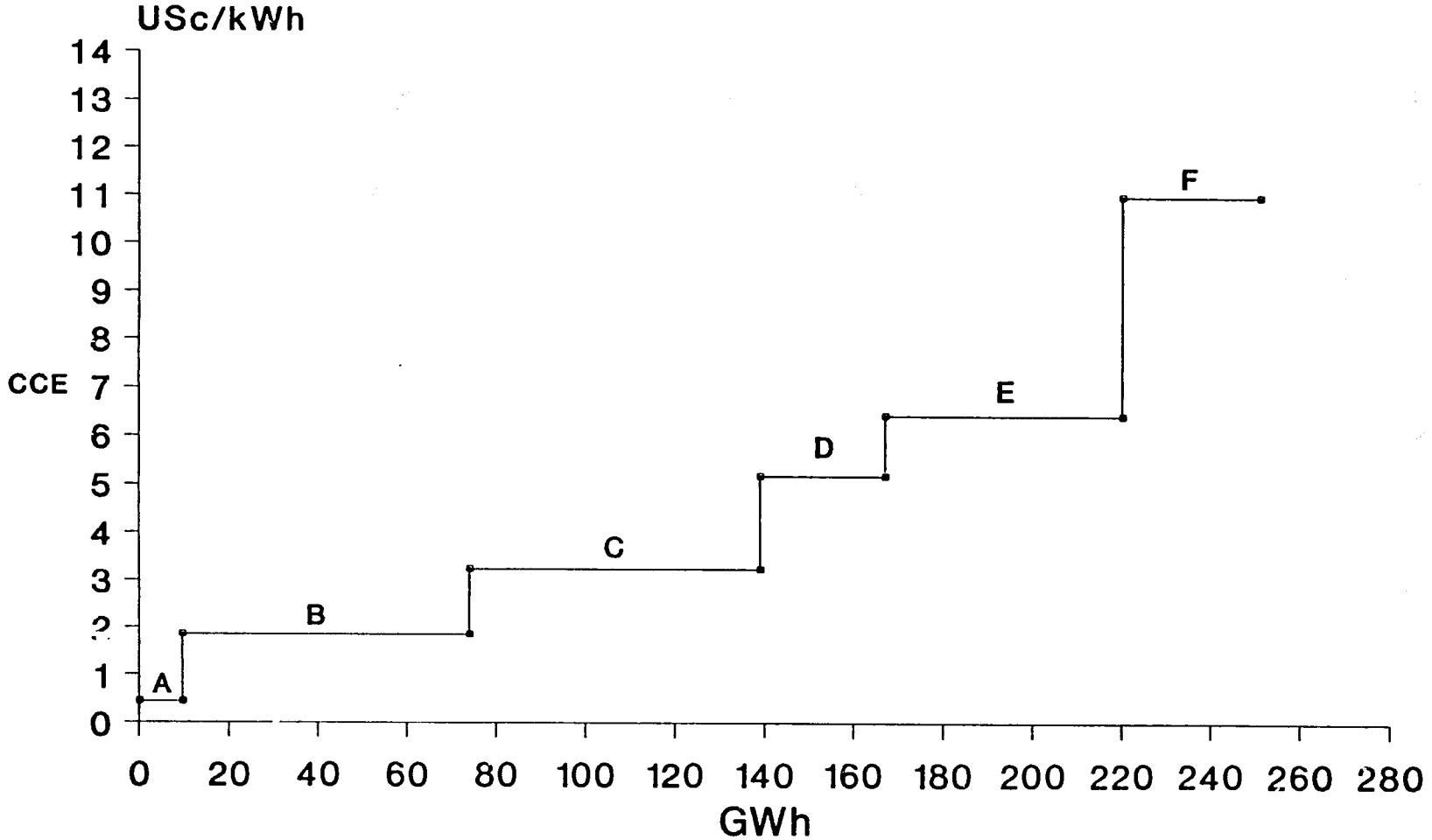
	Analisis Economico a/			Analisis Financiero b/			Ahorro Estimado			
							1995	2000	2005	
Medida Conservacion Energetica	CCE USc/kWh	Periodo Recup. /Ano c/	VAN Per.Rec. /Ano d/	CCE USc/kWh	Periodo Recup. /Ano	VAN Per.Rec. /Ano	Ahorros Energ. GWh	Ahorros Energ. GWh	Ahorros Energ. GWh	Ahorros Demanda Pico MW e/
Tanque de Calentar Agua	.44	.4	NA	.54	2.2	NA	.61	3.25	10.27	2.1
Refrig. de Efic. Energ.	1.84	1.9	NA	12.32	3.8	NA	3.30	16.26	56.06	8.0
Quemadores Espiral (Costo Total)	3.23	3.1	NA	3.91	6.1	NA	4.48	18.12	59.54	10.7
Quemadores Espiral (Costo Increm)	0.54	0.5	NA	1.22	1.9	NA	sobre	sobre	sobre	sobre
Calent. de Agua - Tanques Solar	5.18	5.4	NA	6.27	10.7	NA	2.02	8.88	29.11	f/
Fluorescente Compacto	6.43	5.5	4.9	7.73	10.8	9.6	3.25	15.6	51.08	15.8
Solar para Termo Ducha	11.01	11.5	NA	13.23	22.7	NA	2.82	9.93	30.35	f/

Notas: de a/ a e/: ver el Cuadro 6

f/ El ahorro MW pico no está incluido en este cuadro porque este medida no se considera económicamente factible en este momento. Por lo tanto, no está incluido como un ahorro energético potencial para Costa Rica.

g/ Para lograr una tasa de penetración (más del 10 por ciento en 15 años) de los quemadores en espiral, el CCE en este caso incluye el costo total del repuesto de los quemadores en espiral en vez del costo incremental de los quemadores lisos (compactos).

Cuadro 10
Curva de Oferta de Conservación para el Año 2005 - Sector Residencial de Costa Rica



A = Aislamiento del tanque de aqua
B = Eficiencia de los refrigeradores
C = Quemadores en espiral
D = Solar para tanques
E = Alumbrado con fluorescentes compactos
F = Solar para termo ducha

Fuente: Evaluación de la Eficiencia del Sector de Energía Electrica de Costa Rica/A.I.D.

Cuadro 11
Medidas para el Ahorro Energetico: Sector General
(Incluye el Sector Comercial y el Sector Público)

1. **Administración energética más eficiente.** Esta medida comprende un mejor control de los motores utilizados para ventiladores y bombas, el control de los períodos en que se utiliza el alumbrado eléctrico, así como un mayor aprovechamiento de la luz del día en un sistema computarizado. También comprende programas de seguimiento energético, a través de los cuales se mide y se estudia el uso que se da a la energía en diferentes edificios. Esta medida permitiría el desarrollo de normas simples para describir el consumo energético probable para los diferentes tipos de edificios. El ahorro potencial proveniente de la administración energética se estima en un 10 por ciento de ahorro energético para el abonado promedio.

   Tecnologías alternativas para el Alumbrado. Estas tecnologías comprenden las lámparas fluorescentes y los balastros avanzados, las lámparas flourescentes compactas y los reflectores, al igual como se expuso para el sector industrial.

Inversión total	se redujo en 80 millones de dólares
Inversión extranjera	se redujo en 56 millones de dólares
Importación de equipo para el Programa DSM	se incrementó en 19 millones de dólares
Importación de combustible	se redujo en 26 millones de dólares
Déficit por ingreso del ICE	se incrementaron en 34 millones de dólares
Costos administrativos del ICE	se incrementaron en 3 millones de dólares
Flujo financiero del ICE	se incrementó en 103 millones de dólares

Las estimaciones anteriores están basadas en el valor actual neto de los flujos financieros para el año 2005, a una tasa de descuento del 12 por ciento. El incremento de las importaciones de equipo para el programa DSM proviene del supuesto de que el ICE financiará el costo incremental de las ECM. La reducción en las importaciones de combustible se basa en el escenario del ICE de US $33/bbl para el diesel en el año 2005 y también como resultado de la reducción de la demanda energética.

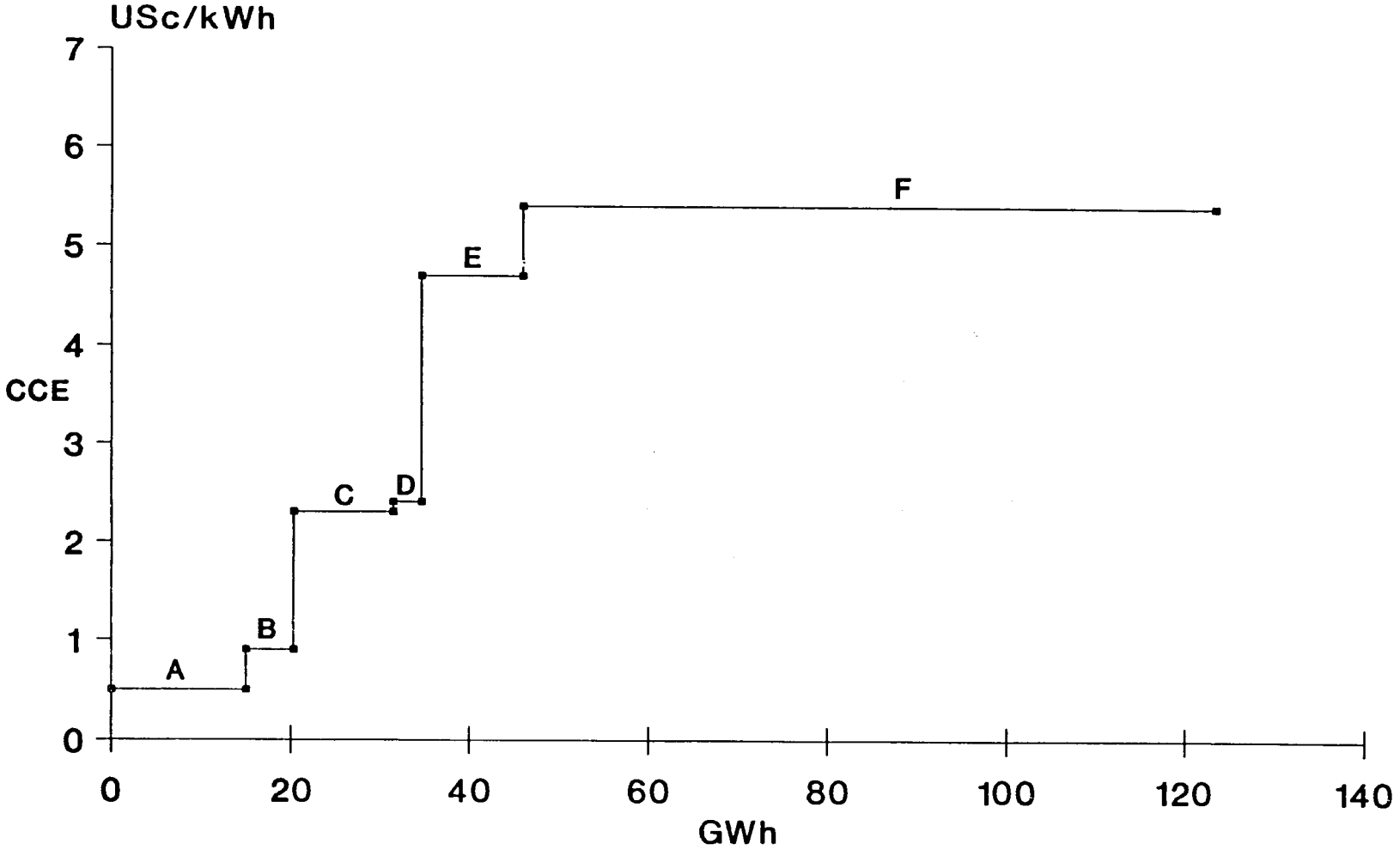
El déficit por ingreso del ICE se debe a las pérdidas en las ventas de electricidad causadas por una demanda energética reducida. Por otro lado, el incremento en los costos administrativos del ICE es causado por el supuesto de que el ICE financiará todos los costos administrativos y de promoción del programa DSM.

Cuadro 12
Medidas de Conservación Energética: Costos y Ahorros, Sector General

	Analisis Economico a/			Analisis Financiero b/			Ahorro Estimado			
							1995	2000	2005	
Medida Conservacion Energetica	CCE USc/kWh	Periodo Recup. /Ano c/	VAN Per.Rec. /Ano d/	CCE USc/kWh	Periodo Recup. /Ano	VAN Per.Rec. /Ano	Ahorros Energ. GWh	Ahorros Energ. GWh	Ahorros Energ. GWh	Ahorros Demanda Pico MW e/
Alumbrado										
11 W Fluorescente Compacta	2.03	2.3	0.9	2.59	2.2	1.0	Los 3	NA	NA	NA
18 W Fluorescente Compacta	1.88	2.1	0.9	2.41	2.0	0.9	Tipo FC	NA	NA	NA
26 W Fluorescente Compacta	2.72	2.1	1.2	3.39	2.1	1.3	0.24	0.95	3.24	0.5
48" Lamparas de Ef. Energ. (EE)	0.28	0.2	0.4	.70	0.4	0.4	Todo EE	NA	NA	NA
96" Lamparas de Ef. Energ.	0.71	0.2	0.4	1.49	0.6	0.6	1.33	5.15	14.94	2.2
Balastro Hibrido Electro-Mec	0.93	1.6	1.1	1.98	2.3	2.0	0.34	1.55	5.45	0.8
Balastro Electronico	2.35	3.4	3.0	3.00	3.5	3.1	0.71	3.21	11.27	1.6
48" Reflectores	3.63	4.2	NA	4.39	4.1	NA	Todo Ref	NA	NA	NA
96" Reflectores	4.04	4.6	NA	4.89	4.6	NA	0.73	3.29	11.56	1.7
Administracion Energetica	5.45	0-2	NA	NA	NA	NA	4.20	22.90	77.40	8.00

Notas: de a/ a e/: ver el Cuadro 5

Cuadro 13
Curva de Oferta de la Conservación para el Año 2005 - Sector General de Costa Rica



A = Lámparas de EE
B = Balastros electromecánico híbridos
C = Balastros electrónico de 96 pulgadas
D = Fluor. compactos
E = Reflectores
F = Administración energética

Fuente: Evaluación de la Eficiencia del Sector de Energía Eléctrica de Costa Rica/A.I.D.

El resultado final de un programa DSM completo es un incremento en el flujo de caja de 103 millones de dólares para el año 2005.

El programa DSM tiene como consecuencia, tres impactos importantes sobre la balanza de pagos del país:

- un servicio de la deuda externa reducido debido a la disminución de la inversión en expansión de la capacidad instalada,
- una reducción del costo total de las importaciones de petróleo debido al ahorro energético,
- un incremento del costo total de las importaciones relacionado con la necesidad de importar el equipo para las ECM.

El impacto causado por un programa DSM sobre la balanza de pagos es sustancial, con un valor actual neto del ahorro cambiario del 14 por ciento sobre el caso base (sin la implementación de un programa DSM). Del Cuadro 14 hasta el Cuadro 18 se muestra el impacto del programa DSM en los diferentes niveles.

2.5 Aspectos para la Implementación de un Plan Integrado de Recursos

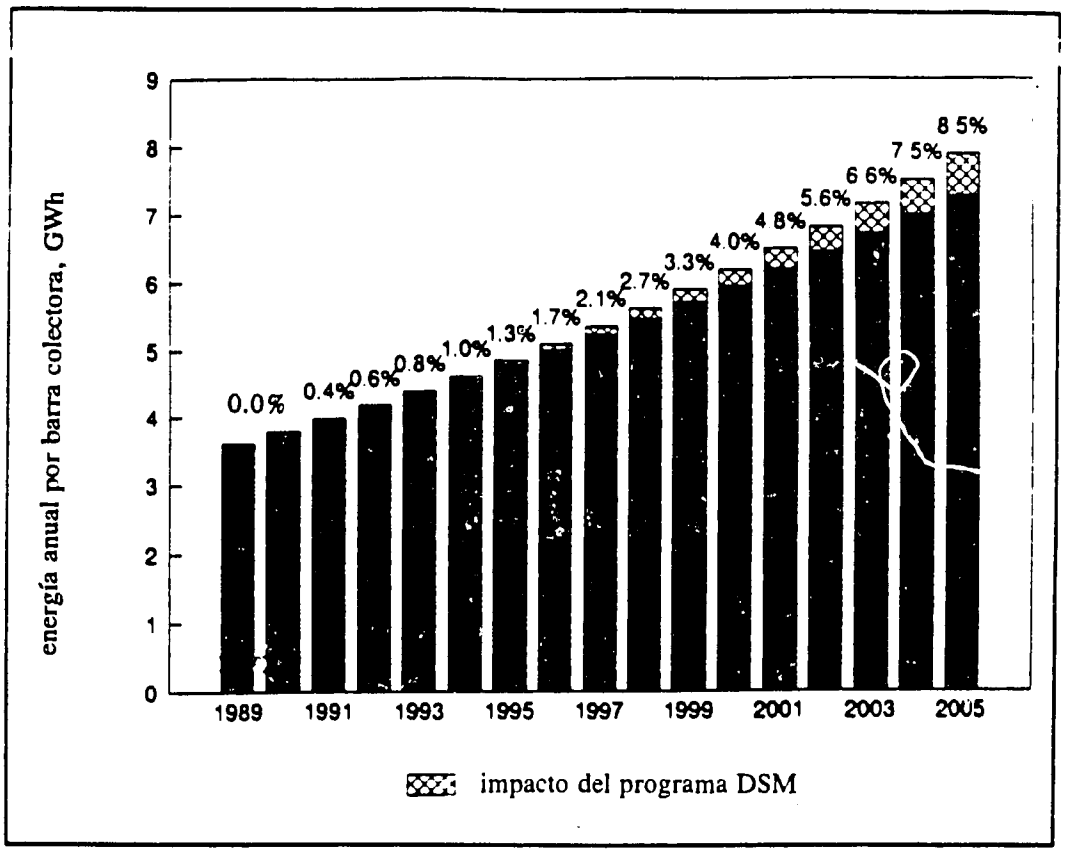
Los temas claves de implementación se refieren a: aspectos institucionales, financiamiento de programas de conservación y estándares y regulaciones.

Aspectos Institucionales

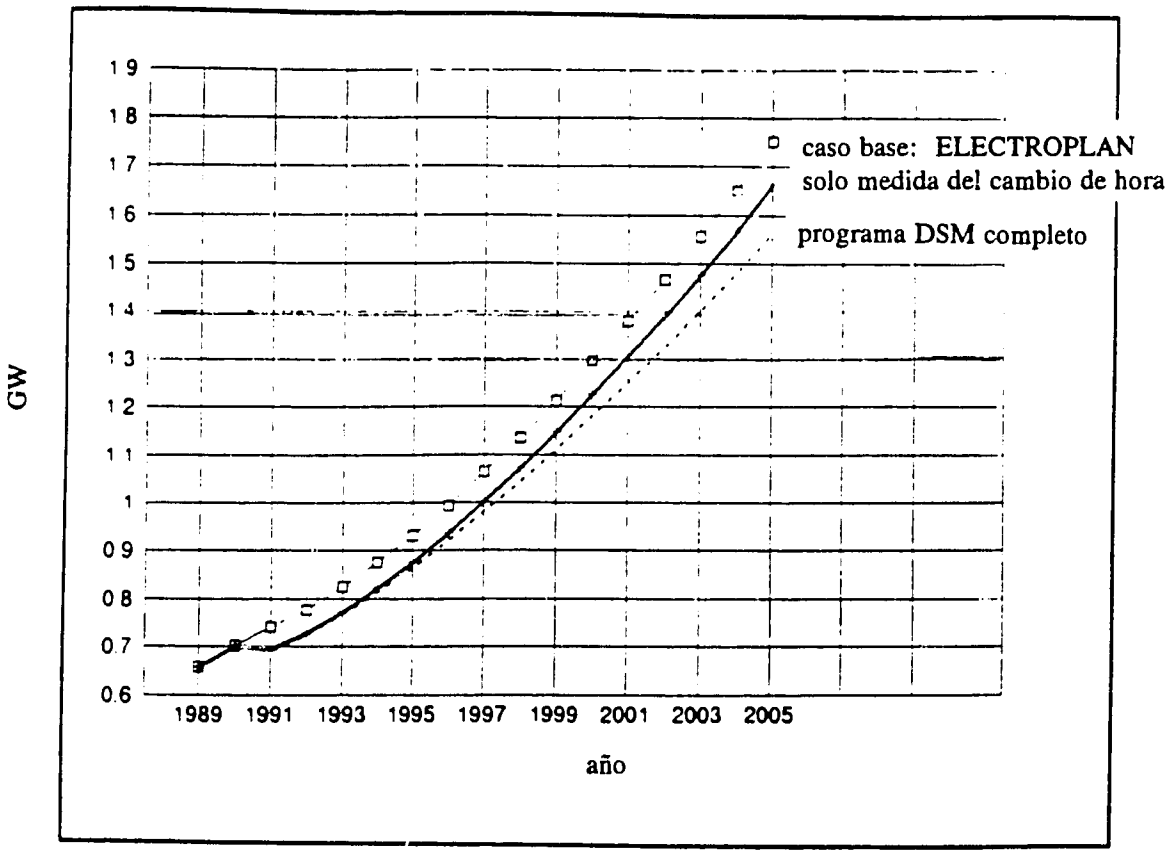
Debido a que los recursos de conservación son dispersos, se deberá llevar a cabo una serie de acciones para asegurar que los programas diseñados para el ahorro energético se desarrollen e implementen con éxito. Cada uno de estos programas requerirá de estrategias para su financiamiento, de acciones reguladoras y de diferentes tipos de asistencia técnica y analítica. Por lo tanto, el desarrollo e implementación de un plan integrado de recursos debe comprender una amplia participación de las instituciones, tanto del sector público como del privado, de las cuales muchas nunca han cumplido una función directa dentro del sector eléctrico.

ICE. Dado que esta Institución tiene la responsabilidad legal primordial de proporcionar la electricidad necesaria para el logro de los objetivos de desarrollo económico de Costa Rica, el ICE desempeñaría el papel principal en la implementación del IRP. Además del ICE, se esperaría que las demás entidades relacionadas con el sector

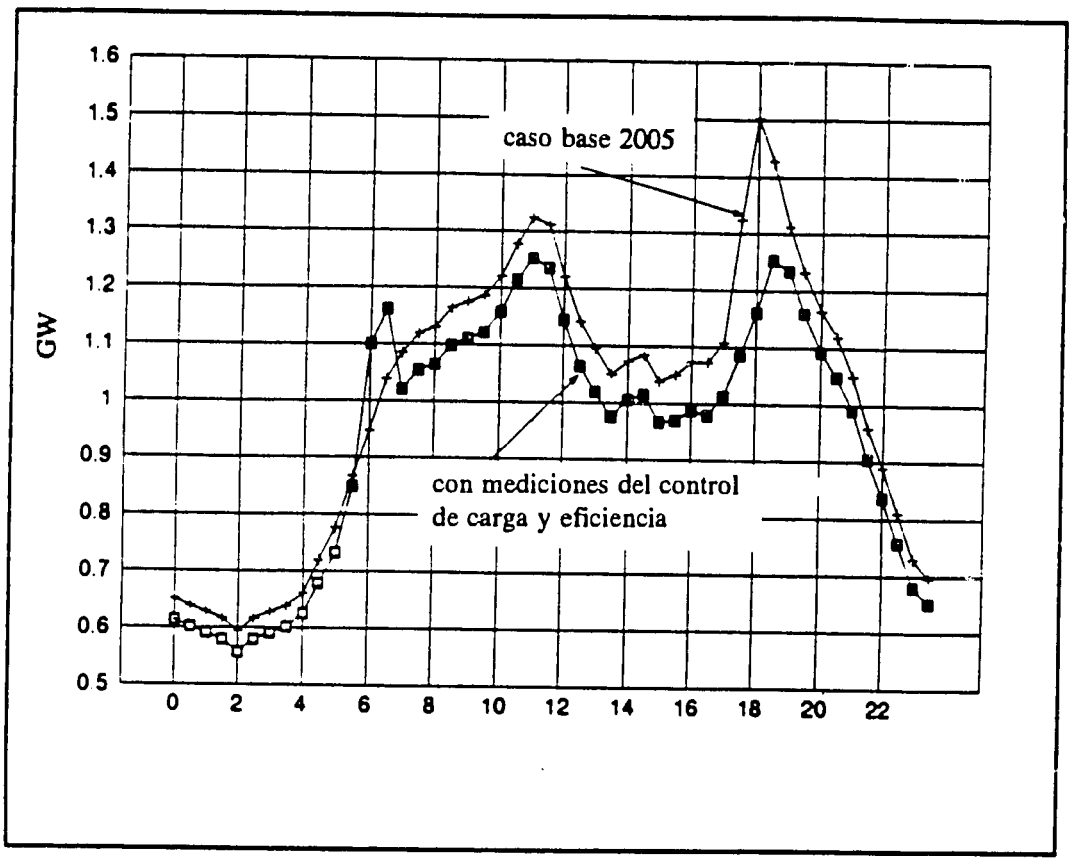
Cuadro 14
Impacto del Programa DSM Sobre los Requisitos Energéticos



Cuadro 15
Impacto del Programa DSM Sobre la Carga Pico del ICE

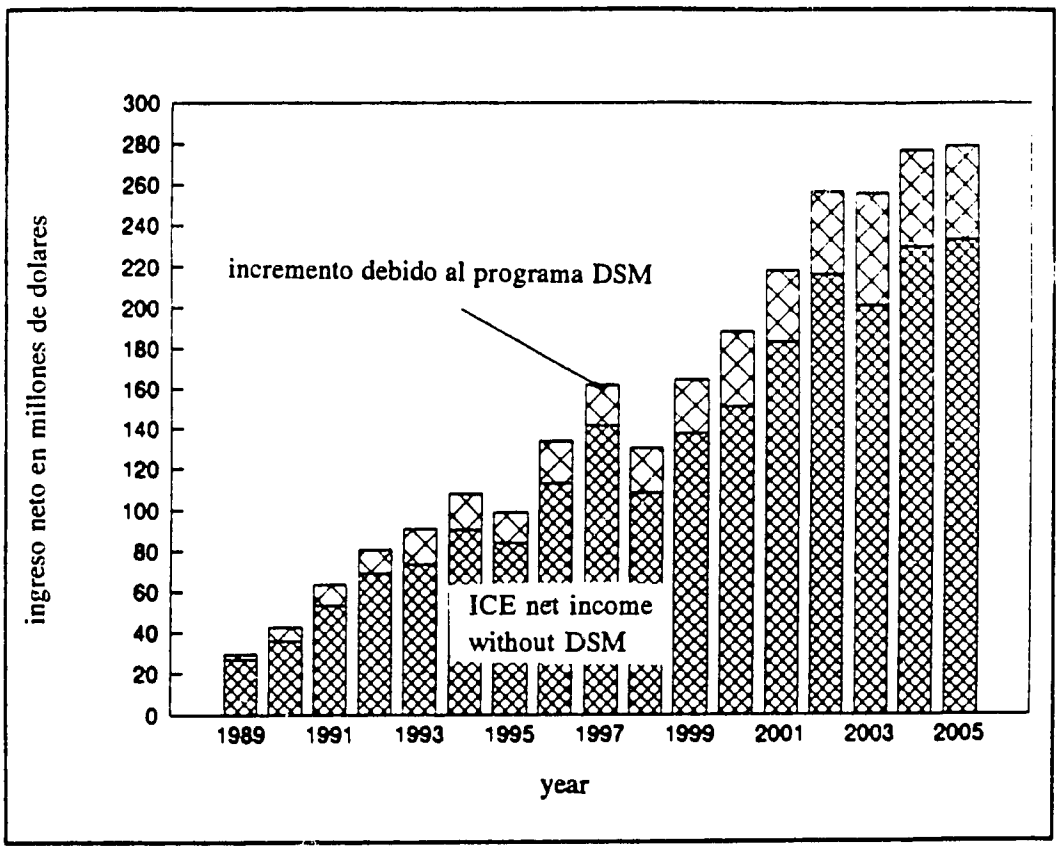


Cuadro 16
Impacto del Plan Completo

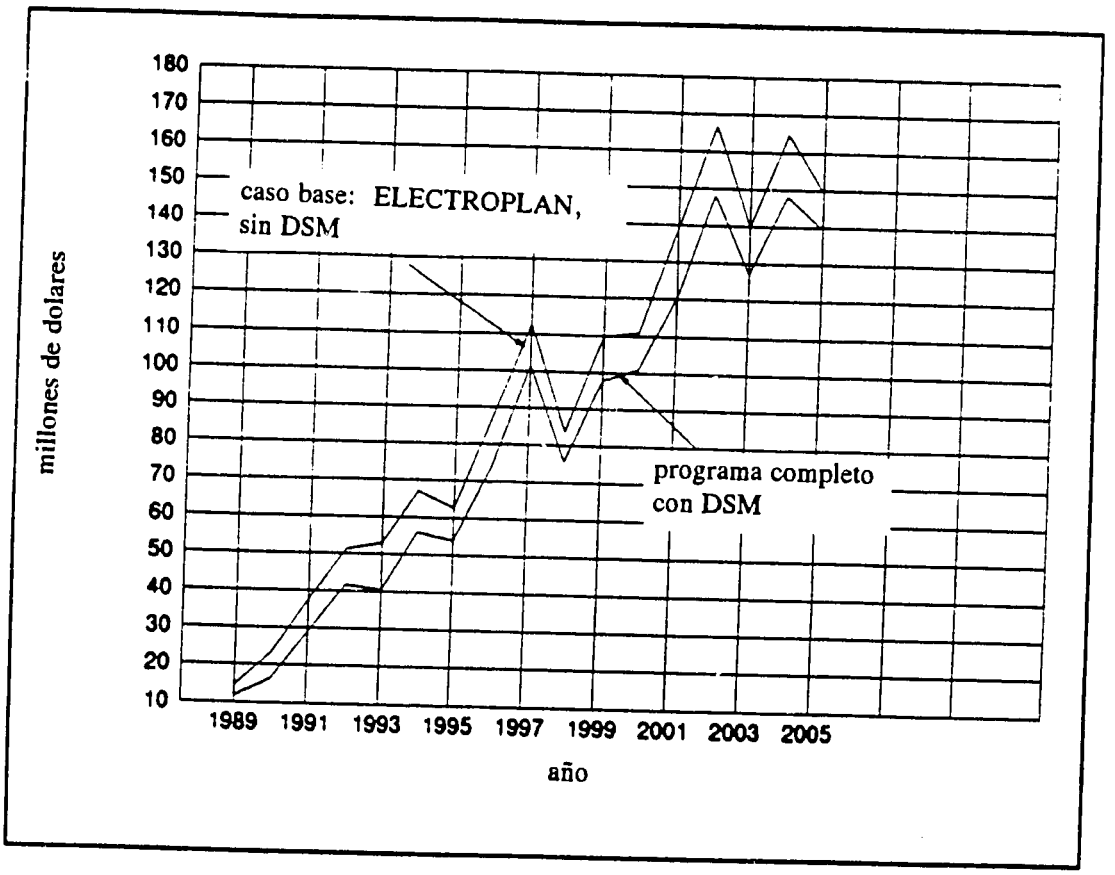


92

Cuadro 17
Impacto del Programa DSM Sobre el Ingreso Neto del ICE



Cuadro 18
Impacto del Programa DSM Sobre la Balanza de Pagos



eléctrico --incluyendo a la Compañía Nacional de Fuerza y LUZ (CNFL), a las tres Juntas Municipales y a las tres cooperativas de electricidad-- participen en la implementación del IRP, ya que sus abonados las promoverían a impulsar programas de eficiencia, afectando así las tarifas y los ingresos de dichas entidades.

DSE/MIRENEM. Este es el órgano gubernamental principal que ayuda en el desarrollo de programas, normas de eficiencia, bases de datos, evaluación de programas, educación pública y en otras áreas esenciales para la implementación de un IRP. La función principal del MIRENEM es elaborar, administrar y controlar las políticas con respecto a los recursos naturales, la energía y las minas.

MIDEPLAN. El Ministerio de Planificación y Política Económica (MIDEPLAN) es responsable de la coordinación del Plan Nacional de Desarrollo con otras instituciones públicas. También tiene la autoridad para aprobar inversiones públicas, financiamiento externo y asistencia técnica de apoyo para las instituciones públicas. La División de Cooperación Técnica Internacional debe aprobar la utilización de asistencia foránea para diversas áreas de actividad pública. MIDEPLAN tiena un papel importante en el desarrollo y coordinación de una planificación integrada de recursos (IRP) en Costa Rica.

SNE. El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) regula las tarifas del ICE y es responsable por el establecimiento de requisitos para el diseño eléctrico, instalaciones y enlaces en el sistema de distribución. El SNE estaría relacionado con las actividadas de tarifas para el financiamiento de un programa de administración de la demanda (DSM).

Hacienda. Hacienda es el responsable de la coordinación de las políticas monetarias, crediticias y fiscales. Esto incluye todos los aspectos relacionados con impuestos y trámites de importación. Este Ministerio estaría involucrado en las decisiones que afecten los gravámenes de importación sobre productos eficientes (e ineficientes). También incluiría la necesidad de establecer la relación entre el financiamiento de los programas de eficiencia y sus impactos sobre la balanza de pagos y la deuda externa.

MEIC. El Ministerio de Economía, Industria y Comercio (MEIC) es el responsable de la formulación y planificación de la política económica nacional, de estimular el consumo de productos nacionales y de promover la integración económica de Costa Rica con los otros países centroamericanos.

La Dirección Nacional de Estadística y Censos. Esta Dirección forma parte del Ministerio de Economía y Comercio, es responsable por la conducción de un censo nacional cada diez años, enfatizando los aspectos de vivienda, agricultura y población. También funciona como un centro estadístico nacional e internacional, lo cual es necesario en el desarrollo de una planificación integrada de recursos (IRP).

MICIT. El Ministerio de Ciencia y Tecnología (MICIT) es un nuevo ministerio creado en 1986, cuya función principal es definir y promulgar lineamientos para las

políticas científicas y tecnológicas. El MICIT podría participar en la investigación de tecnologías energéticas eficientes y sus aplicaciones en Costa Rica.

FODEIN. El Fondo de Desarrollo Industrial (FODEIN) podría jugar un rol en el financiamiento del desarrollo industrial eficiente. Esta es una línea especial de crédito administrada por el Banco Central para financiar inversiones industriales, incluyendo nuevos proyectos de construcción, renovación, equipo, instalaciones, etc. El monto total disponible por préstamo varía desde 250,000 hasta 5 millones de dólares. Estos préstamos ofrecen plazos de hasta 10 años de reembolso y una tasa de interés favorable que es fijada por el Banco Central (de aproximadamente un 20 por ciento, en colones).

CFIA. El Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica (CFIA) es una entidad pública independiente creada para asegurar, estimular, promover y defender el ejercicio de la ingeniería y la arquitectura. Podría participar en cualquier discusión para desarrollar códigos de energía para las edificaciones.

La Cámara de Industrias y la Cámara de Comercio. Las Cámaras le han brindado apoyo logístico al Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO). Bajo una planificación integrada de recursos (IRP) actuarían como representantes del sector privado en cualquier proceso de regulación y diseño del programa, que pudiera involucrar o afectar a sus miembros.

INTECO. Esta es una institución no lucrativa. El Instituto de Normas Técnicas fue creado como una asociación privada para estimular la eficiencia en el sector industrial, así como para proteger al consumidor. Sus objetivos son: 1) desarrollar estándares propios para la industria local en conjunto con el sector público, 2) capacitar al personal de todos los niveles de producción de las principales industrias en el manejo y aplicación de estándares adecuados, y 3) brindar lineamientos para un adecuado control de calidad. INTECO podría tener un papel importante en una planificación integrada de recursos (IRP), si se implementan los estándares de eficiencia para electrodomésticos.

La Universidad de Costa Rica y el Instituto Nacional de Aprendizaje. Estas instituciones podrían involucrarse en los esfuerzos para la capacitación y asistencia técnica en la eficiencia del uso final de la energía.

ECODES. La Estrategia de Conservación Nacional para el Desarrollo Sostenible (ECODES), es un esfuerzo por incorporar el concepto de sostenibilidad al desarrollo socioeconómico y cultural del país. Respecto al sector energético, ECODES propone la ejecución de un plan nacional de energía con especial énfasis en aspectos de eficiencia, ahorro energético y control de los impactos ambientales de los proyectos energéticos. ECODES podría definir el contexto para llevar a cabo una planificación integrada de recursos (IRP) en Costa Rica.

Las empresas eléctricas de Estados Unidos han aprendido una serie de lecciones importantes, por lo que han aplicado una gran variedad de enfoques sobre la planificación integral de recursos. Primero, han descubierto que las empresas y agencias que tienen los resultados más exitosos han contado con una administración de alto nivel fuertemente comprometida con los programas DSM y que le han asignado un presupuesto y personal adecuado para la ejecución del programa. Segundo, esas empresas encontraron que una cuidadosa documentación acerca del programa de costos y ahorros, es de vital importancia para el éxito del programa. Información sobre la tasa de participación, los ahorros en kWh y kW, y los costos administrativos y de mercadeo deben ser recopilados de manera sistemática, con el fin de evaluar estos programas de una manera apropiada.

Financiamiento de los Programas de Conservación

La planificación integral de recursos supone que la conservación es un recurso que puede ser utilizado por el sistema eléctrico, para enfrentar el crecimiento de la demanda futura. De ahí que la empresa eléctrica puede financiar directamente las medidas de conservación y programas para sus abonados y recuperar los costos mediante una adecuada estructura de tarifas, tal como lo haría si fuera a construir una nueva planta.

En los Estados Unidos, las agencias públicas reguladoras y las empresas que son propiedad de inversionistas privados, han estado desarrollando opciones para que las empresas eléctricas integren los temas de tarifas e ingresos. Las opciones incluyen la separación entre ventas y ganancias, la recuperación de pérdidas en el ingreso del ICE debido a la reducción de las ventas y un tratamiento de la tasa de rendimiento que incluya las inversiones en conservación.

La experiencia de las empresas de los Estados Unidos acerca de la planificación integrada de recursos (IRP) ofrece otras tres lecciones en el área de financiamiento para los programas de conservación, que son:

- Los incentivos financieros incrementan la participación de los programas. La disponibilidad de financiamiento para ejecutar las recomendaciones sobre auditoraje energético es fundamental para alcanzar mayores tasas de eficiencia y penetración. Las auditorías energéticas para ayudar a los abonados a identificar oportunidades de conservación sin contar con mecanismos financieros adecuados para llevar a cabo las recomendaciones, han resultado ser ineficientes.

- Hay una variedad de mecanismos para financiar los programas de eficiencia en diferentes segmentos del mercado para cada sector de uso final y una combinación de mecanismos es especialmente útil. Los programas de descuento de equipos sirven para equipo básico, pero no serán efectivos para llevar a cabo mejoras que involucran interacciones complejas de múltiples par-

a1

tes de equipos. Los planes de préstamo sólo alcanzan a una minoría de abonados. Los programas de instalación directa obtienen las más altas tasas de penetración, pero generalmente a un costo más elevado.

Los programas globales pueden resultar en tasas más altas de participación y mayores ahorros. Por ejemplo, un programa para una nueva construcción comercial podría incluir asistencia en el diseño, incentivos financieros, un código de edificación y la capacitación de los ingenieros y arquitectos. Un programa de readecuación (retrofit program) para el sector comercial incluiría un enfoque amplio respecto al uso total de la energía en una edificación, en vez de contemplar un programa con descuentos para mejorar la eficiencia en iluminación únicamente.

Regulación y Aspectos Normativos.

Los Estados Unidos tiene el sistema de regulación de energía más extenso del mundo, en forma de códigos para la construcción (residencial y comercial) y estándares mínimos de eficiencia para aparatos (eléctricos, de gas y de aceite). Los códigos y estándares se establecen para cada estado o a nivel nacional, con la participación de fabricantes, constructores, arquitectos, interesados en la problemática energética y ambiental, agencias reguladoras y otros representantes interesados. Además de establecer códigos y estándares, se requieren recursos institucionales y financieros para que sean obligatorios, así como para certificar su acatamiento de forma sistemática. Se han establecido laboratorios independientes de pruebas para certificar los estándares de eficiencia de los electrodomésticos.

En la medida que las empresas eléctricas de los Estados Unidos se movían hacia la planificación integral de recursos, descubrieron que la elaboración de códigos y de estándares de eficiencia para electrodomésticos, fueron desarrollados a niveles que estaban por debajo del óptimo, respecto a la planificación integral de los recursos para la empresa. Los niveles de eficiencia se establecen por consenso, basados en criterios de efectividad en cuanto al costo al consumidor y no en criterios de costo marginal para la empresa eléctrica. Esto significa que se pierden ahorros que son técnicamente posibles debido a la utilización de criterios financieros restrictivos para evaluar los costos de los códigos o estándares. Por ejemplo, un programa para las construcciones comerciales nuevas financiado por la entidad federal "Bonneville Power Administration" en el noroeste de la costa Pacífica demostró que varios tipos de construcciones comerciales nuevas podían edificarse, utilizando un 30 por ciento menos de electricidad que los requeridos por los códigos energéticos de construcción actuales, con un mínimo incremento en el costo de la construcción (con bajos costos iniciales, en algunos casos) y con tecnologías existentes de fácil adquisición. Este es un ejemplo de una "oportunidad perdida" para la empresa eléctrica.

La experiencia de las empresas eléctricas de los Estados Unidos ha mostrado que un punto crítico para los programas está en la nueva construcción y el equipo nuevo. La "pérdida de

oportunidades" potencial incluye nuevas construcciones comerciales y residenciales, en donde hay una única oportunidad de obtener ahorros a un costo mucho menor que mediante una renovación (retrofit).

Las mismas inquietudes existen con respecto a los estándares de eficiencia para electrodomésticos. La pérdida de oportunidades puede ocurrir cuando gran cantidad de equipos se están sustituyendo, cuando hay edificios que se están remodelando o cuando las líneas de procesamiento industriales son sustituidas o modernizadas no considerando la eficiencia energética.

En los Estados Unidos, en 1993, entrarán en vigencia los nuevos estándares para refrigeradoras, lo que resultará en una disminución en el uso de la electricidad para estos equipos de alrededor de un 30 por ciento sobre la base de los estándares más recientes. Sin embargo, hay un interés creciente por parte de varias de las principales empresas eléctricas de los Estados Unidos para motivar a los fabricantes de refrigeradoras para que realizen un salto tecnológico hacia unidades que podrían exceder los estándares de 1993 con un 30 por ciento adicional. Las empresas podrían brindar incentivos financieros directamente a los fabricantes para producir un número mínimo de unidades, lo que haría que el mercado "despegara" hacia modelos de alta eficiencia energética.

Estos aspectos conducen al supuesto acerca de que Costa Rica debería establecer un marco de regulación total para apoyar la eficiencia energética. La DSE está interesada en proponer códigos energéticos de construcción y estándares para electrodomésticos. Sin embargo, pueden haber otras alternativas para obtener un ahorro energético significativo que reconozca los límites de los recursos institucionales y financieros, que actualmente caracterizan al sector público costarricense. Podría haber una oportunidad única en Costa Rica para lograr un esquema administrativamente menos costoso y complejo, con el fin de lograr la eficiencia para refrigeradoras y cocinas eléctricas, debido a que existe un único fabricante (Atlas) para la mayoría de estos electrodomésticos en Costa Rica.

Con respecto a los códigos energéticos de construcción en el sector general, existe una cláusula estándar del ICE que requiere que cada diseño de edificio sea revisado, la cual puede ser complementada con incentivos financieros para cubrir los costos incrementales de construcción, así como de capacitación de arquitectos e ingenieros, pudiendo convertirse en una alternativa de costo efectiva, para establecer un código energético de construcción mejor elaborado y de procedimientos obligatorios.

3. RESULTADOS DEL LADO DE LA OFERTA

Los programas de la oferta incluyen el mejoramiento de la eficiencia en las tecnologías de generación, transmisión y distribución. El análisis de los sistemas de abastecimiento energético indica que las oportunidades para mejorar la eficiencia del equipo existente son muy limitadas. Esto se debe esencialmente a la gran contribución del potencial

hidrográfico a la producción de energía en Costa Rica y al hecho de que las plantas hidroeléctricas del ICE son adecuadas y administradas competentemente.

Las plantas de generación térmica han sido utilizadas para proveer energía en una única estación: por muchos años ha sido menos del 5 por ciento en la historia de las operaciones de la empresa eléctrica. Se puede lograr un ahorro en los costos de aproximadamente 5 millones de dólares por año, por medio de la rehabilitación actual que ejecuta el ICE de esas plantas y del retorno al bunquer, pero resulta incierto si esta rehabilitación es efectiva en función de los costos, con respecto a la nueva generación basada en el análisis económico.

Como empresa eléctrica que basa su generación en recursos hídricos, el ICE ha invertido tiempo y esfuerzos significativos para optimizar la administración de los embalses. El mantenimiento de los sistemas mecánicos y eléctricos está bien planificado y ejecutado. Los datos de operación y mantenimiento indican que el funcionamiento de las plantas ha sido mantenido a niveles adecuados durante el período de registro y que se han seguido regularmente los procedimientos de mantenimiento. Las oportunidades para el mejoramiento de la eficiencia de la operación hidráulica fueron investigadas en tres áreas: equipo mecánico-eléctrico, obras civiles y operación de los embalses. Existe una oportunidad específica para incrementar la producción en 26 GWh por año, mediante la reparación de obras civiles en la planta generadora de La Garita, pero las estimaciones del costo de estas reparaciones no están disponibles.

El ICE continuamente ha mejorado su sistema de transmisión con el fin de mantenerse actualizado con respecto a los cambios en las características de la carga y las necesidades generales del Sistema Nacional Interconectado. Las mejoras al sistema han permitido contar con una confiabilidad muy alta y pérdidas en las líneas relativamente bajas. Las pérdidas en la distribución son más altas, pero dentro de los límites aceptables para la mayoría de las empresas de distribución. El total de las pérdidas del sistema se aproxima al 9.4 por ciento, con un 2.8 por ciento atribuible a pérdidas por transmisión y con un 7.0 por ciento de la energía transmitida al sistema de distribución, perdidas debidas a razones técnicas o por otros motivos.

Ciertamente, hay un potencial técnico para reducir la pérdida en los sistemas de transmisión y distribución. No obstante, el cálculo de los costos y beneficios de tal potencial no alcanza una aproximación global. Cada proyecto de mejora de las líneas debe ser evaluado por separado, analizando las características de la carga, el valor de las pérdidas y el costo de las mejoras. El costo del mejoramiento de las líneas depende en gran parte de la topografía y puede variar por un factor de cinco. Debido a estas incertidumbres es que el análisis de los sistemas de transmisión y distribución recomendó los tipos de medidas que se podrían tomar para reducir la pérdida de líneas, incluyendo ejemplos ilustrativos de los beneficios de estas medidas (incremento del voltaje o mejoras en los conductores de líneas). Sin un análisis global de cada sistema de distribución y una revisión similar de cada enlace mayor de transmisión es imposible cuantificar los costos del mejoramiento en las líneas de una

manera precisa y los beneficios producidos por esas mejoras. Sin embargo, no es probable que las mejoras al sistema más allá que las planeadas por el ICE, resulten atractivas financieramente.

El área más prometedora para el mejoramiento de la eficiencia desde el punto de vista de la oferta es la planificación de la nueva capacidad de generación, a la luz de una mayor contribución que gradualmente irá teniendo la producción térmica para enfrentar la futura demanda energética. Dos aspectos deben ser considerados: uno, es la gran variedad de alternativas de generación térmica que están compitiendo una con otra y, la otra, es la operación estratégica del sistema hidroeléctrico.

Las turbinas de combustión avanzada, tanto en los diseños industriales como en los diseños aeroderivados (industrial and aeroderivative designs), las turbinas de combustión de ciclo combinado, los motores de diesel de velocidad lenta y las tecnologías de conversión de la biomasa deberán ser todas cuidadosamente consideradas y comparadas a las turbinas de combustión convencional. Estas opciones deberán ser analizadas por el personal de planificación y operaciones del ICE, a medida que crece la experiencia comercial con estas tecnologías y crece la necesidad del ICE por la capacidad térmica adicional.

La planificación y operación estratégica del sistema hidroeléctrico incluye un balance delicado entre la necesidad de ahorrar combustible lo más que se pueda mediante el sistema térmico, maximizando la producción energética en años de hidrología normal, mientras, al mismo tiempo, se minimizan las inversiones en recursos térmicos por medio de la operación de reservas hidrográficas de manera que pueda garantizarse el suministro de energía hidroeléctrica durante la estación seca. Este compromiso entre el ahorro de combustibles y el ahorro de capital, bajo condiciones inciertas del costo del combustible y la situación hidrológica, constituye un reto que los planificadores del ICE deben enfrentar para lograr la operación económica y eficiente de su sistema.

Se recomienda obtener un costo estimado de las reparaciones en La Garita y compararlo con el ahorro de combustibles esperado, debido a la producción hidroeléctrica adicional sobre la vida útil del proyecto. Además, se recomienda que se le brinde atención especial a la selección de alternativas térmicas y a la planificación y operación estratégica del sistema hidroeléctrico.

4. PLAN DE ACCION DEL LADO DE LA DEMANDA

Las áreas claves sugeridas en el plan de acción inmediato que se recomienda incluyen: Coordinación Institucional y Evaluación del Programa, Construcciones Nuevas, Nuevos Aparatos Electrodomésticos del Sector Residencial, Electrodomésticos Existentes, Sistemas de Iluminación Existentes en el Sector Residencial, Iluminación del Sector General Existente y Administración de la Energía, Sector Industrial y un Programa de Administración de la Carga.

Coordinación Institucional y Evaluación del Programa

Objetivo: Llevar a cabo, de manera efectiva, una planificación integrada de recursos.

1a. Acción: Fortalecer la capacidad técnica de la DSE y del ICE en la evaluación e implementación de los programas de administración de la demanda DSM. Esto incluirá la transferencia de experiencia de los Estados Unidos a Costa Rica.

2a. Acción: Desarrollar los programas de evaluación de estándares. Deberá llevarse a cabo un diagnóstico y una evaluación de la experiencia actual y de las necesidades de la DSE y el ICE.

3a. Acción: Involucrar a instituciones públicas y privadas en un comité que estudie las iniciativas de colaboración, para discutir y analizar los obstáculos y las oportunidades y recomendar las acciones específicas. La DSE podrá ser la agencia coordinadora.

Construcciones Nuevas

Objetivo del Sector Residencial: Desarrollar diseños de viviendas que integren el concepto de eficiencia energética.

Objetivos del Sector General:

1. Incrementar la eficiencia en el uso de la electricidad en las nuevas construcciones comerciales y públicas.

2. Iniciar la investigación y demostración de las tecnologías y las técnicas de construcción que promuevan la eficiencia energética.

3. Construir una base de datos sobre los usos finales de la electricidad en el sector comercial.

4. Determinar la necesidad de establecer estándares de energía mínimos para la construcción.

1a. Acción: Mantener un seminario permanente de diseño de viviendas que maximize tanto la ventilación natural como el aprovechamiento del potencial de la luz del día. Además, deberá realizarse un concurso de diseño entre los grupos constructores y profesionales afines para

laborar diseños que incluyan la eficiencia energética. Los ganadores serán premiados y sus diseños publicados.

2a. Acción: Elaborar paquetes de información sobre eficiencia energética para constructores.

3a. Acción: Revisar los requisitos institucionales y financieros necesarios para establecer un estándar de construcción energético en Costa Rica, incluyendo la capacitación, asistencia técnica y programa de aplicación obligatoria. El estándar actual "U.S. ASHRAE 90.1" puede ser usado como modelo. Determinar la necesidad de establecer un código sobre el uso de la energía.

4a. Acción: Mantener un seminario de diseño que proponga lineamientos nuevos para equipos y diseño para los edificios públicos y comerciales en las diferentes categorías de construcciones. El seminario incluiría la capacitación de arquitectos y constructores en técnicas de aprovechamiento de la luz del día, diseño de sistemas de iluminación y estrategias de control en el uso de la energía.

5a. Acción: Promover un concurso de diseño para edificios públicos y comerciales con una alta eficiencia en el uso de la energía.

6a. Acción: Desarrollar una base de datos del uso final de la electricidad en el sector comercial. Llevar a cabo algunos proyectos de medición del uso final para los diferentes tipos de construcción con el fin de estimar el uso de la demanda base de electricidad.

Nuevos Aparatos Electrodomésticos del Sector Residencial.

Objetivo del Sector: Determinar las opciones para incrementar la eficiencia de los electrodomésticos nuevos.

1a. Acción: Determinar el consumo actual de electricidad de los electrodomésticos a través de mediciones directas o información de una fuente confiable y evaluar los laboratorios e instituciones existentes en Costa Rica que puedan llevar a cabo las mediciones de manera efectiva.

2a. Acción: Definir los incentivos financieros para el fabricante y/o para el usuario final que sean necesarios para promover el uso de los electrodomésticos de alta eficiencia a través de la nueva propuesta de ley sobre la utilización racional de la energía.

3a. Acción: Determinar los costos y los criterios técnicos y económicos para establecer los estándares de eficiencia energética para refrigeradoras, cocinas eléctricas, calentadores de agua eléctricos y acondicionadores de aire, manufacturados en Costa Rica o importados. Esto incluirá la elaboración de propuestas para el establecimiento de códigos para cada electrodoméstico, discutir con los fabricantes e importadores los términos para los códigos y niveles de eficiencia, así como la metodología para determinar el consumo de energía de cada electrodoméstico. Esto último se podrá obtener ya sea a través de mediciones directas o información certificada por parte de agencias de prestigio.

4a. Acción: Evaluar los actuales sistemas nacionales de rotulado de los electrodomésticos eficientes procedentes de otros países. Analizar los beneficios de la implementación de un sistema de rotulado en caso de que se adopten los estándares de eficiencia.

5a. Acción: Revisar los reclamos técnicos, los costos en función de la efectividad y aceptación del mercado respecto a la utilización de quemadores en espiral para las cocinas eléctricas. Llevar a cabo un proyecto piloto en al menos 100 casas para evaluar la respuesta del consumidor. Si el análisis indica una respuesta positiva, ofrecer un programa con incentivos financieros para reemplazar los quemadores actuales.

Electrodomésticos existentes

Objetivos del Sector:

1. Brindar asistencia financiera, técnica y educativa para asegurar la utilización eficiente de los electrodomésticos existentes.

2. Reemplazar los electrodomésticos ineficientes por otros eficientes.

1a. Acción: Continuar con la campaña de ICETICO, enfatizando dos temas: 1) se puede lograr que los electrodomésticos existentes funcionen óptimamente, si son mantenidos y reparados de manera adecuada, y 2) las dos áreas críticas para el mantenimiento de la refrigeradora son los empaques de la puerta y el sistema de refrigeración.

2a. Acción: Ofrecer un programa para proveer a los consumidores de nuevos empaques para puertas de refrigeradora a cero costo. Un programa de relaciones públicas a través de ICETICO puede ayudar a la gente a identificar la condición de los empaques de las puertas. Los empaques pueden ser distribuidos por los funcionarios de las agencias del ICE y mediante las empresas municipales y cooperativas. Ofrecer un segundo programa para poder brindar, a bajo costo (financiado parcialmente por el ICE), un chequeo del sistema de refrigeración y un recargo del sistema de enfriamiento.

3a. Acción: Ajustar la temperatura de los tanques eléctricos de agua caliente, por ejemplo, a 120 grados Fahrenheit, para los residentes que participen en una campaña de ICETICO, con el fin de bajar la temperatura de los calentadores de agua.

4a. Acción: Ofrecer un servicio sin costo alguno para aislar los tanques eléctricos de agua caliente en residencias. El análisis de la demanda indica que al menos 24,000 tanques podrían ser aislados. En donde sea posible, deberá colocarse una tabla aislante inferior debajo del tanque.

Sistemas de Iluminación Existentes en el Sector Residencial.

Objetivo del Sector: Instalar lámparas eficientes.

1a. Acción: Ofrecer fluorescentes compactos a un precio competitivo (el cual deberá ser determinado) para las residencias en Costa Rica. Contactar a varios distribuidores de lámparas fluorescentes compactas para determinar la disponibilidad del producto y su precio. Desarrollar un programa de relaciones públicas por medio de ICETICO con el fin de preparar el lanzamiento del programa. El programa se iniciaría con instalación de lámparas en toda una comunidad, como proyecto piloto. Esto podría proveer una excelente publicidad para el programa.

Conducir una muestra de análisis de cobro, antes y después de la instalación de las lámparas, para evaluar el programa.

Sistemas de Iluminación Existentes del Sector General y Administración de la Energía.

Objetivos del Sector:

1. Instalar más equipos de eficiencia energética en el sector.

2. Desarrollar programas de entrenamiento en administración de la energía.

1a. Acción: Analizar los beneficios económicos que brindan las opciones tecnológicas de la eficiencia energética. Hacer un inventario del equipo existente en el mercado nacional y seleccionar las combinaciones de equipo más efectivas en cuanto a costo. Desarrollar un programa para financiar la renovación del sistema de iluminación de todo un edificio. Ejecutar un proyecto piloto en un edificio comercial del sector público y otro en un edificio comercial del sector privado y medir el uso final para su evaluación.

2a. Acción: Desarrollar un programa de entrenamiento para los administradores de energía de los edificios. Los procedimientos deberán incluir la identificación de un coordinador de uso de la energía, la utilización de energía de base, un sistema constante de registro del consumo de energía, una lista de control del mantenimiento y de la operación y la preparación de informes para la administración superior.

Sector Industrial

Objetivos del Sector:

1. Incrementar la eficiencia de los motores.

2. Incrementar la eficiencia de proceso.

1a. Acción: Desarrollar un programa de iluminación industrial similar al descrito en la 1a. acción de los edificios existentes del sector general.

2a. Acción: Desarrollar un programa de eficiencia energética del proceso industrial. Esto incluiría asistencia técnica en ingeniería de diseños y modificación o construcción de plantas industriales.

3a. Acción: Desarrollar un amplio programa orientado hacia los motores que incluirá incentivos financieros para los motores y las correas eficientes (correas en V engranadas cogged V-belts-- y las sincrónicas). Desarrollar un programa de asistencia técnica para aplicaciones del control de los motores.

Programa de Administración de la Carga

Objetivo del Sector: Reducir la demanda pico.

1a. Acción: Evaluar el impacto de la implementación del cambio de hora.

2a. Acción: Llevar a cabo un análisis detallado del impacto de una tarifa interrumpible.

3a. Acción: Determinar los costos y beneficios de un programa de control de carga directa, incluyendo un estudio de mercado, un análisis de equipo y los análisis sobre los impactos de ingresos y carga.

Este reporte tiene la intención de servir como base para discusiones más amplias entre los expertos costarricenses y el grupo de trabajo que realizó el estudio, para lograr de manera conjunta, la implementación de un plan integrado de recursos en Costa Rica, que incluya de manera concreta y específica, las diversas recomendaciones técnicas e institucionales.

The Office of Energy

The Agency for International Development's Office of Energy plays an increasingly important role in providing innovative approaches to solving the continuing energy crisis in developing countries. Three problems drive the Office's assistance programs: high rates of energy and economic growth accompanied by a lack of energy, especially power in rural areas; severe financial problems, including a lack of investment capital, especially in the electricity sector; and growing energy-related environmental threats, including global climate change, acid rain, and urban air pollution.

To address these problems, the Office of Energy leverages financial resources of multilateral development banks such as The World Bank and the InterAmerican Development Bank, the private sector, and bilateral donors to increase energy efficiency and expand energy supplies, enhance the role of private power, and implement novel approaches through research, adaptation, and innovation. These approaches include improving power sector investment planning ("least-cost" planning) and encouraging the application of cleaner technologies that use both conventional fossil fuels and renewable energy sources. Promotion of greater private sector participation in the power sector and a wide-ranging training program also help to build the institutional infrastructure necessary to sustain cost-effective, reliable, and environmentally-sound energy systems integral to broad-based economic growth.

Much of the Office's strategic focus has anticipated and supports recently-enacted congressional legislation directing the Office and A.I.D. to undertake a "Global Warming Initiative" to mitigate the increasing contribution of key developing countries to greenhouse gas emissions. This strategy includes expanding least-cost planning activities to incorporate additional countries and environmental concerns, increasing support for feasibility studies in renewable and cleaner fossil energy technologies that focus on site-specific commercial applications, launching a multilateral global energy efficiency initiative, and improving the training of host country nationals and overseas A.I.D. staff in areas of energy that can help to reduce expected global warming and other environmental problems.

To pursue these activities, the Office of Energy implements the following seven projects: (1) The Energy Policy Development and Conservation Project (EPDAC); (2) The Biomass Energy Systems and Technology Project (BEST); (3) The Renewable Energy Applications and Training Project (REAT); (4) The Private Sector Energy Development Project (PSED); (5) The Energy Training Project (ETP); (6) The Conventional Energy Technical Assistance Project (CETA); and (7) its follow-on Energy Technology Innovation Project (ETIP).

The Office of Energy helps set energy policy direction for the Agency, making its projects available to meet generic needs (such as training), and responding to short-term needs of A.I.D.'s field offices in assisted countries.

Further information regarding the Office of Energy's projects and activities is available in our Program Plan, which can be requested by contacting:

Office of Energy
Bureau for Science and Technology
U.S. Agency for International Development
Room 508, SA-18
Washington, D.C. 20523-1810
Tel: (703) 875-4052