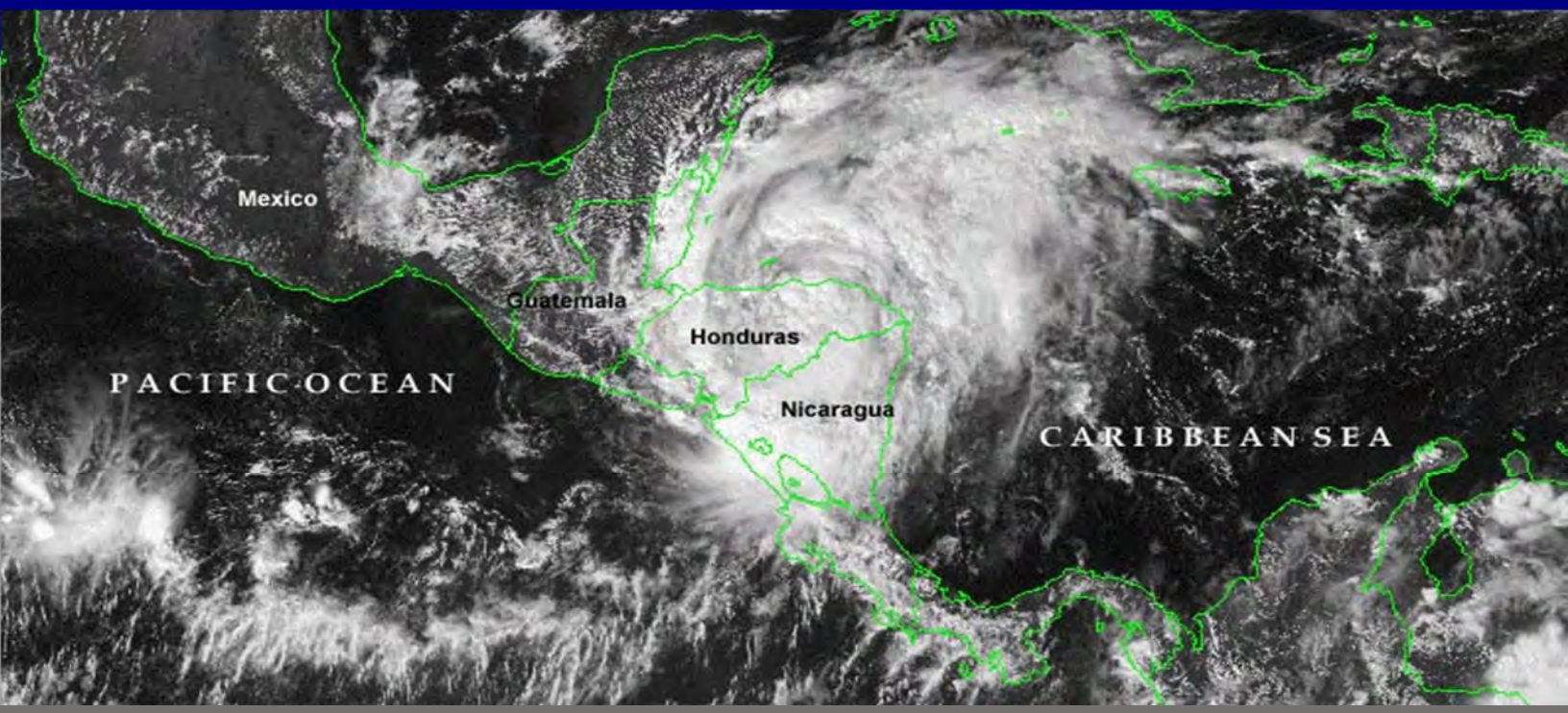
PARAMETRIC INSURANCE FOR RENEWABLE ELECTRIC POWER PRODUCERS IN CENTRAL AMERICA

CLIMATE ECONOMIC ANALYSIS FOR DEVELOPMENT, INVESTMENT, AND RESILIENCE (CEADIR)

Contract No. AID-OAA-I-12-00038, Task Order AID-OAA-TO-14-00007



September 3, 2020

This report was made possible by the support of the American people through the United States Agency for International Development (USAID). It was prepared by Crown Agents USA and Abt Associates.

Recommended citation: Enríquez, Santiago; Eric Hyman; Leonardo Ramírez-Leiva; Eduardo Reyes; Luis Miguel Cardona; and Carlos González-Rivera. 2020. P*arametric Insurance for Renewable Electric Power Producers in Central America.* Washington, DC: Crown Agents USA and Abt Associates, Prepared for the U.S. Agency for International Development.

Front photo source: National Oceanic and Atmospheric Administration - https://www1.ncdc.noaa.gov/pub/data/images/, Public Domain.

Crown Agents USA Ltd. | 1129 20th Street NW | Suite 500 |
Washington, DC 20036 | T. (202) 822-8052 |
www.crownagentsusa.com

With:
Abt Associates

PARAMETRIC INSURANCE FOR RENEWABLE ELECTRIC POWER PRODUCERS IN CENTRAL AMERICA

CLIMATE ECONOMIC ANALYSIS FOR DEVELOPMENT, INVESTMENT, AND RESILIENCE (CEADIR)

Contract No. AID-OAA-I-12-00038
Task Order AID-OAA-TO-14-00007

Economic Policy Office and Global Climate Change Office
Bureau for Economic Growth, Education and Environment
U.S. Agency for International Development
1300 Pennsylvania Avenue NW
Washington, DC 20523

Prepared by Santiago Enríquez (Abt Associates);
Eric Hyman (USAID);
Leonardo Ramírez-Leiva (Abt Associates);
Eduardo Reyes (Abt Associates);
Luis Miguel Cardona (Crown Agents USA); and
Carlos González-Rivera (Abt Associates).

September 3, 2020

DISCLAIMER

This report is made possible by the support of the American people through the United States Agency for International Development (USAID). The authors' views expressed in this publication do not necessarily reflect the views of USAID or the United States Government.

TABLE OF CONTENTS

Acronyms and Abbreviations iii
Acknowledgments iv
Executive Summary v
1. Introduction 1
1.1 Background and Objectives 1
1.2 Scope and Methods 1
1.3 RE Resource Availability for Electric Power 3
1.4 Renewable Electric Power TRENDS in the Region 5
1.5 Weather and Climate Risks for Renewable Electric Power in Central America 8
2. Parametric Insurance for Renewable Electric Power 11
2.1 Purpose, Characteristics, and Design 11
2.2 Insurance and Reinsurance Companies and Other Supporting Organizations 14
2.3 Illustrative Example of Parametric Insurance for Large-scale Hydropower 15
3. The Insurance Industry and other types of Parametric Insurance in Central America 18
3.1 Regional Overview 18
3.2 El Salvador 21
3.3 Guatemala 22
3.4 Honduras 25
3.5 Panama 26
4. Country and REGional Findings from the Interviews 29
4.1 El Salvador 29
4.2 Guatemala 30
4.3 Honduras 31
4.4 Panama 32
4.5 Aggregated Findings 32
5. Conclusions and Recommendations 35
Annex A: Description of the Interview Questionnaires 37
Annex B: Questionnaire for Renewable energy Companies 41
Annex C: Questionnaire for Insurance Companies 54
Annex D: Questionnaire for Financial institution Interviewees 65
Annex E: Questionnaire for Insurance Regulator Interviewees 80
Annex F: Questionnaire for RE Industry Association Interviewees 86
References 96

LIST OF TABLES

Table 1. Weather and Climate Risks for Hydropower, Wind Power, and Photovoltaics 5
Table 2. Total On-Grid and Off-Grid Capacity of Renewable Electric Power in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama in 2018 6
Table 3. Climate Change Models and Projections for Latin America 9
Table 4. Hypothetical Revenues from Hydropower Sales and Parametric Insurance Payouts, by Dry Season Rainfall 16
Table 5. Nominal and Real Growth Rates in Local Currency Insurance Premiums, 2017-2018 18
Table 6. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in El Salvador in 2018 21
Table 7. Largest Insurance Companies in El Salvador by Net Premiums in 2018 21
Table 8. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in Guatemala in 2018 23
Table 9. Largest Insurance Companies in Guatemala by Net Premiums in 2017 23
Table 10. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in Honduras in 2018 25
Table 11. Largest Insurance Companies in Honduras by Net Premiums in 2017 25
Table 12. Net Premiums by Type of Insurance Policy in Panama in 2017 (Billions of U.S. Dollars) 27
Table 13. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in Panama in 2018 27
Table 14. Top Insurance Companies in Panama by Net Premiums in 2017 (Millions of U.S. Dollars) 27
Table 15. Interviewee Perceptions about Changes in Climate Risks (Percent of Interviewees) 33

LIST OF FIGURES

Figure 1. Installed Capacity of Hydropower by Size in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama, 2007-2016[a] 6
Figure 2. Installed Capacity of Solar and Wind Power in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama, 2008-2018 (MW) [a] 7
Figure 3. Projected Changes in Land Temperatures (Degrees Celsius) and Precipitation in Central America by Representative Concentration Pathway through 2100[a] 10
Figure 4. Total Insurance Premium Payments in Four Central American Countries in 2018 ($ Million). 18
Figure 5. Life and Nonlife Insurance Shares of Total Insurance Premiums in the Four Countries in 2018 19
Figure 6. Market Shares of the Three Largest Insurance Companies in the Four Countries in 2018 20
Figure 7. Total Installed Capacity Represented by Interviewees 33
Figure 8. Annual Willingness To Pay for Parametric Insurance (Percent of Interviewees) 34

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

C	Celsius
CAHDA	Cámara Hondureña de Aseguradores (Honduran Chamber of Insurers)
CEADIR	Climate Economic Analysis for Development, Investment, and Resilience
CISL	Cambridge University Institute for Sustainability Leadership (United Kingdom)
CNBS	Comisión Nacional de Bancos y Seguros (National Commission of Banks and Insurance, Honduras)
COSO	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission
E3	Economic Growth, Education and Environment Bureau (USAID)
ECAM	El Salvador, Central America, and Mexico (USAID regional mission)
ECLAC	United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean
EP	Economic Policy Office (USAID/E3)
ETEP	Empresa de Transmisión Eléctrica Panameña (Panamanian Electric Transmission Company)
GCC	Global Climate Change Office (USAID/E3)
GDP	Gross domestic product
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hour
IDB	Inter-American Development Bank
INSIVUMEH	Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología, e Hidrología (National Institute of Seismology, Vulcanology, Meteorology, and Hydrology, Guatemala)
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRI	International Research Institute for Climate and Society, Columbia University
ISA	Instituto de Seguro Agropecuario (Institute of Agricultural and Fishing Insurance, Panama)
km	Kilometer
kWh	Kilowatt-hour
MiCRO	Microinsurance Catastrophe Risk Organization
mm	Millimeter
MW	Megawatt
PV	Photovoltaics
RE	Renewable energy
S.A.	Sociedad Anónima (Incorporated)
SIB	Superintendencia de Bancos (Superintendent of Banks, Guatemala)
SSF	Superintendencia del Sistema Financiero (Superintendent of the Financial System, El Salvador)
SSRP	Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá (Superintendent of Insurance and Reinsurance of Panama)
UN	United Nations
UNEP	United Nations Environment Programme
USAID	United States Agency for International Development

ACKNOWLEDGMENTS

This work was funded by the United States Agency for International Development (USAID) regional mission for El Salvador, Central America, and Mexico (ECAM) and the Global Climate Change Office (GCC) of the USAID Economic Growth, Education, and Environment Bureau (E3). It was managed by ECAM and the E3 Economic Policy (EP) and GCC Offices. The Climate Economic Analysis for Development, Investment and Resilience (CEADIR) Activity would like to thank Dr. Eric Hyman EP Contracting Officer's Representative (COR) and Activity Manager and Matthew Ogonowski, former GCC Alternate COR; Jason Seuc (currently with USAID/Indonesia); and Manuel Cerrato (ECAM).

CEADIR would also like to thank the renewable energy developers and operators and representatives from financial institutions, associations, and regulatory authorities who participated in the survey. Dr. Marcia Trump (former CEADIR Chief of Party) and Pablo Torres (current CEADIR Chief of Party) provided guidance and quality assurance during the field work and preparation of this report. Diane Ferguson and Alexa Smith-Rommel (CEADIR) provided valuable editorial support.

EXECUTIVE SUMMARY

The intermittency of renewable energy (RE) resources affects renewable electric power generation from wind, solar, and hydro power. Most projections foresee large fluctuations in precipitation in Central America, a region already subject to periodic severe drought and floods. Weather-indexed parametric insurance can reduce the resource risk. This type of insurance pays policyholders a fixed, agreed amount of money when insufficient or excessive resource flows reach a predefined threshold. Unlike damage-based insurance, parametric insurance does not require a costly, slow, and conflict-prone adjustment process to determine payouts to policyholders. The demand for parametric insurance for RE is likely to grow with continued expansion of RE power generation and concerns about weather and climate risks.

Parametric insurance reduces the risk of cash flow problems from potential revenue losses and contract penalties. Payout amounts are agreed in advance and tied to specified triggers based on readily available hydrometeorological data from independent sources. As a result, clients can obtain payouts relatively quickly. RE companies and the banks that financed them have borne these risks, instead of sharing and diversifying the risks with insurers.

Some reinsurance companies already sell parametric insurance for RE generators in large markets, such as Brazil and Mexico. These companies have expressed interest in offering similar products in smaller countries if there is sufficient demand for relatively large policies. For example, Swiss Re is willing to sell parametric insurance policies with annual premiums of at least $100,000. Swiss Re estimated that a policy of this size would be feasible for hydropower facilities with: 1) a capacity of 10 MW or more, 2) a plant factor of at least 35 percent, 3) an electricity price of $0.09/kWh, and 4) an annual turnover of at least $2.76 million. GCube and Munich Re have also offered parametric insurance for RE generators in some countries. However, parametric insurance for RE power producers was not available in Central America, but some government- or donor-funded pilots have offered parametric insurance for farmers in the region.

CEADIR assessed the potential market for parametric insurance for RE in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama. It analyzed business opportunities, cost, willingness to pay, subsequent willingness to lend/invest, impact on interest rates, bank requirements, bundling feasibility, and insurance companies' willingness to offer parametric insurance. It collected data from 48 stakeholders, including insurance regulators, RE companies, banks, insurers, and business associations in RE, finance, and insurance.

Weather-indexed insurance has not been available for RE generators in El Salvador, Guatemala, Honduras, or Panama, although there have been some limited weather-indexed insurance opportunities for farmers. RE generators in El Salvador expressed particular concerns about flood risks. Insurance company and bank representatives interviewed by CEADIR stated their willingness to consider offering parametric insurance for RE generation, but worried that potential clients would find the product too costly and the application process time-consuming.

Interviewed representatives of the insurance and banking industry in Guatemala agreed that the parametric insurance for RE generators could be based on rainfall, reservoir level, river flows, and average wind speed indexes. However, they also expressed concern about the costs of parametric insurance and its usefulness given the availability of damage-based insurance.

Five of the seven RE generators interviewed in Honduras were willing to consider buying parametric insurance. Three recommended a payout trigger based on a 15 percent decrease in the value of power

production. Interviewees in Panama expressed relatively high concerns about weather risks and RE resource deficits.

Domestic insurance companies in Central America were reluctant to offer parametric insurance for RE generation. CEADIR interviewed representatives of four domestic insurance companies, two insurance associations, and three insurance regulatory agencies in the four countries. This relatively small group of insurance companies expressed interest in making parametric policies available for RE generation if they have the legal authority to do so and their risks are limited by the financial participation of a transnational reinsurance company. They also wanted a reinsurer with experience in this product to provide them with training.

CEADIR also found a need to help potential clients understand the benefits of parametric insurance. Most of the interviewed RE generators perceived increasing weather and climate risks in the short and medium terms, but they were uncertain whether the costs of parametric insurance would exceed the benefits. RE generators also identified a need to improve the reliability of local meteorological and hydrological data to determine payout triggers and amounts. Nevertheless, 80 percent of the RE industry respondents expressed interest in buying parametric insurance. Seventy-five percent of the RE industry respondents preferred a group insurance product over an individual policy to help reduce premium costs.

CEADIR identified the following challenges for the parametric insurance market for RE generators:

- Insufficient familiarity with the product by insurance companies, insurance and energy regulators, and RE generators;
- Paperwork and documentation requirements for buying the product;
- Product terms and conditions;
- Premium costs and concerns about the value of parametric insurance relative to the costs and other types of insurance, such as damage-based insurance or business interruption insurance;
- Inadequate network of local hydrometeorological stations or insufficiently reliable data from the stations and limited or slow access to satellite and other remote sensing data;
- Availability of loans from banks that do not require RE developers to buy parametric insurance;
- Potentially lower costs for RE companies to manage their cash flow risks through reserve funds, credit lines, new loans, or renegotiation of existing loans;
- Small size of RE generation units in Central America (most have a capacity of less than 100 MW and a large proportion are smaller than 20 MW). Small-scale RE generators may be less willing or able to buy parametric insurance than large ones;
- Profitability. It might not be sufficiently profitable for large insurance or reinsurance companies to offer parametric insurance for RE generators in small country markets due to the high transaction costs and limited volume of business;
- Covariant risks. Central American countries are small, and many of the photovoltaic (PV), wind, and hydro power generators in the region face similar risks in a particular year. Domestic insurance companies may be unwilling to accept these risks unless they can limit their maximum payout exposure through reinsurance from transnational companies; and
- Legal barriers to entry for transnational reinsurance companies or cost-reflective rate-setting by primary insurers. The ability to buy reinsurance may be critical in convincing domestic insurance companies to offer parametric insurance for RE generation. Primary insurers will pass reinsurance costs on to their clients through premiums.

CEADIR proposed the following recommendations for developing the market for parametric insurance for renewable electric power in Central America:

Need for primary insurers to share risks with reinsurance companies and benefit from their expertise. Domestic, primary insurers in Central America may be willing to offer parametric insurance policies to renewable power generators if they can share the covariant risks with reinsurance companies and benefit from their technical expertise. Panama was the only country in the region with a substantial, domestic reinsurance industry. Primary insurers in the other countries will have to partner with transnational companies.

Pilot tests of products and pricing. RE developers in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama still had a limited understanding of the characteristics, advantages, and disadvantages of parametric insurance. Primary insurers can experiment with different product specifications and pricing before scaling up this new product line. Governments and development assistance organizations can consider providing short-term incentives to develop the market. Information dissemination activities will be needed. Since parametric insurance policies are typically offered on an annual basis, insurance and reinsurance companies can evaluate their initial experiences and make prompt adjustments in their marketing approaches, policy terms, conditions, and premiums.

Market aggregation through bundled or group policies. The relatively high transaction costs of serving a large number of small renewable electric power facilities can be reduced by allowing owners of multiple RE generation units to buy bundled coverage for all of their facilities. Transaction costs can also be reduced by selling group parametric insurance policies through RE industry associations, but they are likely to want a commission for participating.

Bank incentives for borrowers to purchase parametric insurance. Many renewable electric power generation facilities are capital intensive and require financing for 10-15 years or more. Banks often provide loans for up to 70-80 percent of the capital costs for developers with long-term contracts to sell electricity, especially if there is a guaranteed minimum price in a stable or inflation-adjusted currency. Banks have an incentive to encourage or require their RE borrowers to purchase parametric insurance to reduce loan repayment risks. Some banks might be willing to offer a lower interest rate or partial premium credit to borrowers that have insurance for RE resource risks.

1. INTRODUCTION

1.1 BACKGROUND AND OBJECTIVES

In 2015, the USAID-funded CEADIR) Activity assessed the market for RE and energy efficiency (EE) financing in El Salvador, Guatemala, and Honduras. At that time, the bulk of clean energy (CE) lending in the three countries had come from regional or international financing sources because many domestic banks were reluctant to provide CE loans due to high perceived risks. This assessment highlighted the need to provide training and tools to increase domestic bank lending for CE. It also recommended use of new financial instruments, such as insurance, that could reduce the risks (Enriquez *et al.* 2015).

CEADIR trained bank managers and staff on technologies and business models for CE development, appropriate loan products, and market and risk assessments using the Clean Energy Lending Toolkit developed by the USAID-funded Analysis of Investments in Low-Emission Growth Activity. CEADIR translated this toolkit into French and Spanish and provided diagnostics and training to help interested banks in four Central American countries and eight West African countries begin or expand CE lending (Counts *et al*. 2014). The USAID regional mission for El Salvador, Central America, and Mexico (ECAM) also asked CEADIR to assess the potential market for parametric insurance to reduce RE resource risks for utility-scale PV, wind, and hydro power generation in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama.

Parametric insurance provides a cash payout agreed in advance, rather than a payout based on the actual losses incurred, when a specified triggering event occurs. Parametric insurance is most suitable for low-frequency, high-intensity losses. Because payouts are limited, it can be a viable product for insurance companies to offer when there is insufficient information to underwrite coverage of actual losses. For RE power generation, parametric insurance pays policyholders when severe, adverse weather conditions reduce the availability of the natural resources needed for power production. This report describes the characteristics, advantages, disadvantages, and potential markets for parametric insurance for RE power producers. It does not address conventional insurance that covers physical damage to property, structures, and equipment due to extreme weather (such as hurricanes or wind storms).

The rest of section 1 describes the scope and methods of the study, RE resource availability for electric power, trends in renewable electric power capacity in the four countries, and weather and climate risks for renewable electric power in Central America. Section 2 discusses the purpose, characteristics, and design of parametric insurance for renewable electric power generation. It also covers the roles of insurance and reinsurance companies and other supporting organizations. Section 3 summarizes the market for all types of insurance in the four countries and key performance indicators for the industry and major firms. It also discusses prior experiences with parametric insurance in the countries, mainly in agriculture. Section 4 presents the findings of the interviews with key stakeholders, by country and aggregated. Section 5 offers conclusions and recommendations. Annex A describes the methods used in the interview. Annexes B to F contain the interview questionnaires in Spanish.

1.2 SCOPE AND METHODS

This study addressed the following questions on parametric insurance for renewable electric power generation in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama:

1. What is the business opportunity for domestic insurance companies and international reinsurance companies for parametric insurance? How will climate change risks be addressed?
2. What would parametric insurance cost?

3. What is the willingness to pay for this insurance?
4. Would the availability of this insurance affect bank willingness to lend or equity investor willingness to invest? Would banks be willing to offer a lower interest rate to borrowers with this insurance? If so, how much?
5. Would banks be willing to require this insurance? If so, would this requirement facilitate or impede RE lending?
6. Would it be feasible to bundle this insurance for small RE facilities to reduce administrative costs? How could bundling be implemented with different owners?
7. Are domestic insurance companies interested in offering this new product? Would they like to purchase reinsurance from an international company?

CEADIR reviewed literature on weather and climate change risks and management strategies for renewable electric power production in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama. The team identified the characteristics and benefits of parametric insurance for the RE industry, pilot products for RE and agriculture, and challenges. CEADIR assessed the insurance industry in Central America with special emphasis on the four countries, including market size and trends, product composition, concentration, and rankings of insurers and international reinsurers.

CEADIR developed five questionnaires to collect data from insurance regulators; RE companies; banks; insurers; and business associations for RE, insurance, and banks. The questionnaires addressed

- General data: date of the interview, country, company, type of RE technology, location, installed capacity, and tariff;
- Perceptions and attitudes toward climate risks in general;
- Perceptions on probability of occurrence and magnitude of impact of climate risks on RE projects;
- Future expectations in relation to climate risks;
- Climate risk management strategies; and
- Willingness to pay for coverage.

Respondents were asked about RE resource flows that were either too low or high for the type of power they generated. For example, wind power producers were asked about the lost revenues and penalties from insufficient wind to meet anticipated electricity generation and shutdowns to avoid damage from excessive wind speeds.

The sampling frame included 88 interviewees, representing 40 RE companies, 16 banks, 16 insurers, 12 associations (one RE company association, one insurance company association, and one bank association in each of the four countries), and four insurance regulatory agencies. However, only 48 of the invited interviewees responded: 20 RE companies, 14 banks, four insurers, three RE business associations, two insurance associations, two banking associations, and three insurance regulatory agencies. Many of the participating RE companies owned more than one facility. The number of banks and insurance companies serving the renewable electric power market in the region was relatively small.

Some requested interviewees, especially from banks and insurance companies, declined to participate because they were not familiar with the renewable power generation industry, weather and climate risks for RE, or parametric insurance. Some representatives of transnational RE companies did not participate because they would have needed approval from managers based outside the region. Some respondents completed only part of the questionnaires due to limited knowledge or authority.

1.3 RE RESOURCE AVAILABILITY FOR ELECTRIC POWER

Hydropower, solar and wind power are intermittent resources that are subject to daily, seasonal, and annual variability in electricity generation. RE resource variability can substantially reduce renewable power generation for a specific unit or a company with multiple facilities. This supply risk affects RE developers and operators, the banks that finance them, and the utilities and final consumers that buy electricity. Wind and hydropower generators face persistent challenges in managing the intermittent nature of hydropower, wind, and solar energy resources. Weather variability can cause major fluctuations in the amount and timing of electricity generation, affecting revenues, contract penalties, and the capacity to repay loans or other financing and operating costs. Cash flow fluctuations can affect the ability to obtain financing by increasing credit risks.

Climate change is expected to increase the frequency and magnitude of droughts and extreme rain events at the global level, but the effects in specific locations are difficult to predict. Some areas may become more prone to droughts, while others may become wetter. Countries with high reliance on hydropower may face national shortages of electricity during severe droughts. Van Vliet *et al.* (2016) found that world hydropower generation has been five percent below the long-term average in major drought years. Hydropower plants typically sell electricity to the grid under power purchase agreements at prices that vary across the dry and rainy seasons and time of day (daily peak load period, daily low load, and night). These pricing arrangements can increase the impact of water resource risks for hydropower.

The impacts of weather variability and climate change differ for hydropower systems based on reservoirs, run-of-river dams, and pumped storage dams (see definitions in Box 1). The impacts also depend on local geomorphology, hydrology, land uses, and vegetative cover. *Reservoirs* store large amounts of water to reduce short-term fluctuations in hydropower generation, but are susceptible to droughts that reduce their water storage and high temperatures that increase evaporation rates. Prolonged droughts can sharply reduce the amount of hydropower that can be generated from reservoir dams over a year or multiple years, causing major cash flow and loan repayment problems for these capital-intensive systems. Medium- and large-scale hydropower is usually based on reservoir dams, and these capital-intensive investments may require loan financing over 10–20 years or more to achieve expected financial returns. They may benefit from concessional financing from governments or multilateral or regional development banks.

Run-of-river dams are more susceptible to droughts than reservoir dams because they do not store water. Run-of-river dams generate much less hydroelectric power when there are low, dry season water flows or high, rainy season flows that cannot be captured. *Pumped storage* has a lower capacity to smooth fluctuations in electricity supply and demand when there is less water available to pump uphill (Beilfuss and Triet 2014).

PV electricity generation is proportional to the solar radiation (flux) that reaches the cells. Cloudy, rainy, or dusty conditions during daylight hours reduce the solar flux. PV arrays do not experience problems from high levels of solar flux.

BOX 1. TYPES OF HYDROPOWER DAMS

Reservoir dams: An impoundment is built to hold standing water. The stored water is run through turbines that activate a generator to produce electricity. This is the most common source of hydropower. Hydropower dams may also serve other purposes besides power generation, such as providing irrigation water in dry seasons and controlling downstream flooding in rainy seasons.

Run-of-river systems: These units channel part of a river's water through a canal or penstock to generate electricity. If there is a dam in a run-of-river system, it provides little or no storage. As a result, the amount of electricity generated varies with the river level and may only be intermittent.

Pumped storage dams: These dams use surplus electric power to move water to higher elevations when there is surplus electricity that either cannot be sold or can be sold only at a low or even negative price. When the power load increases or prices rise, the pumped water is released to flow down through the turbines to generate additional electricity. Although pumping water uphill consumes electricity, it increases the value of the electricity that is sold (Manion *et al.* 2019).

Wind turbines produce less electricity when winds are absent or wind speeds are low. In addition, some wind turbines may need to be shut down to avoid damage when wind speeds are too high. The minimum wind speed at which turbines generally generate electricity ("cut-in speed") is eight miles per hour. The "cut-out speed" at which wind turbines are shut off is usually 55 miles per hour.

Table 1 summarizes the weather and climate risks for hydropower, wind power, and photovoltaic power. The impact of RE variability for power generators or the power grid can be reduced by combining diverse types of RE resources. Hydropower, PV, and wind often have different patterns of resource variability. Solar power and wind power resources may be more available during dry seasons or years when electricity generation from hydropower is reduced. Conversely, more hydropower may be available in rainy seasons or years when solar and wind resources are less available. Problems associated with the variability of RE resources for the power grid level can also be reduced by generating electricity in diverse locations with different resource availability patterns. However, this may not be possible in small countries with similar climatic conditions throughout.

The combination of different types of RE can reduce the *economic* risks of electricity supply shortfalls on the grid due to resource intermittency. However, it does not reduce the *financial* risks to companies that operate only a single RE facility (a common situation in Central America), rely on a single type of RE resource at multiple facilities, or operate in only one climatic zone in the country. Energy developers and operators with multiple facilities often establish separate financial subsidiaries for different generation units to prevent the risks of financial failure from affecting others.

RE generators often have contractual requirements under power purchase agreements to supply a specific amount of power per day, month, or year, and some may have time-of-day requirements. Supply shortfalls reduce sales revenues and may also lead to additional financial penalties under supply contracts. If net revenues fall below expected levels, RE developers or operators may have difficulty repaying their financing or operating costs and may incur additional interest costs and penalties. The variability of RE resources within and across years may affect cash flows beyond the range projected in business plans. The typical revenue and payment period for utility-scale RE generators is one month.

Parametric insurance can be an important strategy to reduce resource risks of a company or a particular facility. It can reduce the risk of unexpected cash flow shortfalls that can jeopardize business viability. However, premiums for this insurance are an additional cost that may reduce total net revenues in return for smoothing cash flows.

TABLE 1. Weather and Climate Risks for Hydropower, Wind Power, and Photovoltaics

Type of Risk	Hydropower	Wind Power	Photovoltaics
Excessive flows	• High rainfall or river flows damage dams, catchments, engine house, canals, roads, or other physical works	• High winds damage turbine blades or towers • High rainfall or other precipitation causes landslides or floods that damage turbines, towers, roads, or distribution lines	• High rainfall or other precipitation causes flooding or landslides that damage panels, structures, roads, or distribution lines
Deficit flows	• Low water levels in run-of-river or reservoir systems reduce electricity generation and sales • Competition with other users for river water) decreases the volume available for power generation or pumped storage • Forced purchases of more expensive electricity from other sources to fulfill supply contracts • Penalties for failure to supply the contracted amount or quality of electricity	• Insufficient wind reduces electricity generation and sales • Forced purchases of more expensive electricity from other sources to fulfill supply contracts • Penalties for failure to supply the contracted amount or quality of electricity	• Insufficient solar flux reduces electricity generation or sales • Forced purchases of more expensive electricity from other sources to fulfill supply contracts • Penalties for failure to supply the contracted amount or quality of electricity

1.4 RENEWABLE ELECTRIC POWER TRENDS IN THE REGION

Table 2 lists the total on-grid and off-grid renewable electric power capacity in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama in 2018. Hydropower provided the largest share of renewable electric power generation capacity in Central America. However, the share from solar and wind power has been increasing, and this trend is expected to continue.

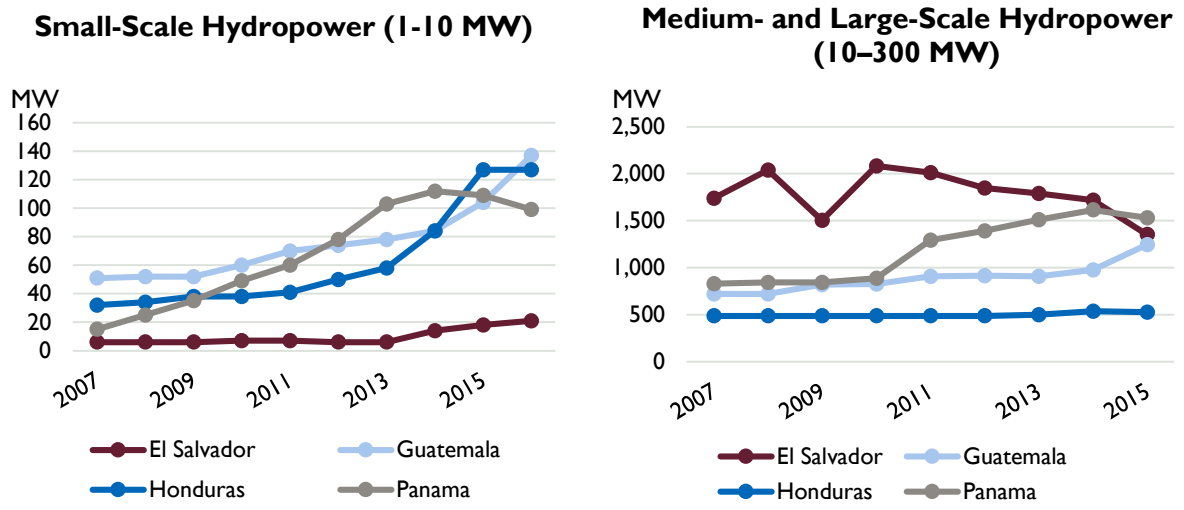
TABLE 2. Total On-Grid and Off-Grid Capacity of Renewable Electric Power in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama in 2018

Country	Total On-Grid and Off-Grid Renewable Electric Power Capacity (MW)	Off-Grid Renewable Electric Power Capacity (MW)
El Salvador	1,250	12.6
Guatemala	2,995	8.3
Honduras	1,692	5.3
Panama	2,261	28.2

Source: IRENA 2019

Figure 1 shows the changes in the installed capacity of hydropower by size category in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama between 2007 and 2016. Most of the installed hydropower capacity in the four countries was medium- and large-scale (10-300 MW). Between 2007 and 2016, the total capacity of small-scale hydropower (1-10 MW) increased sharply in Guatemala, Honduras, and Panama and moderately in El Salvador (IRENA 2017). These small-scale units were run-of-the-river systems that lacked reservoir storage to manage fluctuations in river flows.

FIGURE 1. Installed Capacity of Hydropower by Size in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama, 2007-2016[a]

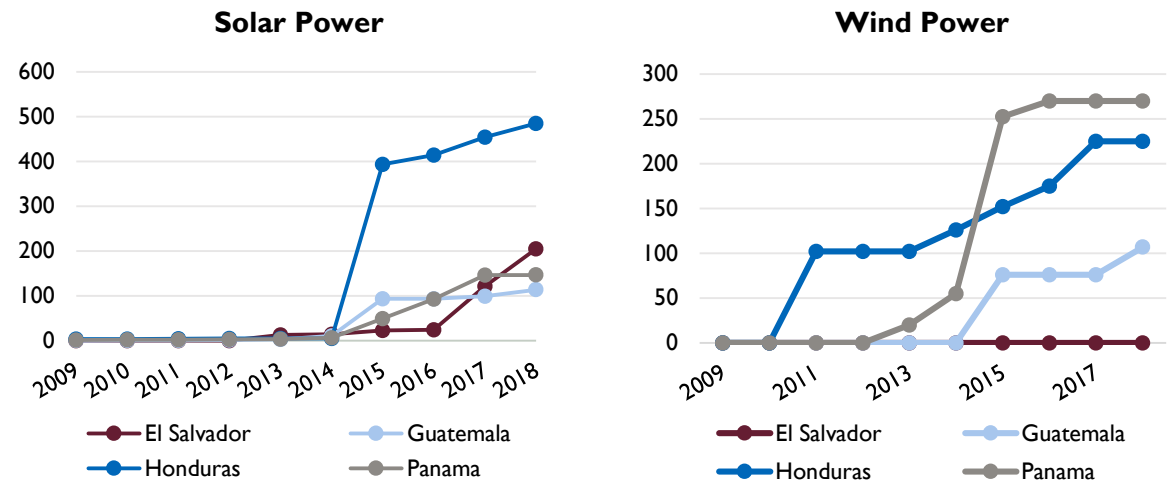


[a] Estimated for Guatemala in 2007-2010 and El Salvador in 2016.

Source: IRENA 2017

Figure 2 shows the installed capacity of solar and wind power in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama between 2008 and 2017. Solar and wind power capacity expanded during this period due to cost reductions from technology improvements, economies of scale in manufacturing, and changes in government policies. For example, the Government of El Salvador has used an auction process to increase competition in RE procurement for efficient price discovery. The resulting, long-term power purchase agreements enabled the winning bidders to obtain bank financing (Molina, Scharen-Guivel, and Hyman 2018). Recent trends have also favored PV and wind power over medium-and large-scale hydropower, which has greater risks of negative environmental and social impacts (Manion *et al.* 2019).

FIGURE 2. Installed Capacity of Solar and Wind Power in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama, 2008-2018 (MW) [a]



[a]Wind power data were not reported for El Salvador

Source: IRENA 2017

1.4.1 EL SALVADOR

In 2018, the installed capacity of electricity generation from RE sources was 1.25 gigawatts (GW), including 0.575 GW from hydropower, 0.279 GW from sugarcane bagasse, 0.204 GW from geothermal, and 0.184 GW from photovoltaics. No utility-scale wind power units were in operation (IRENA 2019). However, the Government of El Salvador had signed power purchase agreements for 50 MW of wind power in 2017 (Enriquez *et al.* 2018a). RE sources constituted 63 percent of the total installed capacity of 1.9 GW (Rojas Navarrete 2018). The Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa, a parastatal utility, owned the large-scale hydropower facilities. The private sector only owned three percent of the total installed capacity of hydropower, and all units were small with a capacity below three MW.

1.4.2 GUATEMALA

Between 2008 and 2017, Guatemala's installed RE capacity grew at an average annual rate of 8.8 percent. The country was a net exporter of electricity in most years between 2011 and 2016 (Cardona *et al.* 2018). In 2017, RE constituted 68.5 percent of electricity generation (11,490 GWh). The largest RE source was hydropower, contributing more than 50 percent of total generation (Rojas Navarrete 2018). In 2018, Guatemala had 2.900 GW of RE capacity, including 1.6 GW of hydropower, 1.094 GW from bagasse, 0.114 GW of PV, and 0.107 GW of wind power (IRENA 2019).

The Empresa de Generación de Energía Eléctrica, a parastatal utility, owned the largest hydropower plant (284 MW) and other large-scale units. Private companies owned 53 percent of the total hydropower capacity. All of the privately owned systems were below 100 MW, and the median size was 15 MW.

1.4.3 HONDURAS

In 2018, Honduras had 1.7 GW of installed capacity for renewable electric power, including 0.706 GW from hydropower, 0.451 GW from PV, and 0.225 GW from wind power (IRENA 2019). The

proportion from hydropower is expected to increase due to facilities already under construction and plans for additional investments.

The Empresa Nacional de Energía Eléctrica, a parastatal utility, owned the largest hydropower plant, which had a capacity of 282 MW. It also operated other hydropower facilities, most with a capacity of more than 20 MW. The private sector owned 28.5 percent of the total installed capacity of hydropower. All of the privately owned hydropower plants had an installed capacity of less than 50 MW, the maximum size eligible for government incentives. Most private hydropower units were small; the median capacity was five MW.

1.4.4 PANAMA

IRENA (2019) reported that the installed capacity for renewable electric power was 2.261 GW in 2018, including 1.812 GW of hydropower, 0.147 GW of utility-scale PV (15 facilities), and 0.270 GW of wind power. RE constituted about 65 percent of Panama's installed capacity for electricity in 2018.

The largest hydropower plant had a capacity of 300 MW. There were 20 small, run-of-the-river hydropower units with capacities of less than 10 MW, the maximum size eligible for government incentives.

1.5 WEATHER AND CLIMATE RISKS FOR RENEWABLE ELECTRIC POWER IN CENTRAL AMERICA

Weather refers to short-term atmospheric conditions. It varies across the seasons of a year and may change from one year to the next due to periodic meteorological phenomena. *Climate* refers to long-term averages of weather patterns. *Climate normals* are often defined as averages over the past 30 years. If the climate is changing, historical data are no longer as useful in predicting future conditions.

Climate change is expected to increase average and maximum local temperatures in Central America. It is more difficult to estimate the effects of global warming on precipitation and winds than on temperatures. Global warming may increase rainfall in some areas and decrease it in others. Climate change is also likely to increase the frequency of extreme weather events and affect the timing and duration of dry and rainy seasons. As a result, some areas that may have higher annual rainfall could receive a higher share of the total in severe storms. These areas could also experience longer and more severe periods of drought during the year.

General circulation models downscale the effects of global climate changes over a relatively large area and cannot account for local microclimates. Different models may produce different projections at the national and subnational levels, particularly in small countries. Averaging the projections of all of the models is unlikely to produce more accurate results since some models are newer, incorporate better data, and address more complex relationships among the relevant variables and feedback effects.

Central America had three of the 10 countries in the world most affected by climate risks between 1996 and 2015—Honduras, Nicaragua, and Guatemala (Kreft *et al.* 2016). The frequency of extreme weather events increased in the region over the past 30 years (Hewitson *et al.* 2014). Central America's narrow land area between two oceans in the tropics makes it susceptible to severe hurricanes and impacts from the periodic El Niño Southern Oscillation and La Niña weather patterns.

Between 1931 and 2015, Central American countries experienced 375 extreme weather events associated with hydrometeorological phenomena (floods, storms, landslides, mudslides, and storms). The number of natural disasters associated with hydrometeorological phenomena in the region has increased an average of six percent per year since the 1970s (ECLAC 2018).

Between 2005 and 2014, natural disasters in Central America caused economic losses of $5.8 billion, over 3,410 deaths, and the displacement of hundreds of thousands of people. Hydrometeorological events were the most common causes of the natural disasters and had the widest geographical extent and impact (Ishizawa and Miranda 2018). Over the last two decades, the number of floods in Central America doubled compared to the period between 1971 and 1990. The frequency of landslides and extreme temperature events also increased in recent years (ECLAC 2018).

The rainy season in Central America has started later each year since around 1950. Precipitation has become more irregular in location and timing, while the intensity of rainfall events during the rainy season has increased. Table 3 shows projected changes in climate in various parts of Central America and northern South America.

TABLE 3. Climate Change Models and Projections for Latin America

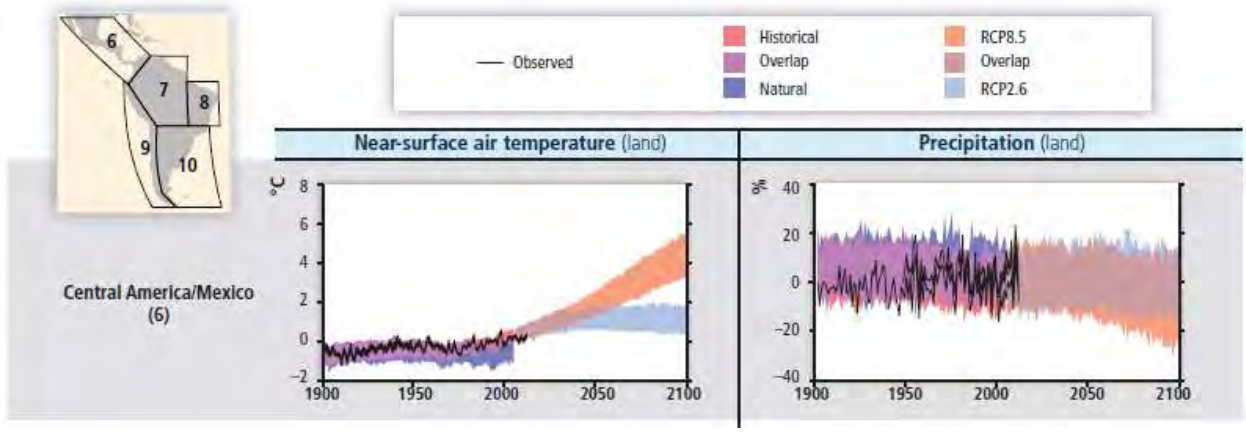
Climate Aspects (Location)	Climate Models	Projected Climate Changes	References
Air temperature by 2075 and 2100 (Central America)	9 CMIP3 models, A2	Temperature increase of 2.2°C by 2075 and 3.3°C by 2100	Aguilar *et al.* 2009
Rainfall (Central America and Venezuela)	20-km MRI-AGCM3.1S model, A1B	Rainfall change ±10 percent by 2079	Kitoh *et al.* 2013
Air temperatures (Central America)	20-km MRI-AGCM3.1S model, A1B	Temperature increase of 2.5–3.5°C by 2079	Hall *et al.* 2013
Precipitation, evapotranspiration, and soil moisture (most of Central America)	20-km MRI-AGCM3.1S model, A1B	Precipitation decrease of 5 mm/day Evapotranspiration increase of 3-5 mm/day Soil moisture decrease of 5 mm/day	Nakaegawa *et al.* 2014
Rainfall (Honduras, Nicaragua, northern Colombia, and northern Venezuela) Rainfall (Costa Rica and Panama) Temperature by 2071–2100 (Central America)	PRECIS forced with HadAM3, A2	Rainfall decrease of −25-50 percent Rainfall increase of 25-50 percent Temperature increase 3-6°C	Campbell *et al.* 2011
Precipitation and temperature by 2100 (Central America)	PRECIS forced with HadAM3, A2	Precipitation decrease of 24-48 percent Temperature increase of 4-5°C	Marengo *et al.* 2011
Air temperature and precipitation by 2100 (Central America	23 CMIP3 models, A1B	Temperature increase of 3-5°C Precipitation decrease of 10–30 percent	Giorgi and Diffenbaugh 2008
Rainfall by 2099 (Panama)	20-km MRI-AGCM3.1S model, A1B	Rainfall increase of 5 percent	Fábrega *et al.* 2013

Source: Adapted from Hewitson *et al.* 2014

Most studies and models have projected large changes in precipitation in central america, including significant reductions in northern central america and increases in southern central america. Changes in precipitation can have varying impacts depending on the timing, magnitude, and local context.

Figure 3 shows projected changes in land air temperatures and precipitation in Central America through 2100. These changes are expected to increase evapotranspiration and reduce soil moisture in most areas during all seasons.

FIGURE 3. Projected Changes in Land Temperatures (Degrees Celsius) and Precipitation in Central America by Representative Concentration Pathway through 2100[a]



[a] Black lines indicate measured values. Shading denotes the 5th to 95th percentile range of climate model simulations driven by 63 simulations of historical changes in anthropogenic and natural drivers and 34 simulations of historical changes in natural drivers. The Intergovernmental Panel on Climate Change defined the Representative Concentration Pathways by total radiative forcing from anthropogenic emissions of greenhouse gases from all sources (watts per square meter).

Source: Hewitson *et al.* 2014

Overall, Central America has abundant water resourcesl. However, the distribution of water availability has varied, especially between the Pacific and Atlantic coastal areas. Seasonal and annual variations have been large. The region has been subject to periods of severe drought and severe flooding (ECLAC 2013a).

Many of the models in Table 3 projected future decreases in water runoff in El Salvador, Guatemala, and Honduras. Lower runoff is likely to increase electricity shortfalls in these countries, which generate a substantial share of their supplies from hydropower. In 2017, hydropower provided 33.5 percent of electricity generation in El Salvador, 50.2 percent in Guatemala, 33.0 percent in Honduras, and 66.3 percent in Panama (Rojas Navarrete 2018). The Lempa River Basin is one of the largest in Central America, spanning parts of El Salvador, Guatemala, and Honduras. Maurer, Adam, and Wood (2009) projected that climate change may reduce water flows to major reservoirs in the Lempa River Basin by 20 percent due to lower precipitation and higher evapotranspiration.

ECLAC (2013a) assessed the effects of climate risks on two large hydropower facilities—Cerrón Grande in El Salvador and Chixoy in Guatemala. Under a less favorable scenario, changes in temperatures, annual precipitation, and intra-annual patterns could decrease hydropower generation from these two facilities by over 20 percent by 2020, 40 percent by 2050, and 70-80 percent by 2100. Under a more favorable scenario, electricity production from the two facilities would increase 4-6 percent by 2020 and then decrease 17-26 percent by 2100.

2. PARAMETRIC INSURANCE FOR RENEWABLE ELECTRIC POWER

2.1 PURPOSE, CHARACTERISTICS, AND DESIGN

There are four general approaches to handling risk:

- **Avoid Risk.** When the probability of occurrence and likely impact are high, and there are insufficient organizational resources to mitigate the risk.
- **Transfer Risk.** When the consequences of a risk event can be severe, the probability is low, and it is not cost-effective to control the risk.
- **Accept Risk.** When the probability and impact of the risk are within acceptable limits or the potential loss is minor relative to the cost of controlling the risk.
- **Control Risk.** When the probability is high, expected impact is medium to low, and it is cost-effective to manage the risk (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) 2004, COSO 2017).

The appropriate management approach varies with the magnitude and probability of the risks and the local context.

Weather and climate risks are unavoidable for RE operations, and they are uncertain because their probability of occurrence is unknown. Companies cannot control these risks, and their impacts can be costly. Risks can be transferred through insurance or hedging contracts. However, it might not be possible or cost-effective to transfer all the risk. Insurers may be unwilling to cover all of the potential risk, and insurance premiums or hedging contracts can be costly.

Parametric insurance for renewable electric power generators provides policyholders a predefined, fixed amount of money when insufficient or excessive RE resource flows reach an agreed threshold as documented in standard, available local data on rainfall, wind, or solar flux. Parametric insurance policies often specify several payment amounts associated with different levels of deficits or excessive RE resources. Parametric insurance can be less expensive than insurance based on actual assessed damages because it eliminates the administrative costs and litigation potential of the claims adjustment process.

Ideally, parametric insurance triggers and data sources should have a high correlation with reductions in a facility's ability to generate electric power:

- **Losses caused by insufficient RE resources**. When resource flows fall below a certain threshold, the facility may stop generating power or may only operate at a low production rate to avoid damaging infrastructure or equipment.
- **Losses caused by excessive RE resources**. Too much water or wind over a short period of time may cause physical damage to infrastructure such as dams, channels, pipes, turbines, other equipment, buildings, and roads.

When insufficient or excessive RE resources interrupt power generation, companies will lose sales revenues and may also incur penalty fees for failure to supply contracted amounts of power. Conventional damage-based insurance does not cover these income losses or contract penalty fees.

Parametric insurance is only likely to be feasible for buyers and sellers if unusually severe weather is responsible for the decrease in RE resource availability. It would be expensive to obtain this insurance

to cover moderate risks from normal weather fluctuations, poorly designed facilities, or bad operating decisions. Typically, parametric insurance uses standard, local weather data as the trigger for payouts to ensure transparency and keep administrative costs low. The insurance providers and RE generators negotiate fixed payouts for various weather conditions that are specified in the policies. The payouts usually only cover part of the actual losses so that premiums costs can be reduced.

Parametric insurance for renewable electric generation is a new product in most countries. Insurers and potential customers in developing countries may be unfamiliar with these policies. The relatively low administrative cost for assessing payouts can make parametric insurance a potentially attractive product for insurance companies. However, insurers may find it difficult to price the product without reliable, historical data on local weather and hydrologic flows. Insurers will also need to consider how climate change may affect the risks because historical data might not reflect future conditions well. Insurers can reduce climate change risk by limiting the term of insurance policies to one year and repricing them annually.

Since parametric insurance can be customized for clients, the triggers do not have to be based on weather or hydrological data. Alternatively, low reservoir levels can be used as a more direct measure of the risks to power generation than rainfall for reservoir-based hydropower. It may be easier for hydropower generators to estimate potential income losses from low reservoir levels than low rainfall. The impacts of low rainfall on reservoir levels can also be estimated through hydrological models, but modeling is complex and requires extensive data and assumptions.

Parametric insurance can be based on electricity generation shortfalls associated with insufficient or excessive RE resources. However, production shortfalls may also result from other risks, such as the financial situation of the company and market conditions.

Customized parametric insurance is likely to have higher transaction and administrative costs than a standardized policy for similar types of clients. Insurers can also reduce their marketing and transaction costs if they sell group policies to clients with similar needs and conditions. A bank or industry association can bundle clients for an insurance pool. Banks that finance capital investments or operating costs for RE generation may be able to reduce loan repayment risks by requiring or providing an incentive to RE borrowers to buy parametric insurance.

Insurance companies will agree to take on the risk when they expect that they will be able to earn a profit from the premiums and investment returns on the premiums, taking into account the expected payouts. Primary insurers may also be able to transfer part of the risk by buying reinsurance from other companies if it is available and not too costly. Reinsurers can pool and diversify their risks across a large portfolio and also expect to earn a profit. Hellmuth *et al.* (2009) described the basic requirements for successful parametric insurance:

1. Legal authorization under the insurance and power generation regulations and rate setting. Policy advocacy efforts may be needed to establish or improve the legal and regulatory framework.
2. Information dissemination and marketing efforts so that potential buyers will understand how this new type of insurance works.
3. The ability of insurers to design and price insurance products and manage their risks for profitable operations at a sufficient volume of business. Insurers will need to control the risks of making erroneous payouts, failing to make required payouts, and premiums that do not cover client losses.
4. Insurers, reinsurers, and clients need reliable weather, climate, and hydrological data. There should be at least 20 years of comprehensive, local historical data.

Many developing countries do not have reliable historical data on meteorological and hydrological conditions over the past 20 years, especially in rural areas. The coverage of hydrometeorological stations is improving in many developing countries.

Insurers also need reliable forecasts when historical data do not accurately reflect future risks. To reduce this risk, parametric insurance for renewable electric power generation has generally only been offered through one-year policies. This is also the norm for most common types of business and household insurance. Insurers avoid issuing multiyear policies for new types of insurance due to their limited experience in designing, marketing, and administering these products. One-year policies are much less risky for insurers than multi-year policies because they can reassess the risks and premium prices every year. One-year policies for parametric insurance are particularly less risky for insurers if climate risks are increasing over time. Climate science and modeling and methods for projecting weather-related loss risks are also improving.

Insurance companies normally assess risk probabilities, the magnitude of potential impacts, and the *speed of onset* (how quickly impacts may occur). They also assess *vulnerability* (the anticipated reaction and recovery time and maximum downtime clients can tolerate). However, parametric insurance reduces the need for insurance companies to assess client risks, impacts, and vulnerabilities by putting more of the burden on what risks policyholders want to cover and the payouts for insured events. Since insurance is costly, clients choose how much of their potential catastrophic losses is covered.

The insurance industry distinguishes various types of risks. *Basis risk* occurs when index measurements do not accurately reflect the losses to the insured. *Design basis risk* can be reduced with good data and analysis as well as testing of contract parameters. *Geographical basis risk* refers to discrepancies between where the index was measured and the locations where the risks occur (*production field*). Geographical basis risk increases with distance and differences in climate and environmental characteristics of the index and production field locations (Global Index Insurance Facility 2019). Geographical basis risk can be reduced by increasing the number of hydrometeorological stations for greater local coverage.

Many developing countries do not meet the World Meteorological Organization recommendation for the density of hydrometeorological stations. If the density of hydrometeorological stations is low, station measurements can be supplemented with satellite and other remote sensing data and modeling (Córdova, Camacho, and Hyman 2018).

Covariant risk is a problem for companies considering sales of parametric insurance in Central America. This means that unfavorable weather conditions for RE generation may occur throughout one of these small countries or in the whole region, affecting the insurer's whole portfolio at once. Insurance companies, especially domestic companies, would be assuming covariant risk in providing parametric insurance in Central America, and this would need to be reflected in the premium. Another major concern is that climate change may increase the risks of unfavorable weather for renewable electric power generation, so premiums will need to increase over time.

Parametric insurance should not be viewed as a standalone risk management strategy for renewable electric power generation. Even if parametric insurance is available, RE generators should adopt other strategies for reducing climate risks that may be less expensive. The main risk management strategies for large- and medium-scale hydropower are increasing the water storage capacity in reservoirs and reducing or removing sediment flows that decrease the effective capacity. Small-scale, run-of-river hydropower systems can control or manage risks by scheduling maintenance work during the dry season.

Renewable electric power generation companies reduce the financial impacts of resource risks by maintaining cash reserves or obtaining credit lines to finance short-term cash deficits. Technology improvements or cost reductions can also reduce RE resource risks; examples include PV arrays that adjust to track the sun, taller or more efficient wind turbines, and battery energy storage. Remote

monitoring through smart grid technologies and good maintenance to prevent breakdowns and outages are also important in reducing weather risks to electric power generation and transmission and distribution facilities (HSB Engineering Insurance and Munich Re n.d.).

2.2 INSURANCE AND REINSURANCE COMPANIES AND OTHER SUPPORTING ORGANIZATIONS

The willingness to offer parametric insurance for renewable electric power generation in developing countries may be higher if domestic insurance companies with local knowledge collaborate with international reinsurance companies. Reinsurance companies can provide advice to the insurers and share and diversify the risks over a larger geographic area and various types of insurance products and client businesses.

GCube, Munich Re, and Swiss Re have offered insurance or reinsurance for RE equipment manufacturers and their customers. GCube's sole focus is providing insurance for RE development and operations. This company is based in the United States and the United Kingdom and has operated for more than 25 years. GCube has insured over 100 GW of RE projects under construction or operation in 40 countries. It provides insurance for many types of business risks, such as breakdowns, damage, liability, business interruption, and political risks. One of its new products is Weather Risk Transfer insurance to reduce the financial risks associated with the variability of the increasing proportion of power generation from RE resources (http://www.gcube-insurance.com/about/our-company/).

Munich Re provides primary insurance and reinsurance. It recognizes that the insurance industry can make RE development more attractive to investors by transferring risks and providing capital. The company has recognized that risk-transfer solutions for RE and climate adaptation require particular scientific and underwriting expertise. Many of these products are customized to meet client needs (Munich Re 2016).

Munich Re has offered insurance for wind turbine manufacturers that gives buyers guarantees against design and manufacturing defects for five years or more. Some wind turbine manufacturers have also guaranteed 97 percent mechanical availability and reimbursed the costs of business interruptions from mechanical problems. If a serial component breaks due to a design flaw, it can cause outages at a large number of installations, and the repairs can be costly for land-based wind farms and even more so for off-shore applications. Manufacturers who offer these guarantees often seek insurance to reduce their financial risks (Munich Re 2011).

Munich Re's Green Tech Solutions unit has sold product liability insurance to manufacturers of PV, wind, biomass, and battery energy storage products. Munich Re also sold Sales and Buyer Cover Insurance that enabled PV module manufacturers to protect customers from product defects. This was important to PV customers because some manufacturers had previously gone insolvent and their performance guarantees no longer had any value. PV module guarantees can help RE developers obtain project financing. Insurance can also make it feasible for third-party suppliers to safeguard product warranties (Abs 2017). However, RE technology product guarantees do not address the inherent risks of RE resource variability.

Swiss Re has sold insurance and reinsurance products for public sector management, risk management, and asset management, including conventional damage-based insurance and customized products. It has been a leader in assessing climate risks. Swiss Re has regularly updated its natural catastrophe models to integrate the latest scientific findings on the magnitude, frequency, and location of climate hazards. The company recognized the importance of climate risks for its clients and the world (Scotti 2019). It also supported a foundation for insurance innovations (https://corporatesolutions.swissre.com/innovative_risk/parametric/parametric.html#).

Swiss Re has been one of the most active companies in the parametric insurance business for RE clients. The company piloted parametric reinsurance products for RE generators, especially drought insurance for hydropower, in conjunction with domestic insurance companies in parts of Africa, Asia, and Latin America. It sold parametric insurance for RE generators in large Latin American markets, including Brazil, Colombia, and Mexico. If these products are successful, it may offer them later in Central America. Swiss Re was mainly interested in selling individual policies with annual premiums of at least $100,000. Swiss Re estimated that this premium would be feasible for hydropower plants with a capacity of 10 MW or more and a plant factor of at least 35 percent that can sell power at a price of $0.09/kWh or more to achieve an annual turnover of at least $2.76 million.

The insurance and reinsurance industry and development assistance organizations have developed important partnerships to address climate risk. Munich Re established the Munich Climate Insurance Initiative in 2005. This initiative develops and implements insurance solutions to climate change and fosters collaborations between the insurance industry and international development assistance organizations, financial institutions, private companies, nongovernmental organizations, and scientists.

Swiss Re has provided technical assistance to the Global Index Insurance Facility. This multi-donor trust fund has received financing from the European Union, the Governments of Japan and the Netherlands, the International Finance Corporation, and the World Bank.

A consortium of North American actuary organizations developed an Actuaries Climate Index to help inform insurers and their customers about weather trends and potential impacts (Institute and Faculty of Actuaries 2018). Cambridge University's Institute for Sustainability Leadership (CISL) facilitated ClimateWise, a global network of 29 insurance industry organizations. ClimateWise focused on increasing customer climate awareness, incorporating climate risks in their investment strategies, reducing their environmental impacts, and improving reporting and accountability (CISL 2016).

The United Nations Environment Programme (UNEP) Finance Initiative was developing climate risk assessment tools to improve the ability of insurers to assess and disclose the climate risks in their products and portfolios. It collaborated with insurance and reinsurance companies and pension funds (UNEP Finance Initiative 2018).

The United Kingdom required large insurers in the country to undergo a General Insurance Stress Test that included climate risks. Risk management advisory companies have helped insurers assess their weather and climate risks under different scenarios (Risk Management Solutions 2019).

2.3 ILLUSTRATIVE EXAMPLE OF PARAMETRIC INSURANCE FOR LARGE-SCALE HYDROPOWER

The following illustrative example shows the financial benefits and costs of a parametric insurance policy for a large-scale hydropower unit.

Assumptions

- Three weather stations located in or near the reservoir-based hydropower system's river basin provide data that are averaged and correlated with historical satellite information
- 96 percent correlation between rainfall and hydroelectric generation
- Hydropower capacity of 100 MW per hour in the absence of a drought
- 95 percent capacity use rate for 24 hours per day
- Wholesale electricity price of $0.10/KWh

Policy terms

- One-year policy at a cost of $5,000,000
- Agreed weather parameter: Total rainfall during the normal six-month dry season
- Average historical rainfall during the dry season: 900 mm
- Insurance payout trigger level: Less than 750 mm of rain during the six-month period
    - Payout: $100,000 per mm of rain below the trigger level
    - Exit level: No additional payout beyond the amount for 600 mm if dry season rainfall is below this level

Payout in a drought year with 720 mm of rain during the six-month critical period

- Claim: 750 mm (trigger) – 720 mm (actual rainfall) = 30 mm
- Payout: 30 mm x $100,000/mm = $3 million
- Exit level payout: (750 mm – 600 mm) x $100,000 = $15 million.

Table 4 shows the relationship between the insurance payout and the wholesale value of electricity sales during the six-month dry season at five rainfall levels.

TABLE 4. Hypothetical Revenues from Hydropower Sales and Parametric Insurance Payouts, by Dry Season Rainfall

Dry Season Rainfall (mm)	Difference Between Actual Rainfall and the Trigger Amount Up to the Exit Level (mm)	Parametric Insurance Payouts (U.S. Dollars)	Average Daily Power Generation (MWh)	Wholesale Power Sales (U.S. Dollars)	Wholesale Power Sales Plus Parametric Insurance Payouts (U.S. Dollars)	Gross Revenues After Parametric Insurance Cost (U.S. Dollars)
600	150	$15,000,000	456	$8,322,000	$23,322,000	$18,322,000
690	60	$6,000,000	1,026	$18,724,500	$32,966,000	$27,966,000
720	30	$3,000,000	1,824	$33,288,000	$36,288,000	$31,288,000
750	0	$0	2,280	$41,610,000	$41,610,000	$36,610,000
900	0	$0	5,382	$98,221,500	$98,221,500	$93,221,500

A hydropower facility would need to provide the following types of information to obtain a price proposal for a customized parametric insurance policy:

- Company description;
- Description and technical specifications of each hydropower facility to be covered and its environment, generation capacity, and production cost per MWh;
- Weather parameters for the policy;
- Location and characteristics of three weather stations close to the plant
    - Managed by the national meteorological agency or a reliable private company meeting the standards of the World Meteorological Organization;
    - Protected and locked;
    - Data recorded at least every 15 minutes (datalogger);
    - Whether the data transmission is automated or manually sent at least once a month;
    - Availability of a nearby back-up station if the weather station fails;
- Estimated critical level of rainfall during the dry season or other time period); and
- Time series data:

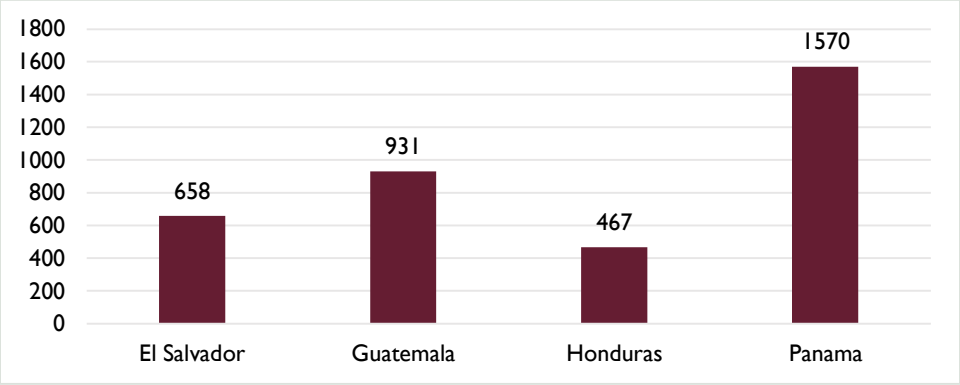
- Daily rainfall from the weather stations and/or from satellite data (upstream and representative of the water recharge basin);
- Measured daily water flows (m^3);
- Daily water level elevation at the point of derivation; and
- Daily amount of electricity generated.

3. THE INSURANCE INDUSTRY AND OTHER TYPES OF PARAMETRIC INSURANCE IN CENTRAL AMERICA

3.1 REGIONAL OVERVIEW

Figure 4 shows the total premiums paid for all types of insurance in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama in 2018. Table 5 shows the nominal and real growth in insurance premium collections in the four countries between 2017 and 2018.

FIGURE 4. Total Insurance Premium Payments in Four Central American Countries in 2018 ($ Million)



Source: Fundación MAPFRE 2019

TABLE 5. Nominal and Real Growth Rates in Local Currency Insurance Premiums, 2017-2018

Country	Nominal Growth (Percent)	Real Growth (Percent)
El Salvador	6.7	5.6
Guatemala	3.0	-0.7
Honduras	7.7	3.2
Panama	6.7	5.9

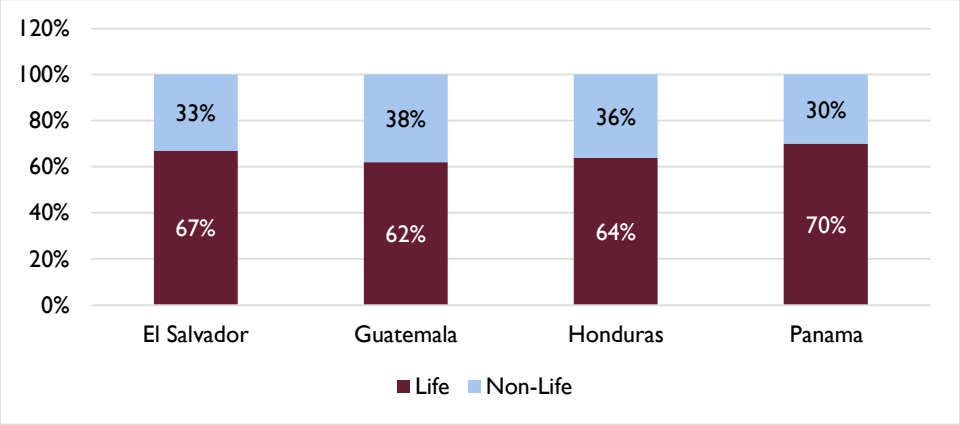
Source: Fundación MAPFRE 2019

The *insurance market penetration rate* is the ratio of total premium payments in a country to the gross domestic product (GDP). In 2018, the insurance market penetration rate was 2.5 percent in El Salvador, 2.4 percent in Panama, 2.0 percent in Honduras, and 1.2 percent in Guatemala. The *insurance density* is the average premium amount. In 2018, the insurance density ranged from $376 in Panama to $102 in El Salvador, $54 in Guatemala, and $49 in Honduras (Fundación MAPFRE 2019). These relatively low market penetration and insurance density rates indicated relatively underdeveloped

insurance markets. This may be due to a willingness to accept risk rather than pay the cost of transferring part of the risk due to relatively low incomes, limited availability of insurance or perceptions that the cost is high relatively to the value, or the need to increase marketing efforts. These markets may have high growth potential for insurance as incomes increase. However, it is important to disaggregate market analyses by type of insurance product since there can be major differences in the markets for businesses versus individuals.

Figure 5 shows the distribution of premiums between life and nonlife insurance products in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama in 2018. Life insurance premiums accounted for 62-70 percent of total insurance premiums in the four countries in 2018 (Fundación MAPFRE 2019). The concentration of the insurance industry varied across the four countries. Figure 6 shows the market shares of the three largest companies as a percentage of the total market size.

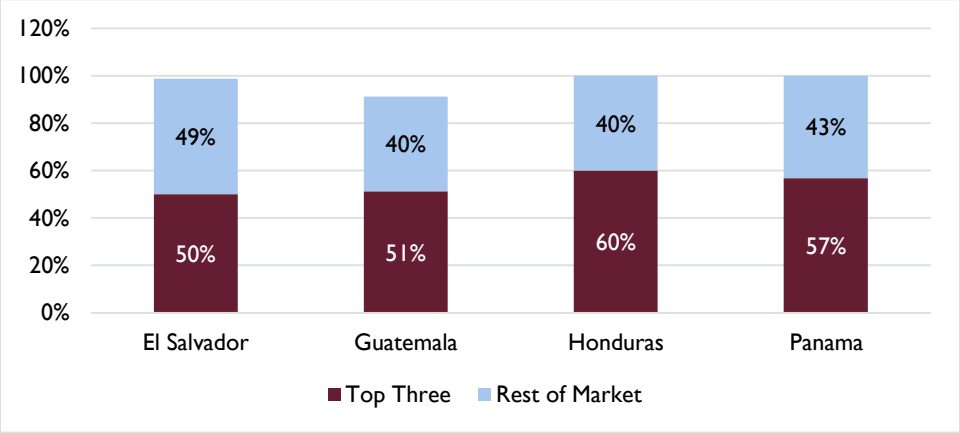
FIGURE 5. Life and Nonlife Insurance Shares of Total Insurance Premiums in the Four Countries in 2018



Sources: Fundación MAPFRE 2019

The Cámara Hondureña de Aseguradores (CAHDA), a Honduran association of insurers, implemented a $3 million project to develop agricultural insurance between 2005 and 2012. CAHDA received funding and other assistance from the Inter-American Development Bank (IDB), Central American Agricultural Council, World Bank, Central American Bank for Economic Integration, and Inter-American Federation of Insurers (ECLAC 2013b). The project aimed to: 1) improve the legal and political framework in collaboration with government agencies, insurance associations, and nongovernmental organizations; 2) design and launch an information platform; and 3) design, promote, and implement innovative agricultural insurance pilots or programs with insurance companies.

FIGURE 6. Market Shares of the Three Largest Insurance Companies in the Four Countries in 2018



Sources: CNBS 2017, SIB 2019, SSF 2019, and SSRP 2019a and 2019b

The CAHDA project led to implementation of other pilots for agricultural insurance in Guatemala, Honduras, and Nicaragua. Most of these pilots offered damage-based insurance, rather than weather-indexed insurance. They also increased the capacity of participating insurance companies to obtain regulatory approval for agricultural insurance, negotiate reinsurance contracts, and quantify the impacts of weather risks on agriculture. The most successful pilot was in Nicaragua and was a collaboration between the government and two insurance companies. Participating farmers received payouts when rainfall or temperatures were lower or higher than the triggers listed in the policies, based on data from weather stations and satellites. The Nicaraguan pilot encountered some challenges due to the low density of weather stations and scarcity of local crop yield data for statistical correlations with the weather data.

The Microinsurance Catastrophe Risk Organization (MiCRO) organized the first workshop on Parametric Insurance for Regulatory and Supervisory Authorities in Latin America and the Caribbean in October 2016. The IDB sponsored this workshop with support from the Access to Insurance Initiative, the Global Index Insurance Facility/World Bank, Swiss Re, and the International Research Institute for Climate and Society (IRI). A baseline survey found that only half of the participants understood parametric insurance before the sessions.

This organization received financial support from the IDB, the Swiss Agency for Development and Cooperation, and Mercy Corps and technical assistance from Swiss Re to promote and develop parametric insurance for farmers in Central American countries (MiCRO 2016). These policies will be offered by domestic insurers in each country. Microfinance institutions and other organizations will distribute the policies to reduce marketing and transaction costs. MiCRO hoped to provide parametric insurance to 250,000 Central American farms by the end of 2019.

Domestic insurance companies in Central America lack experience with parametric insurance for renewable electric power producers and are reluctant to offer it unless their risks are limited by a partnership with a transnational reinsurance company. Conversely, the relatively small size of the parametric insurance markets for renewable electric power in Central America may deter transnational reinsurance companies from direct sales unless domestic companies participate. In decreasing order, the transnational reinsurance companies with the largest sales of insurance products other than life insurance in Latin America in 2015 were MAPFRE (Spain), Porto Seguro (Brazil), Suramericana (Colombia), Zurich (Switzerland), Chubb (U.K.), AXA (France), Bradesco (Brazil), Allianz (German), Grupo Nacional Provincial (Mexico), Generali (Italy), and AIG (USA) (A.M. Best 2016).

3.2 EL SALVADOR

The Superintendencia del Sistema Financiero (SSF) regulated the insurance market in El Salvador under the Insurance Companies Law (Decree No. 844, issued by the Congress on October 10, 1996). Table 6 summarizes key performance indicators for the country's insurance industry in 2018. In general, the performance of the El Salvador insurance market deteriorated between 2008 and 2018, largely due to increased costs.

In 2018, the *combined ratio* (claims and expenses divided by net earned premiums) was 98.8 percent, compared to the average of 89.6 percent for the four countries in this report (lower numbers reflect better performance). The deteriorating performance reduced returns on equity and assets in El Salvador's insurance industry. The *insurance penetration rate* (ratio of premium collections to GDP) was 2.5 percent in El Salvador. The *insurance depth rate* (ratio of premiums for life insurance to premiums for all types of insurance) was 33.3 percent in 2018, the highest among the four countries. The *insurance density* (premium collections per capita) was $102 in El Salvador. This was lower than Panama's rate, but about double that of Guatemala and Honduras (Fundación MAPFRE 2019).

TABLE 6. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in El Salvador in 2018

Indicator	Percent
Retention rate (premiums retained and not sold to reinsurers)	63.7
Net loss rate (net claims over net earning premiums)	45.1
Combined ratio (claims and expenses over net earned premiums)	88.2
Return on assets	4.1
Return on equity	9.2

Sources: SSF 2019 and Fundación MAPFRE 2019

In December 2018, 22 insurance companies operated in El Salvador. Some were associated with financial institutions, such as Davivienda, ASSA, AIG, SURA, Azul, and SISA. Nine of the companies offered only life insurance, while the other 15 had a broader portfolio of insurance products. Ten of the insurance companies had some foreign ownership. Eleven were members of the Salvadoran Association of Insurance Companies. *Net premiums* are calculated from the value of policies written minus returns and cancellations. Table 7 ranks the largest insurance companies in El Salvador by net premiums in 2018. Total net premiums increased from $616 million in 2017 to $624 million in 2018 (SSF 2019). The industry's return on assets was relatively low at 4.1 percent, and the return on equity was 9.2 percent.

TABLE 7. Largest Insurance Companies in El Salvador by Net Premiums in 2018

Insurance Company	Net Premiums (Billions of U.S. Dollars)	Percent of Total
Aseguradora Agrícola Comercial, S.A.	75,868,609	12.16
Sisa Vida, S.A., Seguros de Personas	70,850,210	11.36
ASESUISA VIDA, S.A., Seguros de Personas	70,789,308	11.35
MAPFRE LA Centro Americana, S.A.	69,487,663	11.14
Aseguradora Suiza Salvadoreña, S.A.	50,444,622	8.08
Seguros e Inversiones, S.A.	40,942,515	6.56
Pan American Life Insurance Company	39,241,779	6.29
ASSA Compañía de Seguros de Vida, S.A., Seguros DE	35,914,841	5.76
Scotia Seguros, S.A.	34,158,483	5.47

TABLE 7 (CONTINUED): Largest Insurance Companies in El Salvador by Net Premiums in 2018

Insurance Company	Net Premiums (Billions of U.S. Dollars)	Percent of Total
DAVIVIENDA Seguros Comerciales Bolivar, S.A.	26,489,884	4.25
ASSA Compañía de Seguros, S.A.	24,672,235	3.95
Aseguradora Vivir, S.A., Seguros de Personas	23,096,431	3.70
Seguros del Pacifico, S.A.	12,545,744	2.01
Asoc. Coop. de Servicios de Seguros Futuro R.L.	10,435,110	1.67
FEDECREDITO VIDA, S.A., Seguros de Personas	9,723,989	1.56
Qualitas Compañía de Seguros, S.A.	7,582,439	1.22
La Central de Seguros y Fianzas, S.A.	7,068,644	1.13
Seguros Azul, S.A.	5,988,988	0.96
Seguros Azul Vida, S.A., Seguros DE Personas	4,500,316	0.72
Seguros FEDECREDITO, S.A.	2,595,721	0.42
Aseguradora Popular, S.A.	1,533,618	0.25

Source: SSF 2019

El Salvador's insurance market has consolidated through mergers and acquisitions. Three companies had 34.9 percent of the insurance market in terms of net premiums at the end of 2018—Aseguradora Agrícola Comercial, Sisa Vida, and Asesuisa Vida (SSF 2019).

In 2001, the Government of El Salvador offered damage-based, crop insurance for cotton farmers and subsidized half of the of the premium cost (Hatch *et al.* 2012). Subsequently, two companies (Seguros e Inversiones S.A. and Seguros del Pacífico) offered several types of damage-based weather insurance for agriculture (multirisk insurance including income losses; investment insurance; and plant insurance). Some international reinsurers, such as PROAGRO of Mexico, participated. In 2017, the IDB sponsored a training for Seguros Futuro and Banco de Fomento Agropecuario on the experience with parametric insurance for agriculture in Mexico. The training focused on the experience of Mexico's Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación.

In 2017, MiCRO submitted a pilot parametric insurance loan product for agriculture for SSF approval. MiCRO launched this product, Produce Seguro, in June 2018, in partnership with the Seguros Futuro company and a government development bank, Banco de Fomento Agropecuario. By the end of November 2018, 500 farmers had active policies covering droughts and excess rainfall events. Payments for weather index triggers were made within two weeks of the events (MiCRO 2018). In October 2019, 96 reinsurance companies were registered with SSF. However, none offered parametric insurance for renewable electric power generation in El Salvador.

3.3 GUATEMALA

Insurers in Guatemala were subject to the Insurance Business Act (Decree 25-2010 of August 13, 2010), Monetary Board provisions, the Banking and Financial Groups Act, the Law against Money Laundering and Other Assets, and the Law to Prevent and Suppress Financing of Terrorism. The Superintendencia de Bancos (SIB) had the lead role in insurance supervision (Pacific Credit Rating 2017). Most insurance companies in Guatemala belonged to the Asociación Guatemalteca de Instituciones de Seguros.

Total insurance premiums in 2018 were $931 million, a 0.7 percent real decrease from the previous year. Three insurers collected over 51 percent of total premium payments in 2018—El Roble (24.7 percent), G&T (18.3 percent), and Aseguradora General (8.2 percent).

Table 8 lists key performance indicators for the Guatemalan insurance industry in 2018. The performance of the Guatemalan insurance market improved between 2008 and 2018 due to better cost containment and lower claims. In 2018, the combined ratio was 88.2 percent, close to the four-country average. In 2018, the industry's return on assets was 8.4 percent, and the return on assets was 22.9 percent, the highest among the four countries. Insurance penetration was 1.2 percent of GDP, and insurance depth was 21 percent, the lowest of the four countries. Insurance density was $54, which was lower than Panama's, but about double that of Honduras (Fundación MAPFRE 2019).

TABLE 8. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in Guatemala in 2018

Indicator	Percent
Retention rate (share of premiums not sold to reinsurers)	65.2%
Net loss rate (net claims/net earning premiums)	68.5%
Combined ratio (claims and expenses/net earning premiums)	90.9%
Return on assets	8.4%
Return on equity	22.9%
Net income/net retained premiums	12.3%

Source: SIB 2019

Political and economic issues have affected the growth of the insurance market in Guatemala. The annual real growth rate was -0.7 percent in 2018. The performance of Guatemala's insurance market improved between 2008 and 2018 due to better controls and lower accident rates. Sound operational performance has led to improved profitability, return on equity, and return on assets ratios. Insurance penetration remained low at 1.2 percent of GDP in 2018 and only increased by 7.4 percent relative to 2008, compared to the average of 24.4 percent for Latin America. Insurance depth was 21 percent in 2018, compared with the Latin American average of 45 percent. However, the insurance density grew 75 percent between 2008 and 2018, similar to the Latin American average (Fundación MAPFRE 2019).

General insurers provide a range of products, such as life, damage, surety/guarantee, accident, and medical. *Consolidators* only engaged in the surety/guarantee business. At the end of 2018, there were 28 insurance companies—18 general insurers and 10 consolidators. Eight of the 28 companies had substantial foreign investment and 10 were owned by banks. Table 9 ranks the top 10 insurers by net premiums in 2017.

Transnational reinsurance companies operating in Guatemala were required to register with SIB. As of August 2017, the list of registered reinsurers included 139 entities from Germany, the United States, the United Kingdom, Switzerland, France, Spain, and several Caribbean and Latin American countries. Only a few of these reinsurance companies (e.g., Nephila, Swiss Re, and Munich Re) were actively marketing parametric insurance products and they did not offer this product in Central America.

TABLE 9. Largest Insurance Companies in Guatemala by Net Premiums in 2017

Company	Net Premiums (U.S. Dollars)	Percent of Total
Seguros El Roble	234,734,000	25.51%
Seguros G&T, Sociedad Anónima (S.A.—Incorporated)	153,781,000	17.20%
Aseguradora Rural, S.A.	83,096,000	8.37%
MAPFRE Seguros Guatemala, S.A.	63,468,000	7.51%
Aseguradora General, S.A.	60,240,000	6.79%

TABLE 9 (CONTINUED). Largest Insurance Companies in Guatemala by Net Premiums in 2017

Company	Net Premiums (U.S. Dollars)	Percent of Total
Seguros Universales, S.A.	55,041,000	6.27%
Seguros Agromercantil, S.A.	40,176,000	4.63%
Pan-American Life Insurance de Guatemala, S.A.	38,544,000	4.41%
Departamento de Seguros y Prevision de el Credito Hipotecario Nacional de Guatemala	30,786,000	2.71%
Aseguradora la Ceiba S.A.	25,296,000	2.42%
Other companies (17)	135,269,000	14.18%
Total	**892,200,000**	**100%**

Source: SIB 2017

Guatemala has experienced relatively high weather risks, particularly from the El Niño Southern Oscillation. The insurance industry in Guatemala had experience covering agricultural losses from severe droughts, floods, or other extreme weather events. This included traditional damage insurance for medium- and large-scale farms and micro-insurance for small-scale farms.

G&T launched the first agricultural insurance product in the country in the year 2000 with Seguros Columna (the insurance unit of the national cooperative system) and PROAGRO (a Mexican company that specializes in crop and livestock insurance). Several transnational reinsurers also participated—Munchener Rück, AAR+V Versicherungs AG, Hannover RE, ARCH Reinsurance Ltd, and SCOR Switzerland AG. This insurance was based on estimated revenue losses from crop damage. It was not parametric insurance.

In 2014, G&T reported that only 100,000 ha of land were covered under the damage-based agricultural insurance policies. In 2016, G&T had a 95 percent share of the agricultural insurance market. Seguros Columna and Banrural had the balance of the market. G&T reported the following challenges to increasing its sales: 1) farmer inexperience with buying agricultural insurance; 2) information asymmetries on climate and geography; 3) unsupportive policy and regulatory environment; 4) high premium costs due to the risks and applicability of the value-added tax; and 5) nonparticipation by domestic banks.

In 2013, the Ministry of Agriculture, Livestock, and Food requested World Bank support for a feasibility study on indexed agricultural insurance for drought risks. This resulting report concluded that the Insurance Business Act needed to be revised to allow parametric insurance since it only recognized life and damage insurance. Article 39 of this law prohibited insurers from marketing insurance products that had not been registered with the SIB. The report also recommended that the Government of Guatemala provide funding for a parametric crop insurance product that would be commercialized by private insurers. The Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología, e Hidrología (INSIVUMEH) would provide the weather data (World Bank 2013).

Low-resolution data from the Tropical Measurement Mission satellite have generally underestimated rainfall in Guatemala. INSIVUMEH has used geoWRSI software to improve rainfall estimates. Use of this software in conjunction with local weather stations has improved the resolution of the satellite data from a 25 km × 25 km to a 5 km × 5 km scale. However, there were only about 70 active weather stations in the country.

In November 2016, MiCRO launched an index-based, micro-insurance project for droughts, floods, and earthquakes. The insurance was available through an insurance company, Aseguradora Rural, and Banrural, a microfinance organization. By November 2018, 8,000 Banrural clients (farmers and small- and medium-scale enterprises) had obtained a combined product that included microfinance and parametric insurance (MiCRO 2018). However, parametric insurance was not available for renewable electric power producers.

3.4 HONDURAS

The Honduran insurance market was governed by the Law on Financial System Institutions (Decree No. 22-2001, which became effective in 2011). The Comisión Nacional de Bancos y Seguros (CNBS) provided oversight for the insurance and banking industries.

The Honduran insurance industry had net premium sales of $467 million in 2018, a 3.2 percent in real (inflation-adjusted) terms over the previous year. The insurance market in Honduras was relatively concentrated. Three companies issued 60 percent of the total premiums: MAPFRE (19.4 percent), Atlántida (15.8 percent), and Ficohsa Seguros (2.8 percent). Ficohsa Seguros and Atlántida were owned by bank groups. Approximately 32.3 percent of total premiums received in 2018 were for life insurance (Fundación MAPFRE 2019).

Table 10 lists key performance indicators for the insurance industry in Honduras in 2018. The performance of the Honduras insurance market improved between 2013 and 2018 as a result of cost containment and lower claims. In 2018, the combined ratio was 81 percent, which was better than the average of 89.55 percent for the four countries. In 2018, the industry's return on equity was 21.4 percent, and the return on assets was 7.5 percent; both were the second highest among the four countries. Insurance penetration was low at 1.9 percent of GDP, but depth was the second highest at 32.5 percent. Insurance density was $49, the lowest among the four countries (Fundación MAPFRE 2019).

TABLE 10. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in Honduras in 2018

Indicator	Percent
Retention rate (premiums retained and not sold to reinsurers)	43.9%
Net loss rate (net claims over net earning premiums)	44.1%
Combined ratio (claims and expenses over net earning premiums)	81.0%
Return on assets	7.5%
Return on equity	21.4%
Net income over net retained premiums	11.0%

Sources: CAHDA 2019 and Fundación MAPFRE 2019

At the end of 2017, the insurance market in Honduras consisted of 12 companies, all members of CAHDA. Six had substantial foreign capital ownership. Three of the six domestically owned companies were owned by banking groups. Table 11 ranks the insurance companies in Honduras by net premiums in 2017. Reinsurance companies operating in Honduras must register with the CNBS. In January 2018, there were 158 registered reinsurance companies (CNBS 2018).

TABLE 11. Largest Insurance Companies in Honduras by Net Premiums in 2017

Company	Net Premiums (U.S. Dollars)	Percent of Total
Ficohsa/Interamericana	$115,500,000	26.32%
MAFPRE	$81,500,000	18.57%
Atlántida	$ 67,300,000	15.33%
Del Pais	$35,250,000	8.03%
Bolivar	$37,860,000	8.63%
PALIC	$30,880,000	7.04%
LAFISE	$19,580,000	4.46%

Table 11 (CONTINUED). Largest Insurance Companies in Honduras by Net Premiums in 2017

Company	Net Premiums (U.S. Dollars)	Percent of Total
CREFISA	$20,900,000	4.76%
Equidad	$14,010,000	3.19%
ASSA	$11,050,000	2.52%
Other companies (3)	$5,070,000	1.16%
Total	$438,900,000	**100.00%**

Source: CNBS 2017

Kreft *et al.* (2015) identified Honduras as one of three countries worldwide with the highest climate vulnerability between 1995 and 2014. Two private insurers, Ficohsa Seguros/Interamericana and Seguros Atlántida, sold parametric agricultural insurance without a government subsidy. However, sales were low due to farmer concerns about the affordability of the premiums and unfamiliarity with insurance. The two companies also experienced relatively high administrative and claim costs and complex inspection regulations.

IRI organized a workshop to promote drought-indexed insurance for low-income farmers in Honduras (IRI 2014). In 2015, IRI, the Ministry of Agriculture, Zamorano Pan-American Agricultural School, and the Honduran Meteorological Institute launched a pilot parametric insurance project for farmers in the El Paraíso region. The regulatory agency, CNBS, approved a technical note on this product. The pilot was subsequently expanded to other regions of the country (IRI 2018). However, parametric insurance has not been available for RE generators.

3.5 PANAMA

Panama had relatively high economic growth over the past two decades. The country has become a hub for the global banking and regional insurance industries. The Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá (SSRP) licensed and regulated insurance and reinsurance. The legal framework consisted of the Insurance Law (No. 12 of April 3, 2012), Reinsurance Law (No. 63 of September 19, 1996), and Captive Insurers Act (No. 60 of July 29, 1996).

Total insurance premiums amounted to $1.57 billion in 2018, a 5.9 percent real increase over the previous year (Fundación MAPFRE 2019). In October 2018, there were 26 insurance and reinsurance companies. Three companies collected 56.8 percent of the total premiums in 2018—ASSA Compañía de Seguros (25.4 percent), Compañía Internacional de Seguros (16.7 percent), and MAPFRE (17.7 percent). Table 12 shows the distribution of net premiums by type of policy.

Table 13 summarizes key performance indicators for the insurance industry in 2018. The insurance market in Panama was stable, and the technical and financial indicators were adequate. In 2018, the combined ratio was 89.9 percent, the lowest level since 2008. In 2018, the industry's return on equity 13 was percent, and the return on assets was 5.4 percent, the second lowest of the four countries. Insurance penetration was 2.4 percent of GDP, and insurance depth was 24 percent. Insurance density was $358, by far the highest among the four countries (Fundación MAPFRE 2019).

TABLE 12. Net Premiums by Type of Insurance Policy in Panama in 2017 (Billions of U.S. Dollars)

Type of Insurance Policy	Total Net Premiums	
	$ Billion	Percent
Life - Individual	167.7	11.4
Personal accidents	25.1	1.7
Health	289.3	19.7
Life - Group	209.9	14.3
Fire	139.1	9.5
Life - Industrial	0.0	0
Multirisk	7.8	0.5
Freight	23.1	1.6
Hull	21.7	1.5
Cars	293.8	20
Technical Equipment	30.7	2.1
Diverse Risks	129.2	8.8
Sureties	133.8	9.1
Total	**$1,471.8**	**100.0%**

Source: SSRP 2019a

TABLE 13. Key Performance Indicators for the Insurance Industry in Panama in 2018

Indicator	Percent
Retention rate (premiums retained and not sold to reinsurers)	63.3%
Net loss rate (net claims/net earning premiums)	45.8%
Combined ratio (claims and expenses over net earning premiums)	89.9%
Return on assets	5.4%
Return on equity	13%
Net income/net retained premiums	10.7%

Sources: Boletín Estadístico 2015 and SSRP 2016b

The favorable insurance law and tax structure led to growth in captive insurance and reinsurance. A *captive insurance company* is wholly owned and controlled by its customers. Captive companies insure their owners and share underwriting profits with them. At the end of 2016, there were 11 captive insurance companies and seven captive insurance brokers in Panama. BMI Research projected that gross non-life insurance premiums would increase from $1.225 billion in 2017 to $1.644 billion in 2021 (Brown 2017). Table 14 ranks the largest insurance companies in Panama by net premiums.

TABLE 14. Top Insurance Companies in Panama by Net Premiums in 2017 (Millions of U.S. Dollars)

Company	Net Premiums (Millions of U.S. Dollars)	Percentage of Total Net Premiums
ASSA Compania de Seguros, S.A.	260.62	18.02%
Compania Internacional de Seguros, S.A.	246.54	17.05%
MAFPRE Panama, S.A.	223.98	15.52%
Seguros Sudamericana, S.A.	143.46	9.95%
Pan American Life Insurance de Panama, S.A.	130.12	9.07%
Assicurazioni Generali, S.A.	111.04	7.70%

TABLE 14 (CONTINUED). Top Insurance Companies in Panama by Net Premiums in 2017 (Millions of U.S. Dollars)

Company	Net Premiums (Millions of U.S. Dollars)	Percentage of Total Net Premiums
Aseguradora Ancon, S.A.	59.95	4.12%
General de Seguros, S.A.	42.37	2.97%
Aseguradora Global, S.A.	24.48	1.68%
Banesco Seguros, S.A.	23.16	1.62%
Remaining Companies (25)	177.54	12.3%
Total	1,443.26	100%

Source: SSRP 2018

Panama also had an association of insurance companies, Asociación Panameña de Aseguradores. Insurance for agriculture and fishing was available to cover lost production costs due to droughts, excessive rain, floods, wind, fire, pests, and diseases. Although private companies could legally offer this type of insurance, the only provider was a parastatal, the Instituto de Seguro Agropecuario (ISA). In 2018, the ISA collected $4.4 million in agricultural insurance premiums and insured 1,351 farmers with an area of approximately 34,000 hectares (ISA 2019).

ECLAC assessed the feasibility of parametric insurance for rice and maize production in Panama (Marroquín Osorio 2017). This study concluded that parametric insurance for rice and maize would be viable in Panama if 1) it covered more than 6,000 ha of land in at least two provinces for each of these crops; 2) involved a public insurance company and a domestic or transnational reinsurance company; and 3) an independent entity compiled reliable, local weather data and composite indexes.

At the end of 2016, Panama had eight domestic reinsurance companies. In April 2017, the Government of Panama ordered the liquidation of one domestic reinsurance company, Istmo Re, due to liquidity problems. Alliance Re Reassurance Suisse also had financial problems and was under government administration. The other six reinsurance companies were in good financial standing—Americana Re, Barents Re Reinsurance Company, Casualty Re, Mitsui Sumitomo Insurance, Provincial Re Panama, and Reaseguradora Delta Internacional.

Transnational reinsurance companies were authorized to operate in Panama through domestic insurance companies. In August 2017, 123 transnational reinsurance companies had permits to operate. Examples included AIG, Allianz, Arch Capital, AXA, Berkshire Hathaway, Chubb, Everest Reinsurance, Generali, Hannover Ruek, Lloyd's, MAPFRE, SCOR SE, Swiss Re, and Zurich.

4. COUNTRY AND REGIONAL FINDINGS FROM THE INTERVIEWS

4.1 EL SALVADOR

CEADIR interviewed nine respondents in El Salvador—three representatives of RE companies (hydropower and PV), three from banks, one from an insurance company, one from an association representing hydropower and PV generators, and one from the insurance regulatory entity. Since most of the renewable electric power in the country was supplied by public utilities, the three private companies only comprised nine percent of the national installed capacity for renewable electricity.

The interviewed hydropower producers were more concerned about excessive water flows than water deficits. The two interviewees from banks and insurance companies perceived more significant weather and climate risks than the RE company interviewees and were also more concerned about flooding than droughts. The insurance company and bank interviewees expressed a willingness to consider offering or requiring parametric insurance for renewable electric power producers. However, they were concerned that their clients would find parametric insurance too costly and the benefits too uncertain. They thought that clients would need more information about parametric insurance and might then be more willing to buy it in combination with damage-based insurance.

The three RE company interviewees had conventional insurance coverage for damage from extreme weather, but not insurance against insufficient water or solar resource availability. These three interviewees stated that their companies could accept a decrease in revenues of 25 percent or more before needing to seek external financing. Nevertheless, they said that they would be willing to consider buying parametric insurance. Two expressed greater interest in a group insurance policy to reduce costs.

The one interviewee from the RE association thought that parametric insurance could interest association members if it were not too expensive and did not require much paperwork. This interviewee stated that the RE association could help arrange insurance for members in exchange for a commission.

The representative of the insurance regulator, SSF, noted that a request for approval of a parametric insurance product would need to specify the type of coverage, coverage amounts, premiums, impact of nonpayment or delayed payment of premiums, trigger events and payment method in case of loss, exclusions and grace periods, obligations of the insured including aggravation or alteration of risk, claim and verification procedures, termination provisions, and communication channels for the parties.

The SSF interviewee thought that parametric insurers could have difficulty obtaining reliable local weather data and would face a limited market as a result of the relatively weak insurance culture in the country. They also warned that any instances of nonpayment or delayed payments could adversely affect future sales. The SSF interviewee noted the following requirements for companies interested in introducing parametric insurance in El Salvador:

- The applicant must submit actuarial technical notes to the regulator. SSF will request a meeting with the registered actuary prior to submission of the application for an insurance product;
- Applicants must submit supporting data for the determination of the pure premium and commercial premium, including actuarial technical notes (Norms for the Deposit of Insurance Policies-NPS4-12);
- Commercial parametric insurance products must meet the requirements in the Norms for the Deposit of Insurance Policies, Consumer Protection Law, and Regulations for the Insurance Companies Act. The SSF website lists these requirements;
- The maximum review period for a complete application for a new insurance product is 20 working days;
- Reinsurance companies must be registered with the SSF, and a registered domestic insurance company must present inquiries;
- Reinsurance companies have to submit annual financial statements and risk ratings;
- Group and individual insurance products undergo separate approvals;
- Parametric insurance triggers should be based on nationally sourced data from weather stations or other sources; and
- Insurers have the right to modify conditions of long-term policies during the period of validity.

4.2 GUATEMALA

CEADIR interviewed nine Guatemalan stakeholders—four RE power companies, three banks, one insurance company, and one RE association representing hydro, PV, and wind power producers. The four RE company interviewees had five operating hydropower facilities (ranging from 0.5 to 100.0 MW) and one 30 MW wind power project under construction.

Most of the RE company interviewees believed that weather and climate risks for their operations would either stay the same or increase over the short term (fewer than five years) and increase over the medium term (between five and 20 years), but perceptions varied. Half of the interviewees from banks and insurance companies expected that the weather and climate risks affecting their RE clients would increase within the next five years. All of the bank and insurance company interviewees perceived that weather risks would increase over the next five to 20 years.

CEADIR asked the RE company representatives about their capacity to cover regular financial and operating expenses and accommodate potential cash flow shortages. Most of the respondents said that their companies would have to obtain external financing if revenues decreased 20 percent or more and that their operating costs were about the same in the dry and rainy seasons. Two of these interviewees noted that their companies had a minimum required ratio of cash flow coverage.

None of the RE company interviewees were aware of parametric insurance for renewable electric power production. They mentioned damage insurance policies, reserve funds, emergency bank loans, and loan restructuring as common strategies for mitigating the impacts of unfavorable weather on RE resource availability.

Seventy-five percent of the RE company respondents believed that they could acquire an emergency bank loan or restructure existing debts if extreme weather occurred. Only one interviewee believed that it could do so in case of extreme RE resource deficits.

The RE company respondents suggested various indexes to measure the specific risks to their power sources: monthly rainfall, average maximum daytime temperature, reservoir level, river flow conditions, the variations and distributions of the resource, and average wind speed. Two of the four RE company respondents suggested a ten percent decrease below the projected quarterly or semiannual value as the insurance payout trigger. One respondent recommended a 20 percent shortfall as the trigger threshold.

The RE company interviewees in Guatemala said that they would be willing to consider buying parametric insurance; however, their decision would depend on the premium cost, expected payouts, terms and conditions, coverage, and exclusions.

The interviewees from banks, insurance companies, and RE associations had lower perceptions of risk from RE resource shortages than the RE generators. The bank and insurance company interviewees identified the following reasons why their clients have not purchased parametric insurance: 1) concerns about the financial capacity of the insurers; 2) existing guarantees in their contracts covering default risk; 3) adequate financial resources to cover weather risks; 4) additional costs of insurance; and 5) existing all-risk insurance for cash shortfalls up to their loan balance. Nevertheless, all the interviewees ended up agreeing that parametric insurance had good potential for renewable electric power producers in Guatemala and could complement other types of insurance.

4.3 HONDURAS

CEADIR interviewed 17 stakeholders in Honduras—six from hydropower producers; seven from banks; and one each from an insurance company, RE industry association with 37 members, banking association with 14 members, and insurance business association with 11 members. The RE industry association had participated in a parametric insurance project and noted challenges in the quality and reliability of the weather data. Five of the seven RE company interviewees stated that they were willing to consider buying parametric insurance.

Perceptions of weather risks varied by type of respondent and RE resource. The interviewees from banks and insurance companies perceived a lower probability and magnitude of the risks than the RE company interviewees.

Five of the six interviewees from hydropower companies recommended basing parametric insurance for their industry on monthly rainfall, but some mentioned other parameters such as reservoir levels, river flows, cash flows, and the difference between the design capacity and actual *plant factor* (capacity use rate).

Three of the six hydropower company representatives recommended a payout trigger of 15 percent below the projected quarterly or semiannual values. Another RE industry interviewee recommended a trigger based on a 20 percent shortfall.

CEADIR also met with CNBS to discuss its perception of weather risks for renewable electric power producers and the requirements for commercializing a new insurance product in the country. CNBS emphasized that:

- The Commission is willing to consider approving parametric insurance to reduce resource risks in renewable electric power generation;
- A new insurance product must comply with the commercial code, rules for actuary registration, and the technical requirements for preparation of actuarial reports. The rules and regulations are available at http://www.cnbs.gob.hn/blog/category/leyes-y-normativa/;.
- Actuarial technical notes must be submitted with a request for approval of a new insurance product and must be prepared by actuaries registered with CNBS;
- The Commission has 30 days to approve or disapprove a request for a new insurance product;
- Insurers and reinsurers must be registered with CNBS to operate in the country. They are required to submit financial information and risk ratings regularly; and
- Challenges for parametric insurance sales include: 1) limited market interest; 2) low revenue potential for insurers and reinsurer;, and 3) and unfamiliarity of potential clients with the policy terms, costs, and benefits.

4.4 PANAMA

CEADIR interviewed 11 stakeholders in Panama: seven RE companies; two banks; one insurance company; and the insurance regulator, SSRP. CEADIR did not interview any representatives of business associations in Panama. The interviewed RE companies owned 15 hydropower plants, four wind power facilities, and one PV facility. The total installed capacity of the seven companies was 1.3 GW, 62 percent of the 2,128 MW installed capacity for these three technologies in the country (Reyes *et al.* 2020).

The RE company interviewees were concerned about weather risks and RE resource deficits. Most reported that their companies were largely unable to manage these risks. None of these companies could shift payment obligations from seasons with RE resource deficits. Some had damage-based insurance coverage for extreme weather events, but none had insurance for weather-related RE resource deficits. Four of the seven RE company interviewees said they were willing to consider buying parametric insurance for resource risks.

The three interviewees from banks and insurance companies were aware of weather and climate risks and had a slightly higher perception of the probability of RE resource deficits than the other interviewees in Panama. They wanted to learn more about parametric insurance.

The SSRP representatives were familiar with parametric insurance for agriculture. However, they advised that most insurance company managers were not familiar with parametric insurance. SSRP would be willing to provide assistance and referrals to domestic insurance companies serving RE clients. SSRP noted that the cost of parametric insurance premiums could be a concern for potential clients. If the market is small, domestic insurance companies might prefer to charge a fronting fee and transfer all of the risk to a transnational reinsurance company.

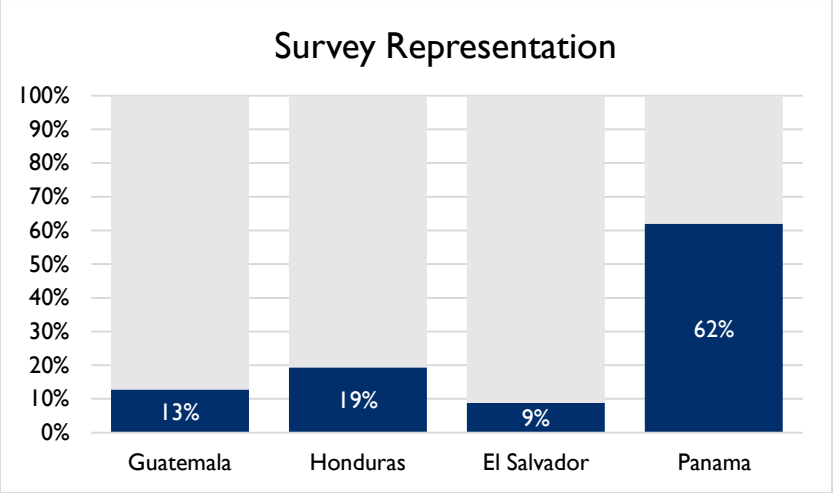
The Empresa de Transmisión Eléctrica Panameña (ETEP), a parastatal power transmission utility, is legally required to collect hydrometeorological data and make it available for public use. However, SSRP had concerns about the integrity and accuracy of ETEP's weather data and has discussed this issue with the utility. The Panama Canal Authority provides more reliable weather data, but only for the central region of the country. In other parts of the country, parametric insurance providers may have to obtain supplementary weather data from satellites.

SSRP staff recommended against bundling parametric insurance across Central American countries. Panama has lower weather and climate risks than other countries in the region and would be charged higher premium costs for a multicountry product. They also reported that Panama had previous unfavorable experience with bundling insurance with other countries. SSRP expressed interest in receiving requests for the approval of parametric insurance products for renewable electric power in Panama and agreed to provide the necessary support and regulations.

4.5 AGGREGATED FINDINGS

CEADIR completed 48 interviews in the four countries—20 RE companies, 14 banks, three RE business associations, two insurance associations, two banking associations, four insurance companies, and three regulatory agencies. Many of the RE companies owned multiple renewable electric power facilities. Figure 7 shows the total installed capacity of the RE companies that were interviewed. The company represented 9 percent of the hydropower, solar power, and wind power generation capacity in El Salvador, 13 percent in Guatemala, 19 percent in Honduras, and 62 percent in Panama.

FIGURE 7. Total Installed Capacity Represented by Interviewees



All of the RE company interviewees recognized weather and climate risks to their businesses. Sixteen of the 18 interviewees from banks and insurance companies were concerned about their clients' weather and climate risks. Table 15 shows the responses to questions about deficit and excessive weather events that could harm the infrastructure of generation plants. Most respondents believed climate risks would increase within 5 to 20 years.

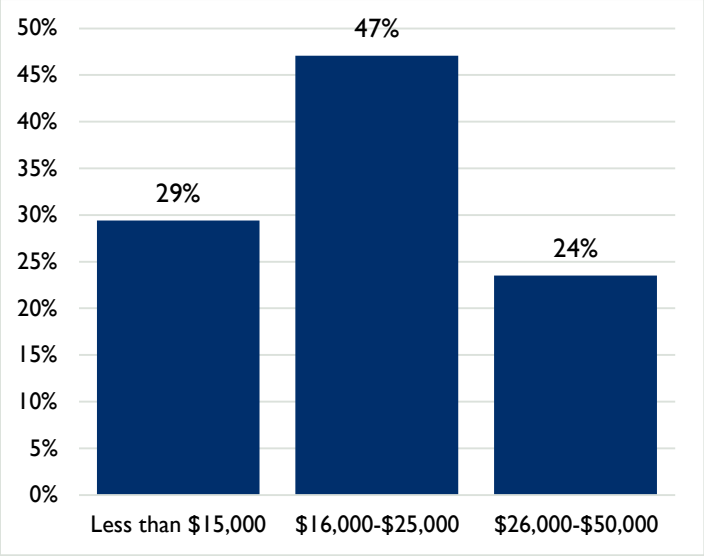
TABLE 15. Interviewee Perceptions about Changes in Climate Risks (Percent of Interviewees)

Perceived Change in Climate Risks	RE Companies (Fewer Than Five Years)	RE Companies (Five to 20 years)	Banks and Insurance Companies (Up to Five Years)	Banks and Insurance Companies (Five to 20 Years)
Decreasing	10%	10%	0%	11%
Not changing	45%	10%	33.3%	0%
Increasing	30%	70%	44.4%	61%
Do not know	15%	10%	22.2%	28%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

All of the RE company interviewees reported that their companies had insurance coverage for physical damage and/or business interruptions due to extreme weather, but none had coverage for insufficient RE resource availability in the absence of physical damage. These interviewees reported that their companies used several methods of managing financial risks such as tapping credit lines, establishing reserve funds to cover cash flow deficits, taking out new loans, and restructuring existing loans.

Approximately 85 percent of the renewable electric power company interviewees in the four countries reported some willingness to pay for parametric insurance. The other 15 percent said they did not know. Figure 8 shows the interviewees' stated annual willingness to pay for parametric insurance.

FIGURE 8. Annual Willingness To Pay for Parametric Insurance (Percent of Interviewees)



Some RE company interviewees expressed interest in parametric insurance policies that covered periods longer than one year to reduce uncertainty about their ability to insure resource availability risks and decrease the cost. However, insurance companies that currently offer parametric insurance generally issue and price policies for only one year. New providers are unlikely to offer multiyear policies for a new product at a fixed price. Also, if climate risks are increasing over time, it is difficult for insurance companies to price longer-term policies despite the lower transaction costs.

Three-quarters of the interviewed RE companies would consider buying a group policy to reduce the costs of parametric insurance. Two-thirds of the 18 bank and insurance company interviewees were willing to consider offering, encouraging, or requiring parametric insurance for their RE clients. Approximately 39 percent of the bank and insurance company interviewees expressed interest in selling their clients parametric insurance from other companies on a commission basis. All of the RE industry association interviewees confirmed their interest in bundling parametric insurance for their members on a fee or commission basis.

5. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

Parametric insurance reduces the risk of cash flow problems from potential revenue losses and contract penalties. Payout amounts are agreed in advance and tied to specified triggers based on readily available data from independent sources. As a result, clients can obtain payouts relatively quickly, and insurers can avoid the costs and potential legal disputes of the insurance adjustment process for damage-based insurance.

Insurance coverage for RE resource availability for power generation in the absence of physical damage to the facilities was not available in Central America in 2018. RE companies and the banks that financed them have borne these risks, instead of sharing and diversifying the risks with insurers.

The feasibility of parametric insurance for RE generation depends on the volume of business from RE facilities willing to pay the actuarial premiums, the interest of domestic insurance companies in offering the product, and the legal issues and profitability of operations. International reinsurance companies will also need to assess whether they have a commercially viable business opportunity.

CEADIR identified the following challenges for the parametric insurance market for RE generators:

- Insufficient familiarity with the product by insurance companies, insurance and energy regulators, and RE generators;
- Paperwork and documentation requirements for buying the product;
- Product terms and conditions;
- Premium costs and concerns about the value of parametric insurance relative to the costs and other types of insurance, such as damage-based insurance or business interruption insurance;
- Inadequate network of local hydrometeorological stations or insufficiently reliable data from the stations and limited or slow access to satellite and other remote sensing data;
- Availability of loans from banks that do not require RE developers to buy parametric insurance;
- Potentially lower costs for RE companies to manage their cash flow risks through reserve funds, credit lines, new loans, or renegotiation of existing loans;
- Small size of RE generation units in Central America (most have a capacity of less than 100 MW and a large proportion are smaller than 20 MW). Small-scale RE generators may be less willing or able to buy parametric insurance than large ones;
- Profitability. It might not be sufficiently profitable for large insurance or reinsurance companies to offer parametric insurance for RE generators in small country markets due to the high transaction costs and limited volume of business;
- Covariant risks. Central American countries are small, and many of the PV, wind, and hydro power generators in the region face similar risks in a particular year. Domestic insurance companies may be unwilling to accept these risks unless they can limit their maximum payout exposure through reinsurance from transnational companies; and
- Legal barriers to entry for transnational reinsurance companies or cost-reflective rate-setting by primary insurers. The ability to buy reinsurance may be critical in convincing domestic insurance companies to offer parametric insurance for RE generation. Primary insurers will pass reinsurance costs on to their clients through premiums.

CEADIR proposed the following recommendations for developing the market for parametric insurance for renewable electric power in Central America:

- **Need for primary insurers to share risks with reinsurance companies and benefit from their expertise.** Domestic, primary insurers in Central America may be willing to offer parametric insurance policies to renewable power generators if they can share the covariant risks with reinsurance companies and benefit from their technical expertise. Panama was the only country in the region with a substantial, domestic reinsurance industry. Primary insurers in the other countries will have to partner with transnational companies.
- **Pilot tests of products and pricing.** RE developers in El Salvador, Guatemala, Honduras, and Panama still had a limited understanding of the characteristics, advantages, and disadvantages of parametric insurance. Primary insurers can experiment with different product specifications and pricing before scaling up this new product line. Governments and development assistance organizations can consider providing short-term incentives to develop the market. Information dissemination activities will be needed. Since parametric insurance policies are typically offered on an annual basis, insurance and reinsurance companies can evaluate their initial experiences and make prompt adjustments in their marketing approaches, policy terms, conditions, and premiums.
- **Market aggregation through bundled or group policies.** The relatively high transaction costs of serving a large number of small renewable electric power facilities can be reduced by allowing owners of multiple RE generation units to buy bundled coverage for all of their facilities. Transaction costs can also be reduced by selling group parametric insurance policies through RE industry associations, but they are likely to want a commission for participating.
- **Bank incentives for borrowers to purchase parametric insurance.** Many renewable electric power generation facilities are capital intensive and require financing for 10-15 years or more. Banks often provide loans for up to 70-80 percent of the capital costs for developers with long-term contracts to sell electricity, especially if there is a guaranteed minimum price in a stable or inflation-adjusted currency. Banks have an incentive to encourage or require their RE borrowers to purchase parametric insurance to reduce loan repayment risks. Some banks might be willing to offer a lower interest rate or partial premium credit to borrowers that have insurance for RE resource risks.

ANNEX A: DESCRIPTION OF THE INTERVIEW QUESTIONNAIRES

CEADIR developed four questionnaires for the interviews with key stakeholders. This section describes the approaches used in the questionnaires. Annexes B to F contain the full questionnaires in Spanish:

- Questionnaire for RE companies (Annex B);
- Questionnaire for insurers (Annex C);
- Questionnaire for financial entities (Annex D);
- Questionnaire for insurance regulatory bodies (Annex E);
- Questionnaire for RE industry associations (Annex F).

The four questionnaires were similar in structure and types of questions. The RE developer questionnaire consisted of six sections:

1: General data: Interview date, country, company, type of RE technology, location, installed capacity, and tariffs

2: Perceptions and attitudes toward climate risks

3: Perceptions of probability of occurrence and magnitude of impact of climate risks on RE projects

4: Future expectations on climate risks

5: Climate risk management strategies

6: Willingness to buy parametric weather insurance.

Section 2 gauged weather and climate risk perceptions and attitudes. Respondents were given nine statements about perceptions or attitudes; three were positive and six were negative.[1] **Error! Reference source not found.** shows the scoring of the statements.

FIGURE A-1. SCORING OF POSITIVE AND NEGATIVE STATEMENTS

Answer	Positive Attitudes	Negative Attitudes
a) Strongly agree	4	1
b) Tend to agree	3	2
c) Tend to disagree	2	3
d) Strongly disagree	1	4
e) No opinion	0	0

Table A-1 contains the classification of the Section 2 statements of climate risk perceptions and attitudes for the renewable electric power producers. The statements varied for the various types of interviewees.

[1] Section 2 included 10 statements, but one (statement 2.3) was difficult to classify as positive or negative toward climate risk and was not used to calculate the overall risk attitude.

TABLE A-1. Classification of the Section 2 Statements for Renewable Electric Power Producers

Statement	Positive	Negative
1. Management or the Board of Directors are interested in reducing the impact of weather and climate risks on the variability of renewable energy resources.	✓	
2. Since possible renewable resource deficits have already been considered in the cash flow projections, there is no need for additional measures.		✓
3. The company does not have an emergency fund to cover extraordinary cash shortages caused by RE resource deficits.	N/A	N/A
4. If competitive insurance were available to cover the risk of a significant cash flow shortfall due to an RE resource deficit, the company would consider obtaining it.	✓	
5. Insurance costs are already an excessive financial burden for the project.		✓
6. The insurance policies that cover us are absolutely necessary and give us peace of mind in the face of natural events that may occur.	✓	
7. We have not noticed that other companies in our business in the country are very concerned about the immediate effects of climate change or the variability of RE resources.		✓
8. If RE resource availability is below expectations during a few months of the year, we will recover financially at other times of the year.		✓
9. Global climate change is uncertain and not scientifically proven.		✓
10. Climate change will have very little effect on the operations of our power plant.		✓

The minimum score was nine points (9 statements x 1), and the maximum was 36 points (9 statements x 4). The midpoint score was 22.5. Scores above the midpoint were classified as a positive attitude, and scores below it were classified as a negative attitude.

PERCEIVED PROBABILITY AND MAGNITUDE OF CLIMATE RISKS

Section 3 gauged the perceived probability and magnitude of several types of weather and climate risks for hydropower, wind power, and PV: One event described excessive RE resource flows that can damage infrastructure and equipment and can be covered under conventional damage-based insurance. Other statements described events that caused RE resource deficits that can affect the cash flows and contractual commitments of renewable electric power producers or their relationships with their customers. These risks can be covered with parametric insurance.

Respondents were then asked to assign qualitative ratings of the probability of occurrence and magnitude of the financial impacts of weather and climate risks using the classification in Table A-2.

TABLE A-2. Classification of the Probability of Occurrence and Magnitude of the Impact of Weather and Climate Risks

Probability of Occurrence
What are the main weather and climate risks that could affect the operation of the plant? What is the probability of occurrence for each of the listed risks using the following categories? a. It is almost impossible or does not apply at all (1) b. It is unlikely (2) c. It's quite likely (3) d. It is very probable (4) e. It is almost sure (5)
Magnitude of the Financial Impacts
How large would the financial impact of each type of risk on the annual cash flows of the facility be if the risk materialized? f. The economic impact would be insignificant or zero (1) g. The impact would be small compared to the annual cash flow (2) h. The impact would be important but manageable with regular cash flow (3) i. The impact would involve recourse to emergency funds, above regular cash flow (4) j. The impact would be disastrous and could put the continuity of operations of the plant at risk (5)

The combination of the risk probability and impact scores can be grouped into one of four quadrants:

- Quadrant 1: High probability and high financial impact
- Quadrant 2: High probability/low impact
- Quadrant 3: Low probability/high impact
- Quadrant 4: Low probability/low impact

Respondents in Quadrant 1 were more sensitive to climate risk and may have the most interest in purchasing a parametric insurance policy. Respondents in Quadrant 3 may also be interested since the financial impacts are large even though the probability is low. Respondents in Quadrant 2 might not be interested in buying parametric insurance or would only be interested in low cost coverage. Respondents in Quadrant 4 might not be interested in buying parametric insurance.

Respondents were also asked about their expectations of whether future climate risks would be the same, lower, or higher in the short term (fewer than five years from now) and medium term (five to 20 years).

CLIMATE RISK MANAGEMENT

Interviewees were asked about their company's strategies for mitigating the financial impacts of weather and climate risks. These risk management strategies may include:

- Insurance policies;
- Emergency funds held by the company;
- Emergency loans from banks or shareholders; and
- Restructuring of existing loans.

ABILITY TO COVER FINANCING AND OPERATING EXPENSES

The survey asked about the company's capacity to cover financing costs and operating expenses in the event of cash flow deficits. Three survey questions measured this margin:

- Do current financing agreements with the principal creditors allow different repayment amounts that vary with the seasons? ( ) Yes ( ) No
- Do current financing agreements with the principal creditors establish a minimum coverage ratio requirement for cash flows and expenses? ( ) Yes ( ) No ( ) Do not know / do not remember
- How much would the facility's income need to fall below the projected levels to make it necessary to obtain external financing or use insurance payouts to cover financing costs and operating expenses?

  1. ( ) 5% - 9%
  2. ( ) 10% -14%
  3. ( ) 15% - 19%
  4. ( ) 20% - 24%
  5. ( ) 25% or more
  6. ( ) Do not know/Did not answer

WILLINGNESS TO PAY FOR PARAMETRIC INSURANCE

The interviewers described parametric insurance for RE resource deficits. They then asked interviewees about their potential interest in buying parametric insurance, the relevant types of resource deficits, the desired trigger level for an insurance payout, and the premium they would be willing to pay:

- Would your company consider buying parametric insurance to reduce the financial risks from large deficits of the RE resources that it uses?
- What weather and climatic or other factors should be used to assess the magnitude of the financial risks?
- How large should the RE resource deficit be to trigger an insurance payout?
- What annual premium would your company be willing to pay for parametric insurance for RE resource risks?
- If an insurer required a minimum volume of business to offer this product (e.g., $100,000 per year), would you be willing to consider buying group parametric insurance with other renewable electric power companies?
- Which organizations could help bring together renewable electric power companies interested in purchasing group parametric insurance?
- If your company is not interested in buying parametric insurance for RE resource deficits, please explain the reasons why.

ANNEX B: QUESTIONNAIRE FOR RENEWABLE ENERGY COMPANIES

CEADIR

ENTREVISTA A EMPRESAS DESARROLLADORAS DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

Versión #3

1. DATOS GENERALES

1.1. Fecha de la entrevista: _____ 1.2. Código: _____

1.3. Nombre del entrevistador: _____

1.4. País: Guatemala ☐ El Salvador ☐ Honduras ☐ Panamá ☐

1.5. Nombre de la empresa u organización entrevistada:

_____

1.6. Personas entrevistadas:

Nombre	Puesto	Tel.	e-mail

1.7. Tipo de tecnología renovable y características generales de la planta:

☐ Hidroeléctrica.

☐ Eólica.

☐ Solar.

Nombre de la central generadora	
Ubicación (Departamento o Provincia)	

Capacidad instalada (MW)	
Capacidad efectiva (MW)	
Mes/año de inicio de operaciones	
Energía vendida durante el último año (GWh/año)- O energía que se piensa vender por año.	
Tarifa promedio (US$/KWh), incluyendo pagos por energía, potencia u otros conceptos.	
Otras características importantes de la planta (si tiene o no embalse, cantidad de torres de viento, capacidad de cada panel FV, tipo de regulación, etc.)	

2. PERCEPCIÓN Y ACTITUDES GENERALES SOBRE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LA PLANTA

Por favor indique qué tanto está usted de acuerdo o en desacuerdo con lo que dice cada enunciado siguiente sobre los riesgos climáticos.

Enunciado	Respuestas
2.1. A nivel gerencial y de nuestra Junta Directiva, existe interés en buscar mecanismos para controlar el impacto que tendría el cambio climático en la variabilidad de los recursos energéticos renovables en la operación de la empresa.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.2. Los posibles déficit del recurso renovable con que opera esta planta ya han sido considerados en el flujo de caja futuro. No vemos que haya que tomar medidas adicionales.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.3. En nuestra empresa no contamos con un fondo de emergencia que nos permita cubrir déficit de caja extraordinarios ocasionados por escasez del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo

	( ) e. No tengo opinión
2.4. Si existiera un seguro a precio competitivo que me cubriera el riesgo de sufrir un déficit de caja significativo debido a la falta del recurso renovable, consideraría la posibilidad de tomarlo.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.5. Los seguros que le piden a nuestro sector ya son demasiados y se han convertido en una carga financiera innecesaria para el proyecto.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.6. Los seguros que nos cubren son absolutamente necesarios y nos brindan una gran tranquilidad frente a eventos naturales que puedan ocurrir.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.7. No hemos notado que en nuestro segmento de negocios las otras empresas del país se preocupen mucho por los efectos inmediatos del cambio climático ni la variabilidad de los recursos energéticos en sus plantas de energía renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.8. Si durante unos meses del año el recurso escasea por debajo de lo esperado, seguramente recuperaremos lo perdido en los meses del año en que el recurso abunda.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.9. El cambio climático del planeta es muy incierto y no está científicamente demostrado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.10. El cambio climático afectará muy poco la operación de mi planta de generación de energía.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo

	( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

3. PERCEPCIÓN SOBRE LA PROBABILIDAD Y MAGNITUD DE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LA PLANTA

Cuáles son los principales riesgos climáticos que podrían afectar la operación de la planta? Por favor asigne un nivel de probabilidad de ocurrencia para cada uno de los riesgos que se citan. Utilice la siguiente clave para valorar la probabilidad de que se produzca el evento durante la vida útil de la planta:

a. Es casi imposible o no aplica del todo.

b: Es poco probable.

c: Es medianamente probable.

d. Es muy probable.

e. Es casi seguro.

Para cada evento, cuál sería el impacto económico en el flujo de caja anual de la planta, si alguno de los riesgos mencionados anteriormente se materializara? Por favor asigne un nivel de impacto económico que tendría para la planta cada uno de los riesgos mencionados. Utilice la siguiente clave para valorar la magnitud del impacto económico:

f. El impacto económico sería insignificante o nulo.

g: El impacto sería pequeño en comparación con el flujo de caja anual.

h: El impacto sería importante pero manejable con el flujo de caja normal.

i. El impacto implicaría recurrir a fondos de emergencia, por encima del flujo de caja normal.

j. El impacto sería desastroso y podría poner el riesgo la continuidad de operaciones de la planta.

3.1. Hidroeléctricas:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.1.1 Caudales excesivos en el río o precipitación excesiva en la cuenca dañan la infraestructura de la planta (ej.: presa, toma, casa de máquinas, canales de conducción, caminos u otra obra física).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.2 Caudales promedio mensuales deficitarios debido a la falta de suficiente precipitación	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño.

	en la cuenca producen caída de la energía y potencia facturadas.	( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.3	Caudales deficitarios debido a la falta de suficiente precipitación en la cuenca producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.4	La falta de lluvias en la zona del proyecto hace que otros usuarios (agricultores, agroindustria, otras plantas hidroeléctricas, tomas de agua potable para consumo humano o animal, etc.) compitan más por el agua del río y disminuye el volumen de agua disponible para la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.5	Caudales deficitarios obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene con el cliente.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

3.2. Eólicas:

Riesgo		Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.2.1	Ráfagas excesivas dañan la infraestructura de la planta (ej.: aspas, torres, etc).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

3.2.2 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los cimientos de las torres, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.3 Promedios mensuales deficitarios de los flujos de viento producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.4 Flujos de viento deficitarios producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada o la calidad esperada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.5 Flujos de viento deficitarios obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene con el cliente.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

3.3. Solares:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.3.1 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los cimientos de las estructuras, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable.

	( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.3.2 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.3.3 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada o la calidad esperada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.3.4 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene con el cliente.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

4. EXPECTATIVAS A FUTURO

4.1. Evolución de los riesgos climáticos sobre la planta en el futuro próximo: Considera usted que en el futuro próximo (menos de 5 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

4.2. Evolución de los riesgos climáticos sobre la planta en el futuro mediano: Considera usted que en el futuro mediano (entre 5 y 20 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

5. ESTRATEGIAS DE MANEJO DEL RIESGO CLIMÁTICO Y COSTOS DE TRANSFERENCIA DE DICHOS RIESGOS

Por favor indique cuáles estrategias utiliza su empresa para manejar el riesgo climático de la planta generadora.

A. Riesgos por EXCESO extremo de lluvia, caudales o viento: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.1. Contamos (o contaremos) con seguros que cubren daños físicos ocasionados por eventos climáticos excesivos.

5.1.1. Costo de la prima anual: US$/año _____

5.1.2. Monto máximo que cubre el seguro: US$ _____

5.1.3. El seguro cubre también la pérdida de ingresos? ( ) Si ( ) No

5.1.4. Nombre de la empresa aseguradora:

_____

_____

☐ 5.2. Contamos (o contaremos) con un fondo de emergencia propio que nos permite afrontar los daños ocasionados en la infraestructura física por eventos climáticos excesivos.

5.2.1. Monto máximo del fondo: US$ _____

5.2.2. El fondo existirá desde un principio o se irá construyendo poco a poco con los mismos ingresos de la planta?

( ) Desde un inicio.

( ) Se irá construyendo poco a poco con los ingresos de la planta.

☐ 5.3. Tenemos la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para reparar daños que ocurran en la infraestructura de la planta por causa de eventos climáticos excesivos.

( ) El contrato actual con nuestro banco nos permite recurrir a créditos adicionales en caso de emergencia.

( ) Nuestros accionistas están en capacidad de financiar todo o parte de esos gastos.

( ) Contamos con otras posibles fuentes de financiamiento. Por favor explique:

_____

☐ 5.4. Tenemos la posibilidad de solicitar a nuestro banco una reestructuración de los pagos mientras reparamos los daños y volvemos a poner la planta en operación plena.

( ) El contrato actual contempla ese derecho en caso de daños causados por la naturaleza.

( ) El contrato actual no lo contempla, pero igual consideramos que existe una alta probabilidad de que el banco tenga que aceptarlo así.

B. Riesgos por DEFICIT extremo de lluvia, de caudales, de viento o de radiación solar: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.5. Contamos (o contaremos) con seguros que cubren pérdidas de ingresos esperados ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.5.1. Costo de la prima anual: US$/año _____

5.5.2. Monto máximo que cubre el seguro: US$ _____

5.5.3. Qué parámetro se usa para calcular la pérdida de ingresos? _____

_____

5.5.4. A partir de qué valor del parámetro o cómo se determina el nivel del déficit a partir del cual se paga el seguro?

_____

_____

5.5.5. Nombre de la empresa aseguradora:

_____

_____

☐ 5.6. Contamos (o contaremos) con un fondo de emergencia propio que nos permite afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.6.1. Es el mismo fondo mencionado antes para el caso de eventos climáticos excesivos que dañen la infraestructura física?

( ) Si ( ) No. En caso de que no sea el mismo fondo, por favor conteste las siguientes dos preguntas:

5.6.2. Monto máximo del fondo: US$ _____

5.6.3. El fondo existirá desde un principio o se irá construyendo poco a poco con los mismos ingresos de la planta?

( ) Desde un inicio.

( ) Se irá construyendo poco a poco con los ingresos de la planta. .

☐ 5.7. Tenemos la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

( ) El contrato actual con nuestro banco nos permite recurrir a créditos adicionales en caso de necesidad.

( ) Nuestros accionistas están en capacidad de financiar todo o parte de esos déficit.

( ) Contamos con otras posibles fuentes de financiamiento. Por favor explique:

_____

☐ 5.8. Tenemos la posibilidad de solicitar a nuestro banco una reestructuración de los pagos mientras el flujo de caja se recupera de forma natural.

( ) El contrato actual contempla ese derecho en caso de déficit de ingresos extraordinarios causados por la naturaleza.

( ) El contrato actual no lo contempla, pero igual consideramos que existe una alta probabilidad de que el banco tenga que aceptarlo así.

C. Margen de cobertura de los egresos financieros y operativos normales:

5.9. El contrato actual con los acreedores principales contempla pagos diferenciados entre el invierno y el verano? ( ) Si ( ) No.

5.10 El contrato actual con los acreedores principales establece un requisito contractual sobre la razón de cobertura mínima que debe cumplir siempre el flujo de caja de la planta? ( ) Si ( ) No ( ) No sabe/no recuerda

Razón de cobertura mínima: Es el índice financiero que resulta de dividir el flujo de caja anual antes del pago de la cuota bancaria, entre el monto de la cuota bancaria (o un índice de liquidez similar).

5.11. Qué tanto tendrían que caer los ingresos de la planta en un año con respecto a las proyecciones de ingresos que ustedes tenían, para que haga falta recurrir a fondos externos o a un seguro para poder cubrir los gastos financieros y operativos normales de la planta?

( ) Tendrían que caer un 5% o más.
( ) Un 10% o más.
( ) Un 15% o más.
( ) Un 20% o más.
( ) Por arriba del 25%.
( ) No sabe/no contesta

6. DISPOSICIÓN PARA LA COMPRA DE UN SEGURO PARAMÉTRICOS DE RIESGO CLIMÁTICO QUE CUBRA PÉRDIDAS DE INGRESOS POR DÉFICIT DEL RECURSO RENOVABLE

Los seguros paramétricos son seguros que operan con base en uno o más parámetros que están muy correlacionados con las pérdidas que ocasiona un siniestro. Pueden diseñarse para cubrir pérdidas de ingresos ocasionados por déficits del recurso renovable que mueve la planta generadora (déficit de lluvia, de viento o de sol).

El seguro se dispara cuando el déficit alcanza o supera cierto nivel previamente acordado, y se paga en proporción a un parámetro de medición de dicho déficit, hasta un tope acordado. Por ejemplo, se utilizan parámetros climáticos como la precipitación pluvial, promedio mensual de horas de sol e intensidad de la radiación, promedio mensual de la velocidad del viento en la zona del proyecto, temperatura, etc. Para esto se utilizan fuentes de datos climáticos que sean confiables, medibles, proporcionados por instituciones especializadas que no tienen ninguna relación con el proyecto o con las partes interesadas (inversionistas, banco, asegurador), históricos (al menos 20 años) y reportados frecuentemente (por ejemplo, a diario) y sostenibles en el tiempo. Normalmente estos datos provienen de registros de satélites climáticos y similares.

Como los riesgos climáticos afectan toda una región o país, este tipo de seguros paramétricos se estructuran con la participación de una empresa aseguradora local y una empresa reaseguradora internacional, que toma todo o parte del riesgo.

Con base en esta información básica, por favor responda las siguientes preguntas:

6.1. Estaría su empresa interesada en considerar la compra de un seguro paramétrico para cubrir el riesgo de grandes déficit del recurso renovable con que opera su planta?

( ) No. (salte a la pregunta **# 6.7.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.2. Un seguro paramétrico para pérdidas de ingresos se utiliza para pagar pérdidas ocasionadas por déficit extraordinarios de ingresos. En el caso de un seguro paramétrico por riesgo climático, el pago se activaría cuando el parámetro elegido caiga por debajo de cierto valor (por ejemplo, para una hidroeléctrica el pago se activaría cuando la precipitación promedio trimestral o semestral caiga por debajo de cierto nivel). Cuáles variables climáticas utilizaría usted para medir la magnitud del déficit de ingresos del proyecto? (Marque solo las variables que influyan fuertemente en la magnitud de los ingresos de la planta)

( ) La precipitación (mm/mes de lluvia) en la cuenca del proyecto.

( ) El nivel del embalse (si cuenta con embalse) (msnm).

( ) La velocidad media del viento (km/hr) en el sitio del proyecto.

( ) La dirección predominante del viento.

( ) El nivel de radiación solar (kW/m2) en el sitio del proyecto.

( ) La temperatura promedio durante el día (°C/día)

( ) Las variaciones y distribuciones del recurso renovable (diarias, estacionales e interanuales).

( ) Otro. Por favor, explique:

_____

( ) No sabe/No contesta

6.3. A partir de qué nivel de déficit de la (s) variable (s) antes elegida (s) considera usted que un seguro de este tipo se debería activar (es decir, comenzar a pagar una indemnización a la empresa)?

( ) Si caen un 5% o más por debajo del valor trimestral o semestral que se tenía previsto.

( ) Si caen un 10% o más por debajo del valor previsto.

( ) Si caen un 15% o más por debajo del valor previsto.

( ) Si caen un 20% o más por debajo del valor previsto.

( ) Si caen un 25% o más por debajo del valor previsto.

( ) Si caen un 30% o más por debajo del valor previsto.

( ) No sabe/no contesta

6.4. Cuánto estaría dispuesta a pagar su empresa por la prima anual de un seguro que le cubra el déficit mencionado?

( ) Menos de US$15.000 por año.

( ) Entre US$15.000 y US$25.000 por año.

( ) Entre US$26.000 y US$50.000 por año.

( ) Entre US$51.000 y US$75.000 por año.
( ) Entre US$76.000 y US$100.000 por año.
( ) Entre US$101.000 y US$150.000 al año.
( ) Entre US$151.000 y US$200.000 al año.
( ) Más de US$200.000 al año.
( ) No sabe/no contesta

6.5. Si la reaseguradora requiriera el pago de una prima mínima (digamos, US$100.000 por año), estaría usted dispuesto a considerar la compra de un seguro colectivo junto con otras empresas del gremio para pagar entre todas el monto mínimo?

( ) No haría falta comprar un seguro colectivo porque nuestra planta podría pagar esa prima mínima para un seguro individual.

( ) No estaríamos interesados en suscribir ni un seguro individual ni uno colectivo con otras empresas generadoras. (salte a la pregunta **# 6.7.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.6. Qué instituciones considera usted que podrían encargarse de reunir a un grupo de empresas interesadas en comprar un seguro colectivo de este tipo?

( ) Nuestro mismo grupo empresarial podría reunir varias plantas propias para poder pagar esa prima mínima.

( ) Conocemos a otras empresas generadoras que podrían interesarse en suscribir un seguro colectivo con nosotros.

( ) Existe un gremio o asociación que tal vez podría encargarse de reunir a un grupo de generadores de energía renovable a cambio de una comisión. Nombre de esa organización: _____

( ) Los bancos que financian a nuestro sector podrían encargarse de eso, a cambio de una comisión. Nombre de los bancos que podrían interesarse:

_____

( ) Las empresas aseguradoras que trabajan con nuestro sector podrían encargarse de eso, a cambio de una comisión. Nombre de la empresa aseguradora del proyecto:

_____

Nombre de otras aseguradoras que podrían interesarse:

_____

( ) Algún otro tipo de organización que usted considere que podría interesarse en ayudar a reunir varias plantas generadoras en un seguro colectivo? Nombre:

_____

( ) No sabe/No contesta

6.7. Por qué razón o razones ustedes no estarían interesados en suscribir un seguro de riesgo climático del tipo que hemos descrito?

Fin de la entrevista.

7. COMENTARIOS ADICIONALES

Anote aquí cualquier comentario adicional relevante que haya hecho el entrevistado en relación con los seguros paramétricos de riesgo climático del tipo descrito.

ANNEX C: QUESTIONNAIRE FOR INSURANCE COMPANIES

CEADIR

ENTREVISTA A ENTIDADES ASEGURADORAS QUE TRABAJAN CON PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

(10 de marzo, 2017)

1. DATOS GENERALES

1.1. Fecha de la entrevista: _____ 1.2. Código: _____

1.3. Nombre del entrevistador: _____

1.4. País: Guatemala ☐ El Salvador ☐ Honduras ☐ Panamá ☐

1.5. Nombre de la empresa u organización entrevistada:

_____

1.6. Personas entrevistadas:

Nombre	Puesto	Tel.	e-mail

1.7. Características de las tecnologías renovables con que la entidad ha trabajado:

a) Por favor indique los datos generales de las plantas de energía renovable (hidro, eólica o solar) que la aseguradora ha apoyado hasta la fecha:

Tecnología (Hidro "H", eólica "E" o solar "S")	**Tamaño** (MW)	**Ubicación** (Departamento o Provincia)	**Situación Actual** (En operación "O" o en construcción "C")	**Año en que inició o iniciará operaciones**

b) Por favor indique los datos generales de las plantas de energía renovable (hidro, eólica o solar) que su organización está evaluando para un eventual aseguramiento:

Tecnología (Hidro "H", eólica "E" o solar "S")	**Tamaño** (MW)	**Ubicación** (Departamento o Provincia)

2. PERCEPCIÓN Y ACTITUDES GENERALES SOBRE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE ASEGURADOS

Por favor indique qué tanto está usted de acuerdo o en desacuerdo con lo que dice cada enunciado siguiente sobre los riesgos climáticos que pueden afectar a sus clientes generadores de energía renovable.

Enunciado	**Respuestas**
2.1. A nivel gerencial y de nuestra Junta Directiva, existe interés en poder ofrecer seguros que ayuden a mitigar el impacto que tendría el cambio climático en la variabilidad de los ingresos de los clientes que operan plantas de generación eléctrica con recursos renovables.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.2. Los posibles déficit del recurso renovable con que operan nuestros clientes ya han sido considerados en el flujo de caja futuro de sus proyectos. No vemos que haya que tomar medidas adicionales.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo

	( ) e. No tengo opinión
2.3. Nuestros clientes usualmente no cuentan con un fondo de emergencia que les permita cubrir déficit de caja extraordinarios ocasionados por escasez del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.4. Si existiera un seguro que cubra el riesgo de sufrir déficits de caja significativos debido a la falta del recurso renovable, seguramente las empresas generadoras considerarían la posibilidad de tomarlo.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.5. Muchos bancos y empresas generadoras de energía renovable consideran que los seguros que pagan ya son demasiados y que se han convertido en una carga financiera innecesaria para los proyectos.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.6. Nuestros clientes generadores de energía renovable consideran que los seguros que los cubren son absolutamente necesarios y le brindan a ellos y a los bancos una gran tranquilidad frente a eventos naturales que puedan ocurrir.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.7. No hemos notado que en el sector de generación renovable las otras aseguradoras del país se preocupen mucho por ofrecer productos para cubrir los efectos inmediatos del cambio climático o la variabilidad de los recursos energéticos con que operan sus clientes.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.8. Si durante unos meses del año el recurso escasea por debajo de lo esperado, seguramente nuestros clientes generadores recuperarán lo perdido en los meses del año en que el recurso abunda.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.9. El cambio climático del planeta es muy incierto y no está científicamente demostrado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo

	( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.10. El cambio climático es cierto, pero afectará muy poco la operación de las plantas generadoras con recursos renovables que hemos asegurado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

3. PERCEPCIÓN SOBRE LA PROBABILIDAD Y MAGNITUD DE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN RENOVABLE

Según su opinión, cuáles son los principales riesgos climáticos que podrían afectar la operación de las plantas generadoras basadas en recursos renovables? Por favor asigne un nivel de probabilidad de ocurrencia para cada uno de los riesgos que se citan. Utilice la siguiente clave para valorar la probabilidad de que se produzca el evento durante la vida útil de las plantas:

a. Es casi imposible o no aplica del todo.

b: Es poco probable.

c: Es medianamente probable.

d. Es muy probable.

e. Es casi seguro.

k. No lo sé.

Para cada evento, cuál sería el impacto económico en el flujo de caja anual de las plantas generadoras, si alguno de los riesgos mencionados anteriormente se materializara? Por favor asigne un nivel de impacto económico que tendría para las plantas generadoras cada uno de los riesgos mencionados. Utilice la siguiente clave para valorar la magnitud del impacto económico:

f. El impacto económico sería insignificante o nulo.

g: El impacto sería pequeño en comparación con el flujo de caja anual.

h: El impacto sería importante pero manejable con el flujo de caja normal.

i. El impacto implicaría recurrir a fondos de emergencia, por encima del flujo de caja normal.

j. El impacto sería desastroso y podría poner el riesgo la continuidad de operaciones de la planta.

l. No lo sé.

Solo conteste a las preguntas que corresponden al tipo de tecnologías (hidro, eólico o solar) que ya han sido apoyadas por su empresa aseguradora, o que contempla apoyar en el futuro próximo.

3.1. Hidroeléctricas:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.1.1 Caudales excesivos en el río o precipitación excesiva en la cuenca dañan la infraestructura de la planta (ej.: presa, toma, casa de máquinas, canales de conducción, caminos u otra obra física).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.1.2 Caudales promedio mensuales deficitarios debido a la falta de suficiente precipitación en la cuenca producen caída de la energía y potencia facturadas.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.1.3 Caudales deficitarios debido a la falta de suficiente precipitación en la cuenca producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.1.4 La falta de lluvias en la zona del proyecto hace que otros usuarios (agricultores, agroindustria, otras plantas hidroeléctricas, tomas de agua potable para consumo humano o animal, etc.) compitan más por el agua del río y disminuye el volumen de agua disponible para la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.

3.1.5 Caudales deficitarios obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que tiene.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.

3.2. Eólicas:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.2.1 Ráfagas excesivas dañan la infraestructura de la planta (ej.: aspas, torres, etc).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.2.2 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los cimientos de las torres, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.2.3 Promedios mensuales deficitarios de los flujos de viento producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.

3.2.4 Flujos de viento deficitarios producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada o la calidad esperada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.2.5 Flujos de viento deficitarios obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.

3.3. Solares:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.3.1 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los cimientos de las estructuras, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.3.2 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.

3.3.3 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada o la calidad esperada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.
3.3.4 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro. ( ) k. No lo sé.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso. ( ) l. No lo sé.

4. EXPECTATIVAS A FUTURO

4.1. Evolución de los riesgos climáticos sobre las plantas generadoras renovables (hidro, eólica, solar) en el futuro próximo: Considera usted que en el futuro próximo (menos de 5 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

4.2. Evolución de los riesgos climáticos sobre las plantas generadoras en el futuro mediano: Considera usted que en el futuro mediano (entre 5 y 20 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

5. ESTRATEGIAS DE MANEJO DEL RIESGO CLIMÁTICO Y COSTOS DE TRANSFERENCIA DE DICHOS RIESGOS

Por favor indique cuáles estrategias utilizan sus clientes generadores renovables (hidro, eólica, solar) para manejar el riesgo climático de las plantas generadoras.

A. Riesgos por exceso extremo de lluvia, caudales o viento: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.1. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con seguros que cubren daños físicos ocasionados por eventos climáticos excesivos.

5.1.1. Rango aproximado del costo de la prima anual de los seguros:

Costo de la prima anual: Desde US$/año _____ hasta US$/año_____

( ) No lo sé.

5.1.2. Tipo de coberturas usuales para este tipo de seguros:_____
_____
_____

( ) No lo sé.

5.1.3. El seguro cubre también la pérdida de ingresos? ( ) Si ( ) No

( ) No lo sé.

5.1.4. Nombre de las empresas aseguradoras que ofrecen seguros en este mercado (para plantas de generación renovable):

_____
_____
_____
_____
_____

☐ 5.2. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con un fondo de emergencia propio que les permite afrontar los daños ocasionados en la infraestructura física por eventos climáticos excesivos.

☐ 5.3. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para reparar daños que ocurran en la infraestructura de la planta por causa de eventos climáticos excesivos.

☐ 5.4. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar al banco una reestructuración de los pagos mientras se reparan los daños y vuelven a poner la planta en operación plena.

B. Riesgos por déficit extremo de lluvia, de caudales, de viento o de radiación solar: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.5. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con seguros que cubren pérdidas de ingresos esperados ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.5.1. Rango aproximado del costo de la prima anual de los seguros:

Costo de la prima anual: Desde US$/año _____ hasta US$/año_____

( ) No lo sé.

5.5.2. Monto máximo de la pérdida de ingresos que cubre el seguro:

US$ _____

( ) No lo sé.

5.5.3. Qué parámetro se usa para calcular la pérdida de ingresos? _____

_____

( ) No lo sé.

5.5.4. A partir de qué valor del parámetro o cómo se determina el nivel del déficit a partir del cual se paga el seguro?

_____

_____

( ) No lo sé.

☐ 5.6. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con un fondo de emergencia propio que les permite afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

☐ 5.7. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

☐ 5.8. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar a su banco una reestructuración de los pagos mientras el flujo de caja se recupera de forma natural.

6. DISPOSICIÓN PARA OFRECER UN SEGURO PARAMÉTRICO DE RIESGO CLIMÁTICO QUE CUBRA PÉRDIDAS DE INGRESOS POR DÉFICIT DEL RECURSO RENOVABLE

Los seguros paramétricos son seguros que operan con base en uno o más parámetros que están muy correlacionados con las pérdidas que ocasiona un siniestro. Pueden diseñarse para cubrir pérdidas de ingresos ocasionados por déficits del recurso renovable que mueve la planta generadora (déficit de lluvia, de viento o de sol).

El seguro se dispara cuando el déficit alcanza o supera cierto nivel previamente acordado, y se paga en proporción a un parámetro de medición de dicho déficit, hasta un tope acordado. Por ejemplo, se utilizan parámetros climáticos como la precipitación pluvial, promedio mensual de horas de sol e intensidad de la radiación, promedio mensual de la velocidad del viento en la zona del proyecto, temperatura, etc. Para esto se utilizan fuentes de datos climáticos que sean confiables, medibles, proporcionados por instituciones especializadas que no tienen ninguna relación con el proyecto o con las partes interesadas (inversionistas, banco, asegurador), históricos (al menos 20 años) y reportados frecuentemente (por ejemplo, a diario) y sostenibles en el tiempo. Normalmente estos datos provienen de registros de satélites climáticos y similares.

Como los riesgos climáticos afectan toda una región o país, este tipo de seguros paramétricos se estructuran con la participación de una empresa aseguradora local y una empresa reaseguradora internacional, que toma todo o parte del riesgo.

Con base en esta información básica, por favor responda las siguientes preguntas:

6.1. Consideraría su empresa aseguradora la posibilidad de ofrecer a sus clientes generadores de energía renovable un seguro paramétrico que cubra el riesgo de grandes déficit del recurso renovable con que operan sus plantas, suponiendo que fuera apoyada por una reaseguradora internacional que ya ofrezca el producto?

( ) No. (salte a la pregunta **# 6.4.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.2. Si la reaseguradora requiriera el pago de una prima mínima (digamos, US$100.000 por año), cree usted que su empresa aseguradora podría considerar ofrecer un seguro colectivo a los generadores más pequeños para que entre todos puedan pagar el monto mínimo?

( ) No creo que nuestros clientes se interesen en suscribir ni un seguro individual ni uno colectivo con otras empresas generadoras. (salte a la pregunta **# 6.4.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.3. Qué instituciones considera usted que podrían encargarse de reunir a un grupo de empresas interesadas en comprar un seguro colectivo de este tipo?

( ) Nuestro mismo grupo empresarial podría reunir varias plantas generadoras pequeñas para que puedan pagar esa prima mínima.

( ) Conocemos a varias empresas generadoras que podrían interesarse en suscribir un seguro colectivo de ese tipo.

( ) Existe un gremio o asociación que tal vez podría encargarse de reunir a un grupo de generadores de energía renovable a cambio de una comisión. Nombre de esa organización: _____

( ) Algún otro tipo de organización que usted considere que podría interesarse en ayudar a reunir varias plantas generadoras pequeñas en un seguro colectivo? Nombre:

_____

6.4. Por qué razón o razones ustedes no estarían interesados en ofrecer a sus clientes un seguro de riesgo climático del tipo que hemos descrito?

Fin de la entrevista.

7. COMENTARIOS ADICIONALES

Anote aquí cualquier comentario adicional relevante que haya hecho el entrevistado en relación con los seguros paramétricos de riesgo climático del tipo descrito.

ANNEX D: QUESTIONNAIRE FOR FINANCIAL INSTITUTION INTERVIEWEES

CEADIR

ENTREVISTA A ENTIDADES FINANCIERAS (BANCOS) QUE INVIERTEN EN PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

1. DATOS GENERALES

1.1. Fecha de la entrevista: _____ 1.2. Código: _____

1.3. Nombre del entrevistador: _____

1.4. País: Guatemala ☐ El Salvador ☐ Honduras ☐ Panamá ☐

1.5. Nombre de la empresa u organización entrevistada:

_____

1.6. Personas entrevistadas:

Nombre	Puesto	Tel.	e-mail

1.7. Características de las tecnologías renovables que el banco financia:

a) Por favor indique los datos generales de las plantas de energía renovable (hidro, eólica o solar) que su banco ha financiado hasta la fecha:

Tecnología (Hidro "H", eólica "E" o solar "S")	**Tamaño** (MW)	**Ubicación** (Departamento o Provincia)	**Situación Actual** (En operación "O" o en construcción "C")	**Año en que inició o iniciará operaciones**

b) Por favor indique los datos generales de las plantas de energía renovable (hidro, eólica o solar) que su banco está evaluando para un eventual financiamiento:

Tecnología (Hidro "H", eólica "E" o solar "S")	**Tamaño** (MW)	**Ubicación** (Departamento o Provincia)

2. PERCEPCIÓN Y ACTITUDES GENERALES SOBRE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE FINANCIADOS

Por favor indique qué tanto está usted de acuerdo o en desacuerdo con lo que dice cada enunciado siguiente sobre los riesgos climáticos que pueden afectar a sus clientes generadores de energía renovable.

Enunciado	**Respuestas**
2.1. A nivel gerencial y de nuestra Junta Directiva, existe interés en buscar mecanismos para controlar el impacto que tendría el cambio climático en la variabilidad de los ingresos de los clientes que operan plantas de generación eléctrica con recursos renovables.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.2. Los posibles déficit del recurso renovable con que operan nuestros clientes ya han sido considerados en el flujo de caja futuro de sus proyectos. No vemos que haya que tomar medidas adicionales.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo

	( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.3. Nuestros clientes usualmente no cuentan con un fondo de emergencia que les permita cubrir déficit de caja extraordinarios ocasionados por escasez del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.4. Es difícil que nosotros, como banco acreedor, podamos restructurar los pagos del crédito si en algún momento un cliente no pudiera generar la cantidad de energía que se tenía prevista para poder hacer dichos pagos.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.5. Si existiera un seguro a precio competitivo que cubriera a mis clientes del riesgo de sufrir un déficit de caja significativo debido a la falta del recurso renovable, consideraría la posibilidad de solicitarlo o recomendarlo.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.6. No creo que nosotros como banco acreedor vayamos a pedir a nuestros clientes un seguro adicional para cubrir déficit de caja causados por déficit del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.7. Los seguros que se le piden a nuestros clientes generadores de energía renovable ya son demasiados y se han convertido en una carga financiera innecesaria para los proyectos.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.8. Los seguros que cubren a nuestros clientes generadores son absolutamente necesarios y nos brindan una gran tranquilidad frente a eventos naturales que puedan ocurrir.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

2.9. No hemos notado que en el sector de generación renovable los otros bancos del país se preocupen mucho por los efectos inmediatos del cambio climático o la variabilidad de los recursos energéticos con que operan sus clientes.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.10. Durante el análisis de estos créditos, los ejecutivos del banco se preocupan mucho por medir el riesgo que podría tener el clima sobre los flujos de ingresos de los proyectos a financiar.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.11. Si durante unos meses del año el recurso escasea por debajo de lo esperado, seguramente nuestros clientes generadores recuperarán lo perdido en los meses del año en que el recurso abunda.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.12. Es muy difícil que los ingresos perdidos en un año deficitario se puedan recuperar en un año de abundancia del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.13. El cambio climático del planeta es muy incierto y no está científicamente demostrado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.14. El cambio climático es cierto, pero afectará muy poco la operación de las plantas generadoras con recursos renovables que hemos financiado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

3. PERCEPCIÓN SOBRE LA PROBABILIDAD Y MAGNITUD DE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN RENOVABLE

Según su opinión, cuáles son los principales riesgos climáticos que podrían afectar la operación de las plantas generadoras basadas en recursos renovables? Por favor asigne un nivel de probabilidad de ocurrencia para cada uno de los riesgos que se citan. Utilice la siguiente clave para valorar la probabilidad de que se produzca el evento durante la vida útil de las plantas:

a. Es casi imposible o no aplica del todo.

b: Es poco probable.

c: Es medianamente probable.

d. Es muy probable.

e. Es casi seguro.

Para cada evento, cuál sería el impacto económico en el flujo de caja anual de las plantas generadoras, si alguno de los riesgos mencionados anteriormente se materializara? Por favor asigne un nivel de impacto económico que tendría para las plantas generadoras cada uno de los riesgos mencionados. Utilice la siguiente clave para valorar la magnitud del impacto económico:

f. El impacto económico sería insignificante o nulo.

g: El impacto sería pequeño en comparación con el flujo de caja anual.

h: El impacto sería importante pero manejable con el flujo de caja normal.

i. El impacto implicaría recurrir a fondos de emergencia, por encima del flujo de caja normal.

j. El impacto sería desastroso y podría poner el riesgo la continuidad de operaciones de la planta.

Solo conteste a las preguntas que corresponden al tipo de tecnologías (Hidro, eólico o solar) que ya ha financiado su banco, o que contempla financiar en el futuro próximo.

3.1. Hidroeléctricas:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.1.1 Caudales excesivos en el río dañan la infraestructura de la planta (ej.: presa, toma, casa de máquinas, canales de conducción u otra obra física).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.2 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia.

	( ) e. Casi seguro.	( ) j. Desastroso.
3.1.3 Caudales promedio mensuales deficitarios debido a la falta de suficiente precipitación en la cuenca producen caída de la energía y potencia facturadas.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.4 Caudales deficitarios debido a la falta de suficiente precipitación en la cuenca producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.5 La falta de lluvias en la zona del proyecto hace que otros usuarios (agricultores, agroindustria, otras plantas hidroeléctricas, tomas de agua potable para consumo humano o animal, etc.) compitan más por el agua del río y disminuye el volumen de agua disponible para la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.6 Caudales deficitarios obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que tiene.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

3.2. Eólicas:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.2.1 Ráfagas excesivas dañan la infraestructura de la planta (ej.: aspas, torres, etc).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño.

	( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.2 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los cimientos de las torres, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.3 Promedios mensuales deficitarios de los flujos de viento producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.4 Flujos de viento deficitarios producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.2.5 Flujos de viento deficitarios obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

3.3. Solares:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.3.1 Precipitación excesiva causa deslizamientos de tierra o inundaciones que dañan los cimientos de las estructuras, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes de la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.3.2 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.3.3 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.3.4 Promedios mensuales deficitarios de radiación solar obligan a la empresa dueña del proyecto a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que se tiene.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

4. EXPECTATIVAS A FUTURO

4.1. Evolución de los riesgos climáticos sobre las plantas generadoras renovables (hidro, eólica, solar) en el futuro próximo: Considera usted que en el futuro próximo (menos de 5 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a “c”, “d” o “e”) van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

4.2. Evolución de los riesgos climáticos sobre las plantas generadoras en el futuro mediano: Considera usted que en el futuro mediano (entre 5 y 20 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

5. ESTRATEGIAS DE MANEJO DEL RIESGO CLIMÁTICO Y COSTOS DE TRANSFERENCIA DE DICHOS RIESGOS

Por favor indique cuáles estrategias utilizan sus clientes generadores renovables (hidro, eólica, solar) para manejar el riesgo climático de las plantas generadoras.

A. Riesgos por exceso extremo de lluvia, caudales o viento: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.1. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con seguros que cubren daños físicos ocasionados por eventos climáticos excesivos.

5.1.1. Rango aproximado del costo de la prima anual de los seguros:

En US$ por cada MW instalado: _____, o

En US$ por cada US$ 1 Millón de activos: _____

No lo sé: _____

5.1.2. Tipo de coberturas usuales para este tipo de seguros:_____
_____
_____

No lo sé: _____

5.1.3. Deducible que aplica por evento o por año: (% del valor del siniestro) _____ %

5.1.4. El seguro cubre también la pérdida de ingresos? ( ) Si ( ) No

En caso de que cubra dicha pérdida: Monto máximo de la pérdida de ingresos que cubre el seguro:

Hasta _____ meses de operación, o

Hasta un _____ % de la pérdida de ingresos.

No lo sé: _____

5.1.5. Nombre de las empresas aseguradoras que ofrecen seguros en este mercado (para plantas de generación renovable):

_____
_____
_____
_____
_____

☐ 5.2. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con un fondo de emergencia propio que les permite afrontar los daños ocasionados en la infraestructura física por eventos climáticos excesivos.

5.2.1. Monto máximo del fondo de emergencia:

Hasta _____ meses de operación, o

Hasta un _____ % de la pérdida de ingresos.

No lo sé: _____

5.2.2. El fondo normalmente se constituye completo desde un principio o se va construyendo poco a poco con los mismos ingresos de la planta?

( ) Desde un inicio.

( ) Se irá construyendo poco a poco con los ingresos de la planta.

Tiempo que normalmente toma completar el fondo: _____ años.

No lo sé: _____

☐ 5.3. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para reparar daños que ocurran en la infraestructura de la planta por causa de eventos climáticos excesivos.

( ) El contrato actual con nuestro banco les permite recurrir a créditos adicionales en caso de emergencia.

Monto máximo permitido: US$_____, o

Como porcentaje del crédito inicial: _____%

( ) Los accionistas de los proyectos financiados generalmente están en capacidad de financiar todo o parte de esos gastos.

( ) Cuentan con otras posibles fuentes de financiamiento. Por favor explique:

_____

_____

_____

☐ 5.4. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar a nuestro banco una reestructuración de los pagos mientras se reparan los daños y vuelven a poner la planta en operación plena.

( ) El contrato actual contempla ese derecho en caso de daños causados por la naturaleza.

( ) El contrato actual no lo contempla, pero igual consideramos que existe una alta probabilidad de que el banco lo acepte así.

B. Riesgos por déficit extremo de lluvia, de caudales, de viento o de radiación solar: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.5. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con seguros que cubren pérdidas de ingresos esperados ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.5.1. Rango aproximado del costo de la prima anual de los seguros:

En US$ por cada MW instalado: _____, o

En US$ por cada MWh generado: _____

No lo sé: _____

5.5.2. Monto máximo de la pérdida de ingresos que cubre el seguro:

Hasta _____ meses de operación, o

Hasta un _____ % de la pérdida de ingresos.

No lo sé: _____

5.5.3. Qué parámetro se usa para calcular la pérdida de ingresos?

_____

_____

No lo sé: _____

5.5.4. A partir de qué valor del parámetro o cómo se determina el nivel del déficit a partir del cual se paga el seguro?

_____

_____

No lo sé: _____

5.5.5. Cómo se calcula el monto a indemnizar según el valor del parámetro que se usa para determinar las pérdidas de ingresos?

_____

_____

No lo sé: _____

5.5.6. Nombre de la empresa aseguradora que ofrece este tipo de seguros:

_____

_____

☐ 5.6. Las empresas generadoras cuentan (o contarán) con un fondo de emergencia propio que les permite afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.6.1. Es el mismo fondo mencionado antes para el caso de eventos climáticos excesivos que dañen la infraestructura física?

( ) Si ( ) No. En caso de que no sea el mismo fondo, por favor conteste las siguientes dos preguntas:

5.6.2. Este fondo especial cubre hasta:

_____ meses de operación, o

_____ % de la pérdida de ingresos.

No lo sé: _____

5.6.3. Este fondo especial existirá desde un principio o se irá construyendo poco a poco con los mismos ingresos de la planta?

( ) Desde un inicio.

( ) Se irá construyendo poco a poco con los ingresos de la planta.

Tiempo que normalmente toma completar el fondo: _____ años.

No lo sé: _____

☐ 5.7. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

( ) El contrato actual con nuestro banco les permite recurrir a créditos adicionales en caso de emergencia.

Monto máximo permitido: US$_____, o

Como porcentaje del crédito inicial: _____%

( ) Los accionistas de los proyectos financiados generalmente están en capacidad de financiar todo o parte de esos gastos.

( ) Cuentan con otras posibles fuentes de financiamiento. Por favor explique:

_____

_____

_____

☐ 5.8. Las empresas generadoras tienen la posibilidad de solicitar a nuestro banco una reestructuración de los pagos mientras el flujo de caja se recupera de forma natural.

( ) El contrato actual contempla ese derecho en caso de daños causados por la naturaleza.

( ) El contrato actual no lo contempla, pero igual consideramos que existe una alta probabilidad de que el banco lo acepte así.

C. Capacidad de cobertura de los egresos financieros y operativos normales por parte de las empresas generadoras financiadas: (puede marcar más de una opción)

5.9. El contrato actual con los deudores contempla pagos diferenciados entre el invierno y el verano? ( ) Si ( ) No.

5.10 El contrato actual con los deudores establece un requisito contractual sobre la razón de cobertura mínima que debe cumplir siempre el flujo de caja de la planta? ( ) Si ( ) No.

Razón de cobertura mínima: Es el índice financiero que resulta de dividir el flujo de caja anual antes del pago de la cuota bancaria, entre el monto de la cuota bancaria (o un índice de liquidez similar).

5.11. Qué tanto tendrían que caer los ingresos de las plantas generadoras en un año con respecto a las proyecciones de ingresos que ustedes tenían, para que haga falta recurrir a fondos externos o a un seguro para poder cubrir los gastos financieros y operativos normales de la planta?

( ) Tendrían que caer un 5% o más.

( ) Un 10% o más.

( ) Un 15% o más.
( ) Un 20% o más.
( ) Por arriba del 25%.

5.12. Qué tanto tendrían que caer los ingresos de las plantas generadoras en un año con respecto a las proyecciones de ingresos que ustedes tenían, para incumplir algún requerimiento de liquidez mínima que establezca el contrato de crédito con los deudores?

( ) Tendrían que caer un 5% o más.
( ) Un 10% o más.
( ) Un 15% o más.
( ) Un 20% o más.
( ) Por arriba del 25%.

6. DISPOSICIÓN PARA SOLICITAR A LOS CLIENTES DEL BANCO LA SUSCRIPCIÓN DE UN SEGURO PARAMÉTRICOS DE RIESGO CLIMÁTICO QUE CUBRA PÉRDIDAS DE INGRESOS POR DÉFICIT DEL RECURSO RENOVABLE

Los seguros paramétricos son seguros que operan con base en uno o más parámetros que están muy correlacionados con las pérdidas que ocasiona un siniestro. Pueden diseñarse para cubrir pérdidas de ingresos ocasionados por déficits del recurso renovable que mueve la planta generadora (déficit de lluvia, de viento o de sol).

El seguro se dispara cuando el déficit alcanza o supera cierto nivel previamente acordado, y se paga en proporción a un parámetro de medición de dicho déficit, hasta un tope acordado. Por ejemplo, se utilizan parámetros climáticos como la precipitación pluvial, promedio mensual de horas de sol e intensidad de la radiación, promedio mensual de la velocidad del viento en la zona del proyecto, temperatura, etc. Para esto se utilizan fuentes de datos climáticos que sean confiables, medibles, proporcionados por instituciones especializadas que no tienen ninguna relación con el proyecto o con las partes interesadas (inversionistas, banco, asegurador), históricos (al menos 20 años) y reportados frecuentemente (por ejemplo, a diario) y sostenibles en el tiempo. Normalmente estos datos provienen de registros de satélites climáticos y similares.

Como los riesgos climáticos afectan toda una región o país, este tipo de seguros paramétricos se estructuran con la participación de una empresa aseguradora local y una empresa reaseguradora internacional, que toma todo o parte del riesgo.

Con base en esta información básica, por favor responda las siguientes preguntas:

6.1. Consideraría su banco la posibilidad de solicitar a sus clientes generadores de energía renovable la compra de un seguro paramétrico para cubrir el riesgo de grandes déficit del recurso renovable con que operas sus plantas?

( ) No. (salte a la pregunta **# 6.6.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.2. Un seguro paramétrico para pérdidas de ingresos se utiliza para pagar pérdidas ocasionadas por déficit extraordinarios de ingresos. En el caso de un seguro paramétrico por riesgo climático, el pago se activaría cuando el parámetro elegido caiga por debajo de cierto valor (por ejemplo, para una hidroeléctrica el

pago se activaría cuando la precipitación promedio trimestral, semestral o anual caiga por debajo de cierto nivel).

Con qué frecuencia considera usted que se deberían calcular los promedios alcanzados por esos parámetros climáticos con respecto al nivel pactado con el asegurador para determinar si se dispara o no el pago de la póliza?

( ) Cada tres meses.
( ) Cada seis meses.
( ) Cada año.
( ) No lo sé.

6.3. A partir de qué nivel de déficit de las variables climáticas elegidas considera usted que un seguro de este tipo se debería activar (es decir, comenzar a pagar una indemnización a la empresa)?

( ) Si caen un 5% o más por debajo del valor trimestral o semestral que se tenía previsto.
( ) Si caen un 10% o más por debajo del valor previsto.
( ) Si caen un 15% o más por debajo del valor previsto.
( ) Si caen un 20% o más por debajo del valor previsto.
( ) Si caen un 25% o más por debajo del valor previsto.
( ) Si caen un 30% o más por debajo del valor previsto.
( ) No lo sé.

6.4. Si la reaseguradora requiriera el pago de una prima mínima (digamos, US$100.000 por año), cree usted que los generadores más pequeños podrían estar interesados en considerar la compra de un seguro colectivo junto con otras empresas del gremio para pagar entre todas el monto mínimo?

( ) No haría falta comprar un seguro colectivo, porque nuestros clientes normalmente podrían pagar esa prima mínima para un seguro individual.

( ) No creo que nuestros clientes se interesen en suscribir ni un seguro individual ni uno colectivo con otras empresas generadoras. (salte a la pregunta **# 6.6.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.5. Qué instituciones considera usted que podrían encargarse de reunir a un grupo de empresas interesadas en comprar un seguro colectivo de este tipo?

( ) Nuestro mismo grupo empresarial podría reunir varias plantas generadoras pequeñas para que puedan pagar esa prima mínima.

( ) Conocemos a varias empresas generadoras que podrían interesarse en suscribir un seguro colectivo de ese tipo.

( ) Existe un gremio o asociación que tal vez podría encargarse de reunir a un grupo de generadores de energía renovable a cambio de una comisión. Nombre de esa organización: _____

( ) Las empresas aseguradoras que trabajan con ese mercado podrían encargarse de eso, a cambio de una comisión. Nombre de las empresas aseguradoras que se podrían interesar:

_____

_____

( ) Algún otro tipo de organización que usted considere que podría interesarse en ayudar a reunir varias plantas generadoras pequeñas en un seguro colectivo? Nombre:

_____

6.6. Por qué razón o razones ustedes no estarían interesados en solicitar a sus clientes un seguro de riesgo climático del tipo que hemos descrito?

Fin de la entrevista.

7. COMENTARIOS ADICIONALES

Anote aquí cualquier comentario adicional relevante que haya hecho el entrevistado en relación con los seguros paramétricos de riesgo climático del tipo descrito.

ANNEX E: QUESTIONNAIRE FOR INSURANCE REGULATOR INTERVIEWEES

CEADIR

CUESTIONARIO PARA REGULADORES DEL MERCADO DE SEGUROS SOBRE SEGUROS PARAMÉTRICOS DE RIESGO CLIMÁTICO PARA EL SECTOR DE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE

(03 de mayo, 2017)

1. DATOS GENERALES

1.1. Fecha de la entrevista: _____ 1.2. Código: _____

1.3. Nombre del entrevistador: _____

1.4. País: Guatemala ☐ El Salvador ☐ Honduras ☐ Panamá ☐

1.5. Nombre de la empresa u organización entrevistada:

_____

1.6. Personas entrevistadas:

Nombre	Puesto	Tel.	e-mail

2. PERCEPCIÓN Y ACTITUDES GENERALES SOBRE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LAS PLANTAS PRODUCTORAS

Por favor indique qué tanto está usted de acuerdo o en desacuerdo con lo que dice cada enunciado siguiente sobre los riesgos climáticos.

Enunciado	Respuestas
2.1. A nivel de nuestra institución, existe interés en buscar mecanismos para controlar el impacto que tendría el cambio climático en la variabilidad de los	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo

recursos energéticos renovables que utilizan las empresas de generación.	( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.2. Los posibles déficit del recurso renovable con que operan las plantas generadoras ya han sido considerados por los empresarios generadores en el flujo de caja futuro. No vemos que haya que tomar medidas adicionales.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.3. Los productores renovables usualmente no cuentan con un fondo de emergencia que les permita cubrir déficit de caja extraordinarios ocasionados por escasez del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.4. Si existiera un seguro a precio competitivo que les cubriera el riesgo de sufrir un déficit de caja significativo debido a la falta del recurso renovable, seguramente los productores considerarían la posibilidad de tomarlo.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.5. Los seguros que se le piden al sector de generación renovable ya son demasiados y se han convertido en una carga financiera innecesaria para los proyectos.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.6. Los seguros que cubren a las plantas de generación con energía renovable son absolutamente necesarios y les brindan una gran tranquilidad frente a eventos naturales que puedan ocurrir.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.7. No hemos notado que las empresas de seguros se preocupen mucho por los efectos inmediatos del cambio climático ni por la variabilidad de los recursos naturales con que operan las plantas de energía renovable que han sido aseguradas.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

2.8. Si durante unos meses del año el recurso escasea por debajo de lo esperado, seguramente las empresas generadoras recuperarán lo perdido en los meses del año en que el recurso abunda.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.9. El cambio climático del planeta es muy incierto y no está científicamente demostrado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.10. El cambio climático afectará muy poco la operación de las plantas de generación de energía renovable en nuestro país.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

4. REQUISITOS PARA LA APROBACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE NUEVOS PRODUCTOS DE SEGUROS

Por favor indique cuáles son los principales requisitos y normas que se deben cumplir para poder lograr la aprobación y comercialización de un nuevo producto financiero en el país.

4.1 ¿Cuáles elementos debe incluir la propuesta de póliza que se le proponga a la Superintendencia?

( ) El tipo de cobertura y materia asegurada.
( ) Monto de la suma asegurada.
( ) Exclusiones y periodos de carencia.
( ) Obligaciones y declaraciones del asegurado.
( ) Agravación o alteración de riesgo.
( ) Monto de la prima anual y fraccionada.
( ) Efectos de no pago o atraso en el pago de la prima.
( ) Evento disparador y forma de pago en caso de siniestro.
( ) Procedimiento de denuncia y verificación del siniestro.
( ) Terminación del seguro.
( ) Canales de comunicación entre las partes.
( ) Otros. Por favor explique:

_____

4.2 Se debe presentar a la superintendencia notas técnicas actuariales.

( )Si ( ) No.

4.2.1 ¿Cuáles son las condiciones o requisitos mínimos que debe contener esta nota, o su formato de presentación?

_____
_____
_____

4.2.2 ¿Los actuarios que preparen dicha nota deben estar registrados oficialmente ante la Superintendencia? ( ) Si ( ) No.

4.2.3 Los actuarios que preparen dicha nota deben estar registrados oficialmente ante alguna otra entidad?

( ) Si. ¿Cuál entidad? _____

( ) No.

4.3 Se debe presentar un modelo financiero (en formato Excel o similar) de la póliza propuesta, que acompañe el estudio actuarial. ( ) Si ( ) No.

4.3.1 ¿Cuáles variables principales se deben incluir en el modelo financiero?

_____
_____
_____

4.3.2 Se debe separar en el modelo el cálculo de la prima pura y de la prima comercial. ( ) Si ( ) No

_____
_____
_____

4.4 ¿Cuál disposición legal (normas o regulaciones) debe cumplir un nuevo producto de seguros para poder ser comercializado en el país?

4.5 ¿Cuáles son los plazos máximos de aprobación de una solicitud para la comercialización de una nueva póliza, una vez que se presentan todos los documentos y requisitos?

4.6 Aparte del producto propuesto, ¿qué requisitos debe cumplir la aseguradora que pretenda comercializar esa nueva póliza?

4.7 Cuáles son los requisitos legales (normas o regulaciones) que se deben cumplir para que una empresa reaseguradora internacional pueda respaldar desde un inicio el lanzamiento de un nuevo producto de seguros en el mercado local?

_____
_____
_____

4.8 Aparte de la Superintendencia, alguna otra organización interviene en el proceso de aprobación?

( ) Si. Cuál entidad? _____

( ) No.

4.9 . Una vez que se comience a comercializar el producto, las reaseguradoras participantes deben presentar periódicamente alguna información o documentación a la Superintendencia ?

( ) Si. Qué documentos?

_____
_____
_____

( ) No.

4.10 Si la nueva póliza incluyera la modalidad de seguro colectivo (adquirido por un grupo de empresas generadoras de energía renovable de características similares), con el fin de poder reducir el costo de las primas anuales, habría que cumplir con alguna normativa en particular?

( ) Si. Cuál normativa?

_____
_____
_____

( ) No.

5. DISPOSICIÓN PARA APOYAR UN SEGURO PARAMÉTRICOS DE RIESGO CLIMÁTICO QUE CUBRA PÉRDIDAS DE INGRESOS POR DÉFICIT DEL RECURSO RENOVABLE EN EL MERCADO NACIONAL

Los seguros paramétricos son seguros que operan con base en uno o más parámetros que están muy correlacionados con las pérdidas que ocasiona un siniestro. Pueden diseñarse para cubrir pérdidas de ingresos ocasionados por déficits del recurso renovable que mueve la planta generadora (déficit de lluvia, de viento o de sol).

El seguro se dispara cuando el déficit alcanza o supera cierto nivel previamente acordado, y se paga en proporción a un parámetro de medición de dicho déficit, hasta un tope acordado. Por ejemplo, se utilizan parámetros climáticos como la precipitación pluvial, promedio mensual de horas de sol e intensidad de la radiación, promedio mensual de la velocidad del viento en la zona del proyecto, temperatura, etc. Para esto se utilizan fuentes de datos climáticos que sean confiables, medibles, proporcionados por instituciones especializadas que no tienen ninguna relación con el proyecto o con las partes interesadas (inversionistas, banco, asegurador), históricos (al menos 20 años) y reportados frecuentemente (por ejemplo, a diario) y

sostenibles en el tiempo. Normalmente estos datos provienen de registros de satélites climáticos y similares.

Como los riesgos climáticos afectan toda una región o país, este tipo de seguros paramétricos se estructuran con la participación de una empresa aseguradora local y una empresa reaseguradora internacional, que toma todo o parte del riesgo.

Con base en esta información básica, por favor responda las siguientes preguntas:

5.1. Cree usted que un seguro de riesgo climático que indemnice los déficit extremos del recurso renovable de los productores de energía podría ser interesante para ser introducido en el país?

( ) No. (salte a la pregunta **# 5.3.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

5.2. Estaría su institución dispuesta a considerar un seguro de este tipo?

( ) No. Por qué no?

_____
_____
_____
_____
_____

( ) No lo sé.

( ) Si. Bajo qué condiciones básicas?

_____
_____
_____
_____
_____

5.3. Por qué razón o razones usted considera que este no es un producto interesante para ser introducido en el país?

Fin de la entrevista.

6. COMENTARIOS ADICIONALES

Anote aquí cualquier comentario adicional relevante que haya hecho el entrevistado en relación con los seguros paramétricos de riesgo climático del tipo descrito.

ANNEX F: QUESTIONNAIRE FOR RE INDUSTRY ASSOCIATION INTERVIEWEES

CEADIR

CUESTIONARIO PARA ASOCIACIONES DE PRODUCTORES DE ENERGÍA RENOVABLE SOBRE SEGUROS PARAMÉTRICOS DE RIESGO CLIMÁTICO

(04 de abril, 2017)

1. DATOS GENERALES

1.1. Fecha de la entrevista: _____ 1.2. Código: _____

1.3. Nombre del entrevistador: _____

1.4. País: Guatemala ☐ El Salvador ☐ Honduras ☐ Panamá ☐

1.5. Nombre de la empresa u organización entrevistada:

_____

1.6. Personas entrevistadas:

Nombre	Puesto	Tel.	e-mail

1.7. Características generales de la Asociación y de los asociados:

Año en que se creó la Asociación	
Cantidad de asociados a la fecha	
De los anteriores, cuántos asociados son productores de energía pertenecientes a cada una de las tres tecnologías de interés?	Hidroeléctrica: _____ Eólica:_____ Solar: _____

	Total: _____
Cómo se distribuyen estos asociados productores de energía según su tamaño? (Favor indicar cantidad de asociados, de modo que el total concuerde con el total de la pregunta anterior)	Pequeños: _____ (menos de 5 MW) Medianos:_____ (desde 6 MW hasta 50 MW) Grandes: _____ (más de 51 MW) Total: _____
Comentarios generales sobre la situación actual del mercado de energías renovables en el país.	

2. PERCEPCIÓN Y ACTITUDES GENERALES SOBRE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LAS PLANTAS PRODUCTORAS

Por favor indique qué tanto está usted de acuerdo o en desacuerdo con lo que dice cada enunciado siguiente sobre los riesgos climáticos.

Enunciado	Respuestas
2.1. A nivel de nuestra organización gremial, existe interés en buscar mecanismos para controlar el impacto que tendría el cambio climático en la variabilidad de los recursos energéticos renovables que utilizan las empresas productoras asociadas.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.2. Los posibles déficit del recurso renovable con que operan las plantas de nuestros asociados ya han sido considerados por ellos en el flujo de caja futuro. No vemos que haya que tomar medidas adicionales.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.3. Nuestros asociados productores usualmente no cuentan con un fondo de emergencia que les permita cubrir déficit de caja extraordinarios ocasionados por escasez del recurso renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.4. Si existiera un seguro a precio competitivo que les cubriera el riesgo de sufrir un déficit de caja significativo debido a la falta del recurso renovable, seguramente los productores considerarían la posibilidad de tomarlo.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo

	( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.5. Los seguros que le piden a nuestro sector ya son demasiados y se han convertido en una carga financiera innecesaria para los proyectos.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.6. Los seguros que cubren a nuestros asociados productores son absolutamente necesarios y les brindan una gran tranquilidad frente a eventos naturales que puedan ocurrir.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.7. No hemos notado que en nuestro gremio las empresas asociadas se preocupen mucho por los efectos inmediatos del cambio climático ni por la variabilidad de los recursos naturales en sus plantas de energía renovable.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.8. Si durante unos meses del año el recurso escasea por debajo de lo esperado, seguramente nuestros asociados productores recuperarán lo perdido en los meses del año en que el recurso abunda.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.9. El cambio climático del planeta es muy incierto y no está científicamente demostrado.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión
2.10. El cambio climático afectará muy poco la operación de las plantas de generación de energía de nuestros asociados.	( ) a. Muy de acuerdo ( ) b. Tiendo a estar de acuerdo ( ) c. Tiendo a estar en desacuerdo ( ) d. Muy en desacuerdo ( ) e. No tengo opinión

3. PERCEPCIÓN SOBRE LA PROBABILIDAD Y MAGNITUD DE LOS RIESGOS CLIMÁTICOS QUE PUEDEN AFECTAR LA OPERACIÓN DE LAS PLANTAS

Cuáles son los principales riesgos climáticos que podrían afectar la operación de las plantas de energía renovable de sus asociados productores? Por favor asigne un nivel de probabilidad de ocurrencia para cada uno de los riesgos que se citan. Utilice la siguiente clave para valorar la probabilidad de que se produzca el evento durante la vida útil de las plantas:

a. Es casi imposible o no aplica del todo.

b: Es poco probable.

c: Es medianamente probable.

d. Es muy probable.

e. Es casi seguro.

Para cada evento, cuál sería el impacto económico en el flujo de caja anual de las plantas, si alguno de los riesgos mencionados anteriormente se materializara? Por favor asigne un nivel de impacto económico que tendría para las plantas cada uno de los riesgos mencionados. Utilice la siguiente clave para valorar la magnitud del impacto económico:

f. El impacto económico sería insignificante o nulo.

g: El impacto sería pequeño en comparación con el flujo de caja anual.

h: El impacto sería importante pero manejable con el flujo de caja normal.

i. El impacto implicaría recurrir a fondos de emergencia, por encima del flujo de caja normal.

j. El impacto sería desastroso y podría poner el riesgo la continuidad de operaciones de las plantas.

3.1. Hidroeléctricas, Eólicas y Solares:

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Económico
3.1.1 Exceso de lluvia o de viento daña la infraestructura de la planta (ej.: presa, toma, casa de máquinas, canales de conducción, caminos u otra obra física para el caso de las hidroeléctricas; o aspas, torres, etc para el caso de las eólicas; o cimientos de las estructuras, caminos internos o las líneas de transmisión o comunicación entre los componentes en el caso de las solares).	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.2 Promedios mensuales deficitarios de caudales (hidroeléctricas), flujos de viento (eólicas) o radiación solar (solares) producen caída de la energía y potencia total que se esperaba facturar en el año.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

3.1.3 Flujos deficitarios de caudales, viento o sol producen penalizaciones y multas por no poder servir la cantidad de energía mínima contratada o la calidad esperada.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.4 Flujos deficitarios de caudales, viento o sol obligan a las empresas productoras a tener que comprar energía más cara de otras empresas con el fin de poder cumplir con el contrato de suministro que tienen con sus clientes.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.
3.1.5 La falta de lluvias en la zona del proyecto (caso de las hidroeléctricas) hace que otros usuarios (agricultores, agroindustria, otras plantas hidroeléctricas, tomas de agua potable para consumo humano o animal, etc.) compitan más por el agua del río y disminuye el volumen de agua disponible para la planta.	( ) a. Casi imposible o no aplica. ( ) b. Poco probable. ( ) c. Medianamente probable. ( ) d. Muy probable. ( ) e. Casi seguro.	( ) f. Insignificante o nulo. ( ) g. Pequeño. ( ) h. Importante pero manejable. ( ) i. Fondos de emergencia. ( ) j. Desastroso.

4. EXPECTATIVAS A FUTURO

4.1. Evolución de los riesgos climáticos sobre las plantas en el futuro próximo: Considera usted que en el futuro próximo (menos de 5 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

4.2. Evolución de los riesgos climáticos sobre las plantas en el futuro mediano: Considera usted que en el futuro mediano (entre 5 y 20 años), los riesgos climáticos que usted consideró más probables (calificación de probabilidad igual a "c", "d" o "e") van a tender a:

( ) Seguir igual ( ) Mitigarse ( ) Incrementarse ( ) No lo sé.

5. ESTRATEGIAS DE MANEJO DEL RIESGO CLIMÁTICO Y COSTOS DE TRANSFERENCIA DE DICHOS RIESGOS

Por favor indique cuáles estrategias considera usted que utilizan actualmente las empresas generadoras para manejar el riesgo climático de sus plantas.

A. Riesgos por EXCESO extremo de lluvia, caudales o viento: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.1. Las empresas productoras normalmente cuentan con seguros que cubren daños físicos ocasionados por eventos climáticos excesivos.

5.1.1. El seguro cubre también la pérdida de ingresos? ( ) Si ( ) No

( ) No lo sé.

5.1.2. Nombre de las principales empresas aseguradoras en el país que brindan seguros para las empresas productoras de energía renovable:

_____
_____

_____
_____
_____

☐ 5.2. Las empresas normalmente cuentan con un fondo de emergencia propio que les permite afrontar los daños ocasionados en la infraestructura física por eventos climáticos excesivos.

5.2.1. El fondo normalmente existe desde un principio o se va construyendo poco a poco con los mismos ingresos de la planta?

( ) Desde un inicio.

( ) Se irá construyendo poco a poco con los ingresos de la planta.

( ) No lo sé.

☐ 5.3. Las empresas normalmente tienen la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para reparar daños que ocurran en la infraestructura de la planta por causa de eventos climáticos excesivos.

( ) Los bancos normalmente les permiten recurrir a créditos adicionales en caso de emergencia.

( ) Los accionistas normalmente están en capacidad de financiar todo o parte de esos gastos.

( ) Las empresas normalmente cuentan con otras posibles fuentes de financiamiento. Por favor explique:

_____

☐ 5.4. Las empresas normalmente tienen la posibilidad de solicitar a sus bancos una reestructuración de los pagos mientras reparan los daños y vuelven a poner la planta en operación plena.

( ) Los contratos de financiamiento normalmente contemplan ese derecho en caso de daños causados por la naturaleza.

( ) Aunque los contratos no lo contemplen, igual consideramos que existe una alta probabilidad de que los bancos tengan que aceptarlo así.

B. Riesgos por DEFICIT extremo de lluvia, de caudales, de viento o de radiación solar: (puede marcar más de una opción)

☐ 5.5. Las empresas productoras normalmente cuentan con seguros que cubren pérdidas de ingresos esperados ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.5.1. Conoce usted el nombre de empresas aseguradoras que brinden este tipo de seguros? ( ) No ( ) Si. Cuáles?

_____

_____

☐ 5.6. Las empresas productoras normalmente cuentan con un fondo de emergencia propio que les permite afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

5.6.1. Es el mismo fondo mencionado antes para el caso de eventos climáticos excesivos que dañen la infraestructura física?

( ) Si ( ) No. En caso de que no sea el mismo fondo, por favor conteste:

5.6.2. El fondo normalmente existe desde un principio o se va construyendo poco a poco con los mismos ingresos de la planta?

( ) Desde un inicio.

( ) Se irá construyendo poco a poco con los ingresos de la planta.

( ) No lo sé.

☐ 5.7. Las empresas normalmente tienen la posibilidad de solicitar financiamientos adicionales para afrontar la pérdida de ingresos ocasionados por eventos climáticos deficitarios extremos.

( ) Los bancos normalmente les permiten recurrir a créditos adicionales en caso de estos déficit de caja.

( ) Los accionistas normalmente están en capacidad de financiar todo o parte de estos déficit de caja.

( ) Las empresas normalmente cuentan con otras posibles fuentes de financiamiento. Por favor explique:

_____

☐ 5.8. Las empresas tienen la posibilidad de solicitar a su banco una reestructuración de los pagos mientras el flujo de caja se recupera de forma natural.

( ) Los contratos de financiamiento normalmente contemplan ese derecho en caso de déficit de caja causados por la naturaleza.

( ) Aunque los contratos no lo contemplen, igual consideramos que existe una alta probabilidad de que los bancos tengan que aceptarlo así.

C. Margen de cobertura de los egresos financieros y operativos normales:

5.9. Normalmente los contratos de los productores de energía renovable con sus acreedores principales contemplan pagos diferenciados entre el invierno y el verano?

( ) Si ( ) No ( ) No lo sé.

5.10 Normalmente los contratos de los productores de energía renovable con los acreedores principales establecen un requisito contractual sobre la razón de cobertura mínima que debe cumplir siempre el flujo de caja de las plantas?

( ) Si ( ) No ( ) No sabe/no recuerda

Razón de cobertura mínima: Es el índice financiero que resulta de dividir el flujo de caja anual antes del pago de la cuota bancaria, entre el monto de la cuota bancaria (o un índice de liquidez similar).

5.11. Qué tanto considera usted que tendrían que caer los ingresos de las plantas en un año con respecto a las proyecciones de ingresos que los propietarios tenían, para que haga falta recurrir a fondos externos o a un seguro para poder cubrir los gastos financieros y operativos normales de una planta?

( ) Tendrían que caer un 5% o más.
( ) Un 10% o más.
( ) Un 15% o más.
( ) Un 20% o más.
( ) Por arriba del 25%.
( ) No sabe/no contesta

6. DISPOSICIÓN PARA APOYAR UN SEGURO PARAMÉTRICOS DE RIESGO CLIMÁTICO QUE CUBRA PÉRDIDAS DE INGRESOS POR DÉFICIT DEL RECURSO RENOVABLE PARA LOS ASOCIADOS PRODUCTORES

Los seguros paramétricos son seguros que operan con base en uno o más parámetros que están muy correlacionados con las pérdidas que ocasiona un siniestro. Pueden diseñarse para cubrir pérdidas de ingresos ocasionados por déficits del recurso renovable que mueve la planta generadora (déficit de lluvia, de viento o de sol).

El seguro se dispara cuando el déficit alcanza o supera cierto nivel previamente acordado, y se paga en proporción a un parámetro de medición de dicho déficit, hasta un tope acordado. Por ejemplo, se utilizan parámetros climáticos como la precipitación pluvial, promedio mensual de horas de sol e intensidad de la radiación, promedio mensual de la velocidad del viento en la zona del proyecto, temperatura, etc. Para esto se utilizan fuentes de datos climáticos que sean confiables, medibles, proporcionados por instituciones especializadas que no tienen ninguna relación con el proyecto o con las partes interesadas (inversionistas, banco, asegurador), históricos (al menos 20 años) y reportados frecuentemente (por ejemplo, a diario) y sostenibles en el tiempo. Normalmente estos datos provienen de registros de satélites climáticos y similares.

Como los riesgos climáticos afectan toda una región o país, este tipo de seguros paramétricos se estructuran con la participación de una empresa aseguradora local y una empresa reaseguradora internacional, que toma todo o parte del riesgo.

Con base en esta información básica, por favor responda las siguientes preguntas:

6.1. Cree usted que un seguro de riesgo climático que indemnice los déficit extremos del recurso renovable de los productores podría ser interesante para los asociados de su organización?

( ) No. (salte a la pregunta **# 6.6.**)

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.2. Estaría su organización dispuesta a colaborar con el esfuerzo de dar a conocer este tipo de seguros entre sus asociados, y apoyar para que el producto sea aprobado por las entidades que regulan el mercado de seguros en este país?

( ) No. Por qué no?

_____
_____
_____
_____
_____

( ) No lo sé.

( ) Si. Bajo qué condiciones básicas?

_____
_____
_____
_____
_____

6.3. Cuánto cree usted que estarían dispuestas a pagar las empresas productoras por la prima anual de un seguro de este tipo?

Empresas Pequeñas	Empresas Medianas	Empresas Grandes
( ) Menos de US$15.000 por año.	( ) Menos de US$15.000 por año.	( ) Menos de US$15.000 por año.
( ) Entre US$15.000 y US$25.000 por año.	( ) Entre US$15.000 y US$25.000 por año.	( ) Entre US$15.000 y US$25.000 por año.
( ) Entre US$26.000 y US$50.000 por año.	( ) Entre US$26.000 y US$50.000 por año.	( ) Entre US$26.000 y US$50.000 por año.
( ) Entre US$51.000 y US$75.000 por año.	( ) Entre US$51.000 y US$75.000 por año.	( ) Entre US$51.000 y US$75.000 por año.
( ) Entre US$76.000 y US$100.000 por año.	( ) Entre US$76.000 y US$100.000 por año.	( ) Entre US$76.000 y US$100.000 por año.
( ) Entre US$101.000 y US$150.000 al año.	( ) Entre US$101.000 y US$150.000 al año.	( ) Entre US$101.000 y US$150.000 al año.
( ) Entre US$151.000 y US$200.000 al año.	( ) Entre US$151.000 y US$200.000 al año.	( ) Entre US$151.000 y US$200.000 al año.
( ) Más de US$200.000 al año.	( ) Más de US$200.000 al año.	( ) Más de US$200.000 al año.
( ) No sabe/no contesta	( ) No sabe/no contesta	( ) No sabe/no contesta

6.4. Si la reaseguradora requiriera el pago de una prima mínima (digamos, US$100.000 por año), cree usted que las empresas pequeñas estarían dispuestas a considerar la compra de un seguro colectivo junto con otras empresas del gremio para pagar entre todas el monto mínimo?

( ) No haría falta comprar un seguro colectivo porque casi todas podrían pagar esa prima mínima para un seguro individual. (**Fin de la entrevista**).

( ) No (**Fin de la entrevista**).

( ) No lo sé.

( ) Si.

6.5. Qué instituciones considera usted que podrían encargarse de ayudar a reunir a un grupo de empresas interesadas en comprar un seguro colectivo de este tipo?

( ) Nuestra misma asociación podría reunir a varias empresas productoras pequeñas para que puedan pagar esa prima mínima, a cambio de una comisión.

( ) Los bancos que financian a nuestro sector podrían encargarse de eso, a cambio de una comisión. Nombre de los bancos que podrían interesarse más:

_____

_____

( ) Las empresas aseguradoras que trabajan con nuestro sector podrían encargarse de eso, a cambio de una comisión. Nombre de las empresas aseguradoras que podrían estar más interesadas:

_____

_____

( ) Algún otro tipo de organización que usted considere que podría interesarse en ayudar a reunir varias plantas generadoras en un seguro colectivo? Nombre:

_____

( ) No sabe/No contesta

Fin de la entrevista.

6.6. Por qué razón o razones ustedes considera usted que este no es un producto interesante para los asociados de su organización?

Fin de la entrevista.

7. COMENTARIOS ADICIONALES

Anote aquí cualquier comentario adicional relevante que haya hecho el entrevistado en relación con los seguros paramétricos de riesgo climático del tipo descrito.

REFERENCES

Abs, Julius. 2017. "Green Tech Solutions Offer Great Opportunities to Companies." Munich: Munich RE, November 17. https://www.munichre.com/topics-online/en/energy/renewable-energy/great-opportunities-green-tech-solutions.html.

Aguilar, Martha; Tomas Pacheco; Julio Quiñónez; and Jaime Tobar. 2009. "Vulnerability and Adaptation to Climate Change of Rural Inhabitants in the Central Coastal Plain of El Salvador." *Climate Research* 40 (2-3): 187-198.

A.M. Best Company. 2016. *Innovation: The Race for Global Insurers to Remain Relevant.* Oldwick, NJ: A.M. Best Company. http://www3.ambest.com/bestweek/purchase.asp?record_code=253443.

Beilfuss, Richard and Tran Triet. 2014. *Climate Change and Hydropower in the Mekong River Basin: A Synthesis of Research.* Vientiane: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. https://www.researchgate.net/publication/312540331_Climate_change_and_hydropower_in_the_Mekong_River_Basin_a_synthesis_of_research.

Brown, Allan. 2017. "Snapshot: Panama's Insurance and Reinsurance Sector." *Business News Americas*, August 24. https://www.bnamericas.com/en/news/insurance/snapshot-panamas-insurance-and-reinsurance-sector/.

CAHDA. 2019. *Informe Preliminar de Información Financiera del Sector Asegurador Hondureño.* Tegucigalpa: Camara Hondureña de Aseguradores. https://www.cahda.org/wp-content/uploads/2019/03/Informe_Diciembre_2018.pdf.

Campbell, Jayaka; Tannecia Stephenson; Michael Taylor; Rhodene Watson; and Felicia Whyte. 2011. "Future Climate of the Caribbean from a Regional Climate Model." *International Journal of Climatology* 31 (12): 1866-1878.

CISL. 2016. *Investing for Resilience.* Cambridge, United Kingdom: Cambridge Institute for Sustainability Leadership. https://www.cisl.cam.ac.uk/resources/sustainable-finance-publications/investing-for-resilience.

Cardona, Luis Miguel; Santiago Enriquez; Eric Hyman; Walter Jokish; Pablo Torres; Bernai Velarde; and Diego Fernández de Velasco. 2018. *The Clean Energy Market in Guatemala*. Washington, DC: Crown Agents USA, Abt Associates, and Enclude Ltd., Prepared for USAID.

CNBS. 2017. "Boletín Estadístico y Financiero del Sistema Asegurador Trimestral." December 2017 Data. In *Publicaciones Estadísticas y Financieras de la Comisión Nacional de Bancos y Seguros de Ecuador.* Tegucigalpa: Comisión Nacional de Bancos y Seguros.

———. 2018. "Registro de Reaseguradores del Exterior." January 31 Data. Tegucigalpa: Comisión Nacional de Bancos y Seguros.

Córdova, Jose; Rodolfo Camacho; and Eric Hyman. 2018. *Guidelines to Reduce Hydrological Uncertainty in the Design of Small-Scale Hydropower.* Washington, DC: Crown Agents USA, and Abt Associates, Prepared for USAID.

COSO. 2004. *Enterprise Risk Management – Integrated Framework*. New York: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

———. 2017. *Enterprise Risk Management: Integrating with Strategy and Performance. Executive Summary*. New York: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. https://www.coso.org/Documents/2017-COSO-ERM-Integrating-with-Strategy-and-Performance-Executive-Summary.pdf.

Counts, Lauren; Nienke Stam; Katherine Vilnrotter; Manuel Alegre; Arjan Visser; Alex Blake; Marcia Gowen Trump; and Eric Hyman. 2014. *Clean Energy Lending Toolkit.* Washington, DC: Enclude and Abt Associates, Prepared for USAID. English: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00JS5M.pdf; French: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00MMK8.pdf; Spanish: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PBAAF209.pdf.

ECLAC. 2013a. *La Economía del Cambio Climático en Centroamérica Síntesis 2012.* Mexico City: United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean.

———. 2013b. *Gestión Integral de Riesgos y Seguros Agropecuarios en Centroamérica y la República Dominicana: Situación Actual y Líneas de Acción Potenciales.* Mexico City: United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean.

———. 2018. *Climate Change in Central America: Potential Impacts and Public Policy Options.* Mexico City: United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39150/7/S1800827_en.pdf.

Enriquez, Santiago; Gwendolyn Andersen; Elias Epstein; Dan Gies; and Alan Miller. 2015. *Critical Issues for Clean Energy Financing and LEDS Support to Central America.* Washington, DC: Crown Agents USA and Abt Associates, Prepared for USAID. http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00KKJR.pdf.

Enriquez, Santiago; Rafael Álvarez; Edward Hoyt; Eric Hyman; Walter Jokisch; Héctor Dada Sánchez; Pablo Torres; and Diego Fernández de Velasco. 2018a. *The Clean Energy Market in El Salvador*. Washington, DC: Crown Agents USA and Abt Associates, Prepared for USAID. https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00T84M.pdf.

Fábrega, José; Osamu Arakawa; Tosiyuki Nakaegawa; Keisuke Nakayama; and Reinhardt Pinzón. 2013. "Hydroclimate Projections for Panama in the Late 21st Century." *Hydrological Research Letters* 7 (2): 23-29.

Fundación MAPFRE. 2019. *El Mercado Asegurador Latinoamericano en 2018.* Madrid: Fundación MAPFRE. https://www.fundacionmapfre.org/documentacion/publico/i18n/catalogo_imagenes/grupo.cmd?path=1099982.

GCube. 2015. *Weather Risk Transfer: Hedging Strategies for Hydroelectric and Wind Energy Investors*. London: GCube. http://gcube-insurance.com/wp-content/uploads/2015/10/GCube-Weather-Risk-Transfer-1.pdf.

Giorgi, Filippo and Noah Diffenbaugh. 2008. "Developing Regional Climate Change Scenarios for Use in Assessment of Effects on Human Health and Disease." *Climate Research* 36 (2): 141-151.

Hall, Trevor; Anthony Chen; Akio Kitoh; Shoji Kusunoki; Andrea Sealy; Tannecia Stephenson; and Michael Taylor. 2013. "Future Climate of the Caribbean from a Super-High-Resolution Atmospheric General Circulation Model." *Theoretical and Applied Climatology* 113 (1-2): 271-287.

Hatch, David; Marcelo Núñez; Kervin Stephenson; and Fernando Vila. 2012. *Los Seguros Agropecuarios en las Américas: Un Instrumento para la Gestión del Riesgo.* San José: Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura/Asociación Latinoamericana para el Desarrollo del Seguro Agropecuario.

Hellmuth, Molly; Haresh Bhojwani; Ulrich Hess; Anne Moorhead; and Daniel Osgood, eds. 2009. *Index Insurance and Climate Risk: Prospects for Development and Disaster Management. Climate and Society No. 2.* New York: International Research Institute for Climate and Society, Columbia University. https://iri.columbia.edu/docs/CSP/Climate%20and%20Society%20Issue%20Number%202.pdf.

Hewitson, Bruce; Maarten van Aalst; Timothy Carter; Filippo Giorgi; Anthony Janetos; Richard Jones; Won-Tae Kwon; Linda Mearns; and E. Schipper. 2014. "Part B: Regional Aspects." *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Thomas Downing and Phil Duffy, eds. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press. http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/.

HSB Engineering Insurance and Munich Re. n.d. *Renewable Energy Facilities, Adverse Weather Risks: A Guide to Loss Prevention.* London: HSB Engineering Insurance Ltd. https://www.munichre.com/site/hsb-eil-mobile/get/documents_E-1355365166/hsb/assets.hsb.eil/Documents/Knowledge-Center/Downloads/Document-Library/HSBEI-1273-0214-Renewable-Energy-Facilities-adverse-weather-risks%281%29.pdf.

Institute and Faculty of Actuaries. 2018. "Actuaries Climate Index." London: Institute and Faculty of Actuaries. https://www.actuaries.org.uk/learn-and-develop/research-and-knowledge/actuarial-research-centre-arc/commissioned-projects/actuaries-climate-index.

IRENA. 2017. *Renewable Capacity Statistics.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. http://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2017.

———. 2019. *Renewable Capacity Statistics.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2019.pdf.

IRI. 2014. *Reporte del Taller Seguro de Índice para el Desarrollo Económico-Agrícola en Honduras: March 11-12. Workshop in Tegucigalpa, Honduras.* Palisades, NY: International Research Institute for Climate and Society, Columbia University.

———. 2018. "Upping Our Game: A Crop Insurance Project in Honduras Proves Wildly Successful." Palisades, NY: International Research Institute for Climate and Society, Columbia University. http://features.iri.columbia.edu/upping-our-game-climate-drought-index-insurance-honduras.

ISA. 2019. *Pacto Nacional por el Agro. De Cara al Productor. Memoria 2018.* Panama City: Instituto de Seguro Agropecuario. http://asamblea-dspace.metabiblioteca.com/bitstream/001/365/1/Memoria%20Anual%202018_corregido.pdf.

Ishizawa, Oscar and Juan Miranda. 2018. "Weathering Storms: Understanding the Impact of Natural Disasters in Central America." *Environmental and Resource Economics* 73, no. 8 (May): 1-31.

Kreft, Sönke; Lukas Dorsch; David Eckstein; and Livia Fischer. 2015. *Global Climate Risk Index 2016.* Bonn: Germanwatch. http://germanwatch.org/en/11366.

Kreft, Sönke; David Eckstein; and Inga Melchior. 2016. *Global Climate Risk Index 2017: Who Suffers Most from Extreme Weather Events? Weather-Related Loss Events in 2015 and 1996 to 2015.* Bonn: GermanWatch.

Kitoh, Akio; Iracema Cavalcanti; Hirokazu Endo; Prashant Goswami; K. Krishna Kumar; and Tianjun Zhou. 2013. "Monsoons in a Changing World: A Regional Perspective in a Global Context." *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 118 (8): 3053-3065.

Manion, Michelle; David Cooley; Eric Hyman; Gordon Smith; and Jason Vogel. 2019. *Greenhouse Gas and Other Environmental, Social, and Economic Impacts of Hydropower: A Literature Review.* Washington, DC: Crown Agents USA and Abt Associates, Prepared for USAID.

Marengo, José; Grinia Ávalos; Amelia Díaz; Edgard Montealegre; José Pabón; Maisa Rojas; Gabriela Rosas; Silvina Solman; and Marcos Villacis. 2011. "Climate Change: Evidence and Future Scenarios for the Andean Region." In *Climate Change and Biodiversity in the Tropical Andes.* Paris: IAI-SCOPE.

Marroquín Osorio, Héctor. 2017. *Análisis de Factibilidad Técnica para la Implementación de Seguros Indexados contra las Amenazas de Sequía e Inundación para los Cultivos de Arroz y Maíz en Panamá.* Mexico City: Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Instituto de Seguro Agropecuario de Panamá, and Fondo Internacional para el Desarrollo Agrícola).

Maurer, Edwin; Jennifer Adam; and Andrew Wood. 2009. "Climate Model Based Consensus on the Hydrologic Impacts of Climate Change to the Rio Lempa Basin of Central America." *Hydrology and Earth System Sciences* 13 (2): 183-194. https://doi.org/10.5194/hess-13-183-2009.

MiCRO. 2016. "MiCRO Expande Mercado de Microseguros en Centroamérica." St. Michael, Barbados: Microinsurance Catastrophe Risk Organization, November 15. http://www.microrisk.org/es/central-america-es/micro-expande-mercado-de-microseguros-en-centroamerica/.

———. 2018. "MiCRO's 2018 Fascinating Year in Review." St. Michael, Barbados: Microinsurance Catastrophe Risk Organization. https://www.microrisk.org/company/micros-2018-fascinating-year-in-review/.

Molina, Javier; Eric Hyman; and Nadia Scharen-Guivel. 2018. *Analysis of Renewable Energy Auctions in Six Countries.* Washington, DC: Crown Agents USA and Abt Associates, Prepared for USAID.

Munich Re. 2011. "Tailwind for Plan Engineering." Munich: MunichRe, July 4. https://www.munichre.com/topics-online/en/energy/renewable-energy/guarantee-cover-wind-energy.html.

———. 2016. "Climate Insurance – An Opportunity for Developing Countries." Munich: MunichRe, November 11. https://www.munichre.com/topics-online/en/climate-change-and-natural-disasters/resilience/climate-insurance-2015.html.

Nakaegawa, Tosiyuki; Akio Kitoh; Hiroyuki Murakami; and Shoji Kusunoki. 2014. "Annual Maximum 5-Day Rainfall Total and Maximum Number of Consecutive Dry Days over Central America and the Caribbean in the Late Twenty-first Century Projected by an Atmospheric General Circulation Model with Three Different Horizontal Resolutions." *Theoretical and Applied Climatology* 116, no. 1-2 (April): 155-168. doi: 10.1007/s00704-013-0934-9.

Pacific Credit Rating. 2017. *Guatemala: Sector de Seguros y Fianzas. Informe Sectorial*. Antigua, Guatemala: Pacific Credit Rating. https://docplayer.es/8409666-Informe-sectorial-guatemala-sector-seguros-y-fianzas.html.

Reyes, Eduardo; Rodolfo Camacho; Santiago Enríquez; Fernando Revuelta; and Diego Fernández de Velasco. 2020. *Diagnóstico del Mercado de Energías Limpias en la República de Panamá*. Washington, DC: Crown Agents USA and Abt Associates, Prepared for USAID.

Risk Management Solutions. 2019. "Climate Change – What's the GIST?" Newark, CA: Risk Management Solutions. https://www.rms.com/blog/2019/08/02/climate-change-whats-the-gist/.

Rojas Navarrete, Manuel. 2018. *Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana, 2017*. Mexico City: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44358/1/S1801216_es.pdf.

Scotti, Veronica. 2019. "How Cities Can Become More Resilient to Climate Change." Cologny/Geneva, Switzerland: World Economic Forum, June 25. https://www.weforum.org/agenda/2019/06/can-we-be-resilient-to-climate-change/.

SIB. 2018. *Boletín Anual de Estadísticas de la Actividad Aseguradora 2017*. Guatemala City: Superintendencia de Bancos de Guatemala. https://www.sib.gob.gt/web/sib/Boletin-Anual-de-Estadisticas-de-la-Actividad-Aseguradora?p_p_id=110_INSTANCE_AF7l&p_p_action=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_id=&p_p_col_pos=0&p_p_col_count=0&_110_INSTANCE_AF7l_struts_action=%2Fdocument_library_display%2Fview&_110_INSTANCE_AF7l_folderId=1094232.

———. 2019. *Boletín Anual de Estadísticas de la Actividad Aseguradora 2018*. Guatemala City: Superintendencia de Bancos de Guatemala. https://www.sib.gob.gt/web/sib/Boletin-Anual-de-Estadisticas-de-la-Actividad-Aseguradora?p_p_id=110_INSTANCE_AF7l&p_p_action=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_110_INSTANCE_AF7l_struts_action=%2Fdocument_library_display%2Fview&_110_INSTANCE_AF7l_folderId=5968808.

SSF. 2017. *Boletín Estadístico del Sistema Financiera: Octubre – Diciembre 2017*. San Salvador: Superintendencia del Sistema Financiero, El Salvador. https://ssf.gob.sv/wp-content/uploads//ssf2018/Estadisticas/Bolet%C3%ADn%20Estadistico%20del%20Sistema%20Financiero/Boletin_diciembre2017.pdf.

———. 2019. *Boletín Estadístico del Sistema Financiera*. San Salvador: Superintendencia del Sistema Financiero, El Salvador. https://ssf.gob.sv/boletin-estadistico-del-sistema-financiero/.

SSRP. 2016a. "Comparativo de Primas Suscritas de Seguro Directo y Siniestros Totales (Local y Exterior) Según Ramos." Panama City: Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá. http://www.superseguros.gob.pa/images/files/comparativos/totalc/comptot-2016-12.pdf.

———. 2016b. *Informe Trimestral de Resultados Técnicos, por Ramo*. Panama City: Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá. http://www.superseguros.gob.pa/images/files/resultadostec/rt-2016-iv.pdf.

———. 2018. *Informe Annual: Ejercicio 2017*. Panama City: Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá. https://superseguros.gob.pa/images/files/boletinestad/DES-BL-2017.pdf.

———. 2019a. "Resumen Acumulados al 31 de diciembre de 2018." Panama City: Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá. https://www.superseguros.gob.pa/images/files/acumulados/2018/12/Acum-Total-2018-12.pdf.

———. 2019b. "Primas, Siniestros y Pólizas 2018." Panama City: Superintendencia de Seguros y Reaseguros de Panamá. Dataset. https://www.superseguros.gob.pa/index.php/estadistica/comparativos#total-2.

UNEP Finance Initiative. 2018. "UNEP FI Working with 16 Global Insurers to Better Understand Risk & Implement TCFD Recommendations." Geneva: UNEP Finance Initiative, November 13. https://www.unepfi.org/news/industries/insurance/unep-fi-working-with-16-global-insurers-to-better-understand-risk-implement-tcfd-recommendations/.

Van Vliet, Michelle; Justin Sheffield; David Wilberg; and Eric Wood. 2016. "Impacts of Recent Drought and Warm Years on Water Resources and Electricity Supply Worldwide." *Environmental Research Letters* 11, no. 12 (December): 124021. http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/12/124021.

World Bank. 2013. *Guatemala: Estudio de Factibilidad para el Diseño e Implementación de una Cobertura Indexada a Nivel Macro Contra Sequía para la Seguridad Alimentaria.* Washington, DC: World Bank. http://documents.worldbank.org/curated/en/466001468256130609/Guatemala-Estudio-de-factibilidad-para-el-diseno-e-implementacion-de-una-cobertura-indexada-a-nivel-macro-contra-sequ-237-a-para-la-seguridad-alimentaria.