

GOVERNMENT OF PUERTO RICO
PUBLIC SERVICE REGULATORY BOARD
PUERTO RICO ENERGY BUREAU

NEPR

Received:

Dec 17, 2019

7:12 PM

IN RE: PUERTO RICO ELECTRIC
POWER AUTHORITY INTEGRATED
RESOURCE PLAN

CASE NO. CEPR-AP-2018-0001

SUBJECT: MOTION REQUESTING
THAT THE PUERTO RICO
ENERGY BOARD TAKE JUDICIAL
NOTICE OF THE GRID
MODERNIZATION PLAN

**LOCAL ENVIRONMENTAL ORGANIZATIONS' MOTION REQUESTING THAT
THE PUERTO RICO ENERGY BOARD TAKE JUDICIAL NOTICE OF THE GRID
MODERNIZATION PLAN**

TO THE HONORABLE PUERTO RICO ENERGY BUREAU:

COME NOW, the Local Environmental Organizations,¹ and state and request
as follows:

- 1) On October 24, 2019, the office of the Governor of Puerto Rico, the Executive Director of PREPA, the president of the PREPA Governing Board, and others announced the details of Grid Modernization Plan for Puerto Rico (the “GridMod” proposal).²

¹ Comité Diálogo Ambiental, Inc., El Puente de Williamsburg, Inc. -Enlace Latino de Acción Climática, Comité Yabucoño Pro-Calidad de Vida, Inc., Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc., Sierra Club and its Puerto Rico chapter, Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc., Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc., Amigos del Río Guaynabo, Inc., Campamento Contra las Cenizas en Peñuelas, Inc., and CAMBIO Puerto Rico, Inc., (“Local Environmental Organizations”).

² <https://www.fortaleza.pr.gov/content/gobernadora-v-zquez-garced-anuncia-plan-para-modernizar-y-fortalecer-la-red-el-ctrica-de>

- 2) On November 16, 2019, the Not-For-Profit Intervenors filed a motion requesting that the Bureau order PREPA to submit its GridMod proposal as an amendment to the Integrated Resource Plan.³
- 3) On or after November 22, 2019, the Central Office for Recovery, Reconstruction and Resiliency (“COR3”) placed an English version of the GridMod proposal on its website at <https://recovery.pr/document-library>. At some point, COR3 had also placed a Spanish version of the GridMod proposal, but that version does not appear to be available any longer. The Compressed PDFs of the Spanish and English versions of the plan, downloaded from that website, are attached as Exhibits A and B, respectively.
- 4) The GridMod proposal and its contents are facts of public interest that can be accurately and readily determined from the COR3 online Document Library. Under Regulation 8543 Section 9.03(A), therefore, the Puerto Rico Energy Bureau may take judicial notice of the GridMod proposal. The GridMod proposal includes more than \$20B in investments, actions, and projects that Law 17-2014 places under oversight of the Energy Bureau, through the Integrated Resource Planning process.⁴ Therefore, in this Integrated Resource Plan docket, PREPA must do the work of explaining how the GridMod proposal relates to the Integrated Resource Plan.

³ or alternatively, explain why the GridMod Plan did not have to be included in the Integrated Resource Plan process

⁴ Exhibit A, Executive Summary, page ix.

- 5) The Energy Bureau must also determine whether the GridMod proposal will align with, or frustrates the goals of Law 17-2019, since the \$20B GridMod proposal will have a material impact on energy demand and on the availability of distributed energy resources. Again, PREPA must do the work of explaining how the GridMod proposal fits Law 17-2019.
- 6) The new extended schedule allows for additional time for discovery from the parties and the Energy Bureau to PREPA, to answer questions about the relationship between the GridMod proposal, the Integrated Resource Plan, and Law 17-2019.

Wherefore, we respectfully request that the Bureau include the GridMod proposal in the Integrated Resource Plan docket through judicial notice, allow an additional discovery period for the parties and the Energy Bureau to question PREPA on the GridMod proposal, and grant such further relief as the Energy Bureau deems just and proper.

Respectfully submitted, on December 17, 2019,

s/ Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
(RUA Núm. 4182)
Calle Condado 605, Oficina 611
San Juan, Puerto Rico 00907
Tel. & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

s/Ruth Santiago

RUTH SANTIAGO
RUA Núm. 8589
Apartado 5187
Salinas, Puerto Rico 00751
Tel. (787) 312-2223
rstgo@gmail.com

s/Raghu Murthy

RAGHU MURTHY
Earthjustice
48 Wall Street, 15th Floor
New York, NY 10005
Tel. (212) 823-4991
rmurthy@earthjustice.org

s/Laura Arroyo

LAURA ARROYO
RUA Núm. 16653
Earthjustice
4500 Biscayne Blvd Ste 201
Miami, FL 33137
Tel. (305) 440-5436
larroyo@earthjustice.org

s/Jordan Luebke

JORDAN LUEBKEMANN
Florida Bar No. 1015603
Earthjustice
111 S. Martin Luther King Jr. Blvd.
Tallahassee, FL 32301
Tel. (850) 681-0031
jluebke@earthjustice.org

CERTIFICATION OF SERVICE

We hereby certify that, on December 17, 2019, we have filed this Motion via the Energy Bureau's online filing system, and sent to the Puerto Rico Energy Bureau Clerk and legal counsel to: secretaria@energia.pr.gov; astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; n-vazquez@aeep.pr.com; c-aquino@prepa.com and to the following persons:

- PREPA (mvazquez@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law)
- Sunrun (javier.ruajovet@sunrun.com);
- EcoElectrica (carlos.reyes@ecoelectrica.com and ccf@tcmrslaw.com);
- Grupo Windmar (victorluisgonzalez@yahoo.com, mgrpcorp@gmail.com);
- Oficina Independiente de Protección al Consumidor (hrivera@oipc.pr.gov, jrivera@cnslpr.com);
- Empire Gas Company (manuelgabrielfernandez@gmail.com);
- National Public Finance Guarantee (acasellas@amgprlaw.com and corey.brady@weil.com);
- Progression Energy (maortiz@lvprlaw.com and rnegron@dnlawpr.com);
- Shell (paul.demoudt@shell.com);
- Wartsila North America (escott@ferraiuoli.com);
- Non Profit Intervenors (agraitfe@agraitlawpr.com);
- EDF (acarbo@edf.org);
- Arctas Capital Group (sierra@arctas.com, tonvtorres2366@gmail.com);
- SESA PR & Caribe GE (cfl@mcvpr.com);
- League of Cooperatives of Puerto Rico and AMANESER 2025 (info@liga.coop, amaneser2020@gmail.com)

Respectfully submitted on this day December 17, 2019,

s/Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
RUA Núm. 4182
Calle Condado 605, Oficina 611
San Juan, Puerto Rico 00907
Tel & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

s/Raghu Murthy

RAGHU MURTHY
Earthjustice
48 Wall Street, 15th Floor
New York, NY 10005
Tel. (212) 823-4991
rmurthy@earthjustice.org

GRID MODERNIZATION PLAN FOR PUERTO RICO



Prepared for:
Central Office for Recovery,
Reconstruction and Resiliency

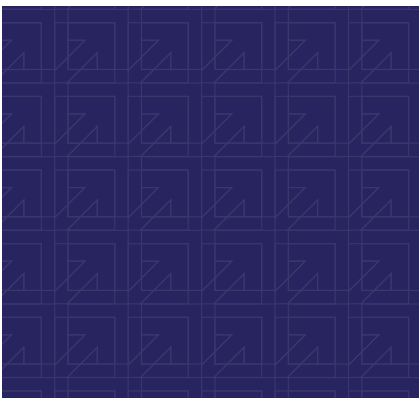


TABLE OF CONTENTS

Executive Summary.....	v
1. Introduction.....	1
2. Energy System Overview	5
3. Transformation Strategy	13
4. Energy System Infrastructure Transformation.....	21
4.1 Transmission & Substations	21
4.2 Distribution	40
4.3 Generation	50
4.4 Fuel Infrastructure	55
4.5 Distributed Energy Resources	60
5. Energy System Technology Transformation.....	68
5.1 Technology	68
5.2 Security.....	79
5.3 System Operations	88
6. Energy System Management Transformation	93
6.1 Operational Efficiencies	93
6.2 Emergency Preparedness.....	98
6.3 Regulatory & Policy	110
7. Conclusion and Next Steps	120
Appendix A. Glossary	122
Appendix B. COA Descriptions and Mapping.....	125
Appendix C. Detailed System Cost Estimates	130

TABLES AND FIGURES

Table 1. Summary of Cost Estimates by Category	ix
Table 2. Annual Cost Estimates by Category	xi
Table 3. Cumulative Cost Estimates by Category	xii
Table 1-1. Working Groups Categories	3
Table 3-1. Organizational Change Components for Puerto Rico	14
Table 3-2. Funding Source Categorization	16
Table 4-1. Transmission Line Damage Information	23
Table 4-2. Transmission Poles Damage Information	23
Table 4-3. PREPA Flooded Substations Information	24
Table 4-4. NYPA Substation Inspection Information	25
Table 4-5. North-to-South Transmission Reinforcements	30
Table 4-6. Humacao District Transmission Projects	31
Table 4-7. LMM Airport Supply Upgrades	32
Table 4-8. Northwestern Area Supply Upgrades	33
Table 4-9. Humacao District Substation Upgrades	36
Table 4-10. San Juan Medical District Upgrades.....	37
Table 4-11. Eastern Region Pharma Corridor Upgrades.....	38
Table 4-12. Transmission and Substations Major Investment Areas (\$M).....	39
Table 4-13. Summary of Distribution Technologies and Applicable Projects	41
Table 4-14. Vieques and Culebra Distribution Upgrade	48
Table 4-15. Humacao District Distribution System Upgrade	48
Table 4-16. Generation Major Investments Areas	55
Table 4-17. Fuel Supply for Power Generation.....	55
Table 4-18. Fuel Infrastructure Major Investments Areas.....	60
Table 4-19. DERs and Microgrids Major Investment Areas (\$M)	67
Table 5-1. Grid Control and Automation Systems	70
Table 5-2. Customer Systems Portfolio Supported Business Functions	72
Table 5-3. Technology Major Investment Areas (\$M)	79
Table 5-4. Security Major Investments (\$M)	87
Table 5-5. System Operations Major Investments (\$M).....	92
Table 6-1. Operational Efficiencies Major Investments (\$M).....	98
Table 6-2. Emergency Preparedness Major Investment Areas (\$M).....	109
Table C-1. Detailed Transmission Cost Estimates (230 kV/115 kV)	130
Table C-2. Detailed Substation Cost Estimates (230 kV/115 kV)	131
Table C-3. Detailed Substation Cost Estimates (38 kV).....	132
Table C-4. Detailed Distribution System Cost Estimates	133
Table C-5. Short-Term Substation Reliability Projects	134
Table C-6. Detailed Distribution District Allocation Cost Estimates	134
Table C-7. Detailed Generation and Fuel Infrastructure Cost Estimates.....	135
Table C-8. Detailed Grid Control and Automation Cost Estimates	135
Table C-9. Detailed Metering Systems Cost Estimates	135
Table C-10. Detailed Customer Systems Cost Estimates	136
Figure 1. Broken Distribution Poles After the Storm	vi
Figure 2. PREPA Rebuild Aerial Operation	vii
Figure 3. Annual Cost Estimates by Category	xi

EXHIBIT A

Figure 4. Cumulative Cost Estimates by Category	xii
Figure 1-1. COR3 Objectives	1
Figure 2-1. Puerto Rico Generation Installed Capacity	5
Figure 2-2. Monacillo Control Center	6
Figure 2-3. Puerto Rico Manufacturing Facility Locations	7
Figure 2-4. Hurricane Maria Trajectory and Flooding.....	8
Figure 2-5. Transmission Structure Knocked Down by Hurricane Maria.....	9
Figure 2-6. Puerto Rico Historical Hurricane Storm Tracks.....	9
Figure 2-7. Utility Restoration Teams	10
Figure 2-8. Strategic Imperatives.....	11
Figure 3-1. Energy Recovery Phases	13
Figure 3-2. Project Funding Formulation and Execution Approach.....	19
Figure 4-1. High Voltage Transmission Diagram.....	22
Figure 4-2. Dorado Substation Flooding.....	24
Figure 4-3. Flood Risk Areas.....	25
Figure 4-4. Proposed Islandable Grid Regions	27
Figure 4-5. Monopole vs. Lattice Tower Design	29
Figure 4-6. Substation Flood Barrier	35
Figure 4-7. Distribution Line Repairs	40
Figure 4-8. Electronic Reclosers, Control Units and Line Sensors Installed by Duke Energy	46
Figure 4-9. Allocation of Distribution Investments to Regions and Districts.....	49
Figure 4-10. Total Production per Fuel Type Accumulated	55
Figure 4-11. Puerto Rico Power Generation Fuel Supply	56
Figure 4-12. Recommended Islandable Grid Boundary Recommendations.....	62
Figure 4-13. Solar Farm.....	64
Figure 4-14. Recommended DR Program Development Process	66
Figure 5-1. Transforming Puerto Rico Energy System	68
Figure 5-2. Puerto Rico Technology Transformation.....	70
Figure 5-3. Example of Damaged Meters and Electricity Theft	71
Figure 5-4. Microgrid Systems for Puerto Rico	75
Figure 5-5. Smart Electricity Meter Installation (2011-2016, % of Total Sector)	76
Figure 5-6. Modern Control Center	89
Figure 5-7. Security Operation Center	91
Figure 6-1. Asset Management Planning Steps in Accordance with PASS 55/ ISO 55000.....	95
Figure 6-2. Example of a Reclosers Testing Facility at CenterPoint Energy	96
Figure 6-3. A Station Training Yard with a Control House and Equipment.....	96
Figure 6-4. Training Yard with Facilities (T/D Overhead and Underground)	97
Figure 6-5. Example of AMI Meter Training	97
Figure 6-6. Map of Palo Seco Plant and Depot in Flood Area.....	107
Figure 6-7. Map of Caguas (Potential Palo Seco Depot Relocation).....	108

DISCLAIMER

This plan was prepared by the Working Group members and facilitated by Navigant Consulting, Inc., n/k/a Guidehouse Inc. The information presented in this plan represents the Working Group's professional judgment based on the information available at the time this plan was prepared. All information furnished in this plan is provided "AS IS." The Working Group is not responsible for the reader's use of, or reliance upon, the plan, nor any decisions based on the plan. Readers of the plan are advised that they assume all liabilities incurred by them, or third parties, as a result of their reliance on the plan, or the data, information, findings and opinions contained in the plan.

THE WORKING GROUP, THE WORKING GROUP MEMBERS AND THEIR RESPECTIVE AFFILIATES, THE UNITED STATES GOVERNMENT, AND ANY AGENCY THEREOF, AND THE RESPECTIVE EMPLOYEES, OFFICERS, DIRECTORS AND TRUSTEES, CONTRACTORS AND SUBCONTRACTORS OF THE WORKING GROUP MEMBERS, AND THEIR RESPECTIVE AFFILIATES MAKE NO WARRANTIES OF ANY KIND, EXPRESS OR IMPLIED, INCLUDING WITHOUT LIMITATION ANY WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE OR NONINFRINGEMENT, AND SHALL HAVE NO LIABILITY OR RESPONSIBILITY FOR THE ACCURACY, COMPLETENESS, OR USEFULNESS OF ANY INFORMATION, APPARATUS, PRODUCT, RECOMMENDATION OR PROCESS DISCLOSED IN THIS PLAN OR OTHERWISE.

Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the Working Group, the Working Group members or their affiliates, the United States Government or any agency thereof, or any respective contractor or subcontractor thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

EXECUTIVE SUMMARY

In September 2017, Puerto Rico was hit by Hurricanes Irma and Maria, two of the strongest Atlantic storms in recent decades. Trailing Irma by just 2 weeks, Hurricane Maria struck Puerto Rico as an upper-level Category 4 storm with sustained winds in excess of 150 mph and rainfall exceeding 24 inches. Maria devastated the island, which was still in emergency response mode following Irma. The combined impact of the two hurricanes led to a complete failure of Puerto Rico's electric power grid, decimating transmission and distribution (T&D) lines across the island, flooding substations, generation, and distribution facilities, resulting in the longest duration power outage in US history.

Before the September 2017 hurricanes, Puerto Rico's electric power system had numerous characteristics that made it highly vulnerable:

- Maintaining the electric system reliability, stability, and resilience of an island power system is more difficult compared to places like the US mainland. A lack of interconnection with neighboring utilities and power systems makes it necessary to carry additional amounts of reserve capacity, as there is no ability to rely on neighboring systems for electrical system stability. This is true for mainland Puerto Rico and the smaller islands of Vieques and Culebra. In addition, outages and other events cascade across the system much more rapidly and with greater consequence on island power systems, even on islands as large as Puerto Rico.
- Puerto Rico's location and geography creates challenges as it is mountainous and has relatively high electricity demand for an island of its size. Building and maintaining a robust T&D system is made more difficult by the mountains, year-round tropical growth, and the close proximity of buildings and streets in the urban areas, such as San Juan.
- The island's thermal generators are substantially older than the industry average, with low efficiency and high fuel and operating costs. The aging generators have low availability with some unable to operate, which contributes to an unreliable electric power system.
- Only a small portion (<2%) of the generating fleet uses distributed or renewable energy technology. A significant amount of wind and solar generation, and their delivery systems, were heavily damaged during the storm and unavailable.
- A significant portion of the transmission system, particularly south-to-north, was constructed over mountain ranges with substandard clearance to the ground and vegetation. Major lines were built on lattice towers, some of which were unable to withstand Category 4 sustained winds (150 mph). Major load centers (San Juan, northeast) and a significant portion of generation (southwest) are geographically separate, thus reliably serving load in the highly populated San Juan area requires availability of that transmission. The geography of the island makes those lines susceptible to repeated damage in future hurricane events.
- Much of the distribution system was similarly built in small, crowded corridors, with lower than industry standard clearance to vegetation, buildings, and the ground. Two-thirds of the distribution system consists of 4 kV circuits, which conform to standards that are 50 years old—and which proved unable to withstand Category 4 and 5 winds and associated flooding.

- The system lacked adequate control, monitoring, communications, information systems, and backup generation technology, limiting the ability to monitor outage and restoration activity to isolate damaged circuits and take corrective action to ensure load could be served at critical facilities such as hospitals.

Given these pre-hurricane physical characteristics, Puerto Rico's power system was unable to withstand Hurricanes Irma and Maria and the system sustained crippling and permanent damage. After the storm, several organizations from the US mainland supported Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) in the response and recovery efforts in Puerto Rico. This included utilities from New York which formed the New York State Contingent (NYSC), utilities representing the American Public Power Association (APPA) and Edison Electric Institute (EEI), and others that worked on recovery efforts from September 2017 through approximately April 2018 in close coordination with the Federal Emergency Management Agency (FEMA), US Army Corps of Engineers, trade organizations, federal agencies, and the Government of Puerto Rico.

Figure 1. Broken Distribution Poles After the Storm



Source: Public Broadcasting Service by Patty Gorena Morales and Michael Rios

A substantial repair and rebuild is still required to fully bring electric generation and delivery systems across the island to proposed codes and standards. To restore a Puerto Rico power system that achieves industry standard reliability and resilience requires action that goes well beyond the repair and rebuild of existing and damaged facilities.

Figure 2. PREPA Rebuild Aerial Operation



Source: Puerto Rico Electric Power Authority

To support all facets of the intermediate and long-term recovery efforts in Puerto Rico, Governor Rosselló established the Puerto Rico Central Office of Recovery, Reconstruction, and Resiliency (COR3). Among many other tasks, COR3 has been charged with developing this Electric Grid Modernization (GridMod) Plan to provide the vision, transformation approach, and cost estimate input for the permanent reconstruction of a more reliable, resilient, and decentralized Puerto Rico energy system.

The GridMod Plan is developed as a strategy and roadmap to guide Puerto Rico in working with FEMA to fund repair and reconstruction activities in the energy sector, and to initiate FEMA program funding support activities. As necessary, other funding sources will also be considered. The GridMod Plan is aligned with PREPA's Integrated Resource Plan (IRP), particularly with respect to generation investments, and includes additional identified investments to harden the transmission and distribution system. As the IRP is revised and finalized, GridMod Plan implementation will be revised to reflect the IRP ultimately approved by the Puerto Rico Energy Bureau (PREB). Similarly, the GridMod Plan implementation will be adjusted as needed to reflect evolving legislative and regulatory initiatives arising from the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019.

COR3 managed a collaborative process (referred to as the Working Group activities) to assess what is needed to rebuild the Puerto Rico power system and to achieve industry standard levels of reliability and resilience. Within the Working Group, COR3 engaged key stakeholders, including PREPA, the New York Power Authority (NYPA), the US Department of Energy (DOE) and National Labs, and the Homeland Security Operational Analysis Center (HSOAC). The Working Group reviewed hurricane damage sustained to generation, transmission, and distribution systems; reviewed lessons learned, and recommendations identified in post-hurricane reports such as the Governor's Recovery Plan,¹ the Build

¹ *Transformation and Innovation in the Wake of Devastation: An Economic and Disaster Recovery Plan for Puerto Rico.*

Back Better,² and the NYPA³ and FEMA⁴ After Action Reports; evaluated the overall system configuration technology used on the island; and determined what is needed to achieve the strategic objectives identified in the Governor’s Recovery Plan.

Based on these findings, the Working Group developed initiatives and associated cost estimates using the following principles:

- The plan uses industry accepted codes and standards to guide construction of new and rebuilt facilities to comply with engineering best practices and current design and construction guidelines.
- The plan embraces grid infrastructure, such as monopole transmission towers and concrete distribution poles that are designed to withstand hurricane-force winds and recommends replacement of grid infrastructure severely damaged by the hurricanes such as 4 kV distribution circuits and certain lattice transmission towers.
- The plan considers the unique geography of Puerto Rico and recommends transformation to a more decentralized power grid using distributed renewables, storage, thermal generation resources, islandable grids, and microgrids to improve local area reliability.⁵ This transformation is critically important to prevent widespread grid failure during catastrophic events.
- The plan recognizes the need for information technology investments and cybersecurity efforts to ensure that grid operators have redundant and diverse communications, automated functionality, and monitoring and operational controls to operate the distributed grid reliably and securely.
- The plan recommends the repair and replacement of existing thermal resources with new combined cycle and simple cycle technology, in order to maintain reliability as Puerto Rico transitions toward 100 percent renewable energy by 2050. It also recommends the implementation of a more distributed generation fleet, including renewable and energy storage resources, and flexible peaking and microturbines to support islandable grids and microgrids.
- The plan recognizes that the successful transformation of Puerto Rico’s electricity system will require large-scale changes to a variety of complementary areas that enable the operation of a more modern, resilient, and flexible power grid. These focus areas can be categorized as “People, Process, Organization, and Performance” elements, changes to which will be critical to running a transformed utility operation.

² *Build Back Better: Reimagining and Strengthening the Power Grid of Puerto Rico.*

³ *The New York State Utility Contingent Emergency Response to Hurricane Maria After Action Report.*

⁴ *2017 Hurricane Season FEMA After-Action Report.*

⁵ Islandable grids and microgrids differ in context in this document. Islandable grids refer to the composite grids (eight islandable grids) of the entire power system designed to separate under stress conditions allowing each system to survive. Microgrids refer to single entities within the system or within an individual islandable grid.

- Commitment to new ways of working will be imperative as the utility fundamentally changes through the implementation of large-scale capital programs, new regulatory frameworks, and policy mandates. These changes, coupled with existing human capital challenges at PREPA associated with attrition, knowledge gaps, and the significant loss of experienced personnel, will require significant organizational change. Operational and organizational change projects in these areas must be managed as a cohesive program and integrated with the capital program deployment schedule defined through the GridMod Plan.

In general, these initiatives and cost estimates⁶ were developed with the recognition that damaged facilities must be rebuilt to proposed industry standards, and that a reconstruction requires the reconfiguration and expansion of the power system to a more decentralized operating model.

Summary of Results

The Working Group estimates a total of approximately \$21 billion of investments is needed to rebuild the Puerto Rico power system to industry standard levels, as shown in Table 1. The largest spend requirements are focused on the direct rebuild of transmission, substation, and distribution systems to harden the power grid and improve its ability to withstand hurricane conditions. Total expenditures in those categories are \$12.2 billion, or 60% of the total. The tables and charts that follow provide an aggregated summary of spend levels based on the Working Group's assessment. More detailed descriptions of key drivers underlying the spend requirements and how these requirements should be prioritized and implemented are outlined in Section 4 through Section 6.

Table 1. Summary of Cost Estimates by Category

<i>Category</i>	<i>Cost Estimates (\$M)</i>
Transmission & Substations⁷	\$ 6,498
Distribution	\$ 5,703
Generation & Fuel	\$ 3,868
Technology	\$ 1,835
DER & Microgrids	\$ 1,755
Security	\$ 290
System Operations	\$ 215
Emergency Preparedness	\$ 112
Operational Efficiencies	\$ 21
Regulatory & Policy	\$ 12
<i>TOTAL</i>	<i>\$ 20,309</i>

In the Transmission & Substations category, projected expenditures focus primarily on increasing reliability and resilience and hardening the power system to protect against upper Category 4 hurricane conditions. For example, two of the largest investment initiatives include \$1.7 billion to harden 350 miles of the 230 kV transmission grid, and \$1.3 billion to reinforce or relocate existing high and medium

⁶ Most of the investments are capital investments with limited Operations & Maintenance (O&M) programs/initiatives.

⁷ Includes all substations rated at transmission and distribution voltages.

voltage substations and substation digitization over the longer term. Proposed transmission investments align with the 2019 IRP and are required for all resource scenarios and strategies evaluated in the IRP.

Transmission investments include about \$0.5 billion for new or upgraded transmission lines and substations needed to create eight islandable grids that can operate independently in the event of major damage to power generation or delivery facilities.

In the Distribution category, the cost estimates are similarly focused on hardening the system to withstand hurricane conditions. For example, two of the largest initiatives include \$3.4 billion in distribution pole strengthening to withstand high winds, and approximately \$1 billion for submersible flood-proof distribution system equipment upgrades. Similar to transmission, all proposed distribution investments are common to and are required for each resource scenario and strategy outlined in the IRP.

In the Generation & Fuel category, primary near-term investment is directed at improving the reliability of existing units, improving operational flexibility to enable the generation system to react more quickly, and better supporting integration of a decentralized energy system. For example, \$0.14 billion is directed at improving the reliability of existing thermal generation and converting key facilities to liquefied natural gas. An additional \$0.5 billion is directed at replacing existing peaking generation units, many of which are in need of repair.

The generation and fuel capital expenditures listed in Table 1 represent only projects and spending categories that the Working Group believes are potentially fundable by FEMA to improve reliability and to mitigate future hazards⁸. Fully transforming the Puerto Rico power sector, and achieving industry standard levels of reliability and resilience, will require additional capital expenditures for generation and fuel. The estimated total of federally and privately funded capital expenditures for generation and fuel is \$9.2 billion for the 2019-2028 period. That estimate includes 2,580 MW of new solar and 1,120 MW of battery storage resources identified in PREPA's June 7, 2019 IRP submission, to comply with expanded Renewable Portfolio Standard (RPS) requirements under Act 17-2019. We anticipate the additional resources will be privately funded and contracted by PREPA or developed by Puerto Rico consumers and businesses.

In the Technology category, \$0.7 billion is directed at establishing the control infrastructure. An additional \$0.7 billion is directed at installing advanced metering infrastructure (AMI), which will enable grid operators to restore power more quickly following major storms and facilitate expansion and integration of rooftop solar technology.

In the DER & Microgrids category, investment is required to implement a more decentralized and flexible grid and to ensure load can be served at critical infrastructure facilities. \$1.2 billion of projected expenditures in this area are directed at microgrid implementation. That amount is in addition to

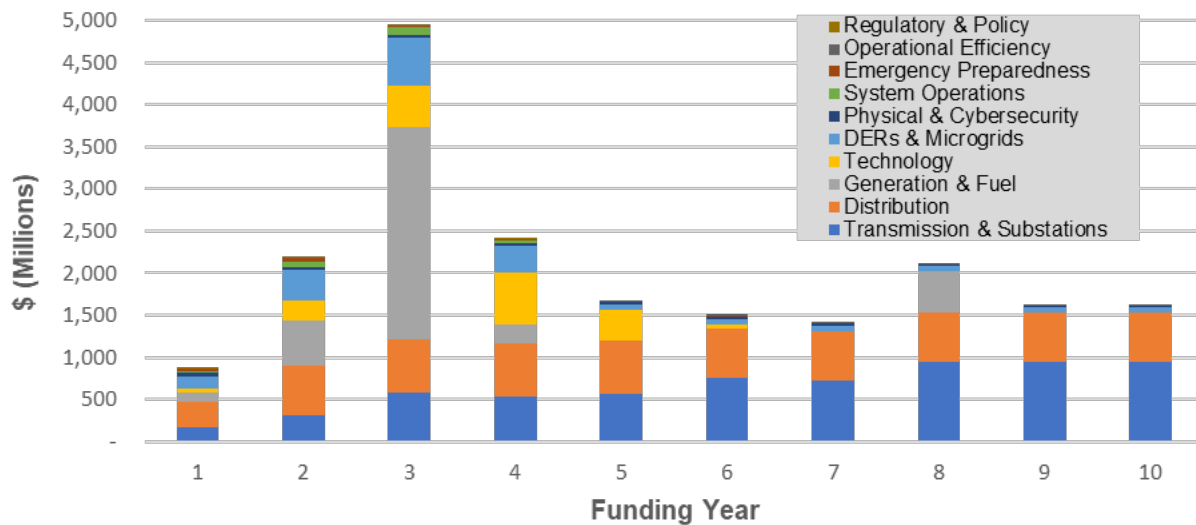
⁸ The estimate includes targeted capital expenditures for improving the reliability of existing generating resources, costs for the peaker replacement program, costs for battery storage identified in the IRP, and costs for LNG fuel infrastructure.

EXHIBIT A

expenditures listed in other categories needed to upgrade transmission and to install flexible generation to implement the islandable grid concept recommended in PREPA's IRP.

Annual expenditure patterns are illustrated in Figure 3 and Table 2. The cumulative expenditure patterns are illustrated in Figure 4 and Table 3. As shown, \$6.6 billion of projected expenditures are needed in first 3 years, and over \$12 billion are needed in the first 5 years.

Figure 3. Annual Cost Estimates by Category



Source: GridMod Plan Funding Analysis

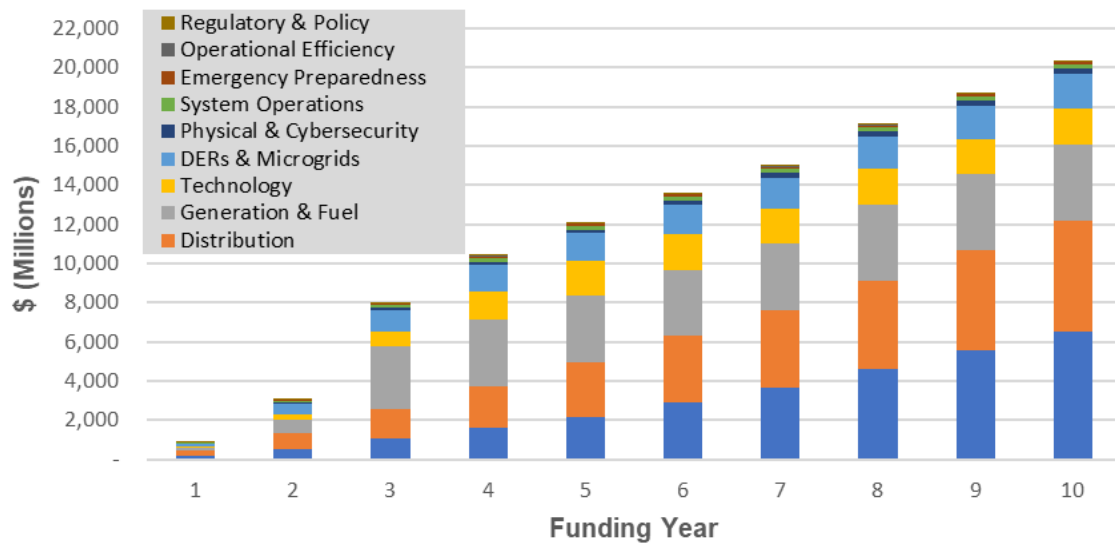
Table 2. Annual Cost Estimates by Category

Category	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Transmission & Substations	\$ 168	\$ 318	\$ 590	\$ 530	\$ 572	\$ 752	\$ 727	\$ 947	\$ 947	\$ 947	\$ 6,498
Distribution	\$ 302	\$ 583	\$ 633	\$ 633	\$ 633	\$ 584	\$ 584	\$ 584	\$ 584	\$ 584	\$ 5,703
Generation & Fuel ⁹	\$ 112	\$ 531	\$ 2,504	\$ 234	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3,868
Technology	\$ 56	\$ 244	\$ 496	\$ 612	\$ 365	\$ 62	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,835
DER & Microgrids	\$ 136	\$ 360	\$ 572	\$ 313	\$ 58	\$ 62	\$ 63	\$ 64	\$ 63	\$ 64	\$ 1,755
Security	\$ 40	\$ 32	\$ 38	\$ 31	\$ 29	\$ 30	\$ 24	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 290
System Operations	\$ 23	\$ 65	\$ 92	\$ 35	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 215
Emergency Preparedness	\$ 25	\$ 42	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 112
Operational Efficiencies	\$ 1	\$ 4	\$ 8	\$ 3	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 21
Regulatory & Policy	\$ 3	\$ 4	\$ 3	\$ 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 12
Total	\$ 865	\$ 2,182	\$ 4,945	\$ 2,404	\$ 1,668	\$ 1,501	\$ 1,405	\$ 2,105	\$ 1,617	\$ 1,618	\$ 20,309

Source: GridMod Plan Funding Analysis

⁹ The Working Group notes that the trajectory of implementation for solar and storage capacity and corresponding cost projections proposed in the current version of the IRP may prove challenging. However, the Working Group used the current IRP values in this report.

Figure 4. Cumulative Cost Estimates by Category



Source: GridMod Plan Funding Analysis

Table 3. Cumulative Cost Estimates by Category

Category	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Transmission & Substations	\$ 168	\$ 486	\$ 1,076	\$ 1,606	\$ 2,178	\$ 2,930	\$ 3,657	\$ 4,604	\$ 5,551	\$ 6,498
Distribution	\$ 302	\$ 884	\$ 1,517	\$ 2,150	\$ 2,782	\$ 3,367	\$ 3,951	\$ 4,535	\$ 5,119	\$ 5,703
Generation & Fuel	\$ 112	\$ 643	\$ 3,147	\$ 3,382	\$ 3,382	\$ 3,382	\$ 3,382	\$ 3,868	\$ 3,868	\$ 3,868
Technology	\$ 56	\$ 300	\$ 796	\$ 1,408	\$ 1,773	\$ 1,835	\$ 1,835	\$ 1,835	\$ 1,835	\$ 1,835
DERs & Microgrids	\$ 136	\$ 496	\$ 1,068	\$ 1,381	\$ 1,439	\$ 1,501	\$ 1,564	\$ 1,628	\$ 1,691	\$ 1,755
Security	\$ 40	\$ 71	\$ 109	\$ 141	\$ 170	\$ 200	\$ 224	\$ 247	\$ 268	\$ 290
System Operations	\$ 23	\$ 88	\$ 180	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215
Emergency Preparedness	\$ 25	\$ 67	\$ 77	\$ 87	\$ 97	\$ 107	\$ 112	\$ 112	\$ 112	\$ 112
Operational Efficiencies	\$ 1	\$ 5	\$ 12	\$ 15	\$ 16	\$ 17	\$ 18	\$ 19	\$ 20	\$ 21
Regulatory & Policy	\$ 3	\$ 7	\$ 10	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12
Total	\$ 865	\$ 3,047	\$ 7,992	\$ 10,396	\$ 12,064	\$ 13,565	\$ 14,969	\$ 17,074	\$ 18,691	\$ 20,309

Source: GridMod Plan Funding Analysis

THIS PAGE HAS BEEN LEFT BLANK INTENTIONALLY



INTRODUCTION



1. INTRODUCTION

Purpose

The purpose of this document is to provide the vision, transformation approach, and cost estimate input for the permanent reconstruction of the Puerto Rico energy system. A key intent of the document is to present the proposed programs and investment plan to transform the current power system to a more reliable, resilient, and decentralized electric power system. The document also provides guidance to the Federal Emergency Management Agency (FEMA) for the evaluation of program funding support. This initiative is led by the Puerto Rico Central Office of Recovery, Reconstruction, and Resiliency (COR3) in partnership with Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA). COR3 was created as a division within the Puerto Rico Public Private Partnerships Authority (P3A) to achieve the objectives illustrated in Figure 1-1.

Figure 1-1. COR3 Objectives



Consistent with this mandate, COR3 has contracted Navigant Consulting, Inc., n/k/a Guidehouse Inc. (Navigant) to provide technical advisory, program management, and federal funding formulation services to analyze, define and deliver the new energy system for Puerto Rico, in coordination with PREPA, the Puerto Rico Fiscal Agency and Financial Advisory Authority (AAFAF), and relevant advisors. Additional advisors to COR3 and PREPA have participated in the development of this Grid Modernization (GridMod) Plan, including DCMC Partners, Ankura, Filsinger Energy Partners, and ICF. The plan also included collaboration with and insights from additional entities, including the New York Power Authority (NYPA) and the Homeland Security Operational Analysis Center (HSOAC). Staff from Financial Oversight and Management Board (FOMB)¹⁰ for Puerto Rico have also been consulted in development of the plan. Collectively, these entities are referred to as the Working Group. Staff from the US Department of Energy (DOE), through its National Labs, also participated in working group sessions and provided technical advice and insights but did not take a position on specific project or spending initiatives.

¹⁰ The Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico was created under the Puerto Rico Oversight, Management and Economic Stability Act (PROMESA) of 2016. The Board consists of seven members appointed by the President of the US and one ex officio member designated by the Governor of Puerto Rico.

Approach

On October 24-25, 2018, COR3 convened the Energy System Modernization (ESM) Summit at the Puerto Rico Convention Center in San Juan. The purpose of the ESM Summit was to bring stakeholders together so that a wide range of entities and individuals could align as “One Team,” learn from one another, and continue to consolidate efforts to rebuild and transform the Puerto Rico energy sector and power system. An important component of this alignment was the formation of the Working Group (and subgroups by major funding category) tasked with developing and completing this GridMod Plan.

At the ESM Summit, the COR3 team indicated that the Working Group would take advantage of work already completed and lessons learned to build the GridMod Plan. COR3 also presented some strawman suggestions for starting points for each Working Group category.

Through discussions at the Summit, it was also recognized that:

- Several potential transformation and reliability-enhancing projects had already been identified and did not require further study, while other projects required additional analysis.
- The initial prioritization of low hanging fruit type projects would be a key initial step in the planning process.
- There are several complex, high priority projects, such as transmission expansion/rerouting or microgrid formation, that require collaborative decision-making as those projects play a large role in defining and shaping the path forward across many areas.

In follow-up communications with Puerto Rico stakeholders, COR3 confirmed and received additional information about privatization and transformation initiatives that were moving along parallel paths in Puerto Rico. The initiatives required additional cooperation, collaboration, and information sharing ahead of the development of the GridMod Plan.

Given the urgency of these initiatives, the process for this document was broken into two stages:

- Stage 1: COR3 developed a more detailed and thorough Initial/Strawman GridMod Plan for modernization projects and initiatives over the next 10 years, including characterizing likely decisions on complex projects. In completing the Strawman Strategy, COR3 engaged available stakeholders and worked with PREPA, Filsinger Energy Partners, Ankura, Siemens, and others.
- Stage 2: COR3 convened the Working Group to further review and refine the GridMod Plan and complete more detailed analyses as needed.

The Working Group relied on numerous sources to assess the current state of T&D assets to develop a 10-year implementation plan. Two key sources included the Build Back Better report and the Governor’s Recovery Plan. Each of these reports were prepared based on input from extensive working groups, government laboratories, industry experts, and PREPA staff.

Other key sources and inputs to the Working Groups' analysis included:

EXHIBIT A

- Damage assessment reports from the Build Back Better report
- PREPA damage assessment reports (also reported by NYPA)
- COR3 field inspections
- Ongoing damage assessment reports
- Extensive interviews with PREPA and expertise provided by the Working Group
- FEMA design and planning guidelines
- Codes and standards developed on behalf of COR3 and PREPA
- Project Worksheets (PWs) prepared as of the date of this report
- DOE technical studies
- After Action Reports prepared by the New York State Contingent and FEMA

At the ESM Summit, COR3 requested that interested Working Group stakeholders and participants sign-up for participation in one or more of the 10 GridMod Plan categories based on their experience and expertise. Those categories and their primary areas of focus are outlined in Table 1-1.

Table 1-1. Working Groups Categories

<i>Working Group Category</i>	<i>Focus Areas</i>
Transmission & Substations	Hardening and reinforcement, renewables integration, rerouting, environmental factors, vegetation management, flood-mitigation, digitization
Distribution	Hardening, radial feeds, automation, vegetation management
Generation & Fuel	Generator retirement and upgrades, renewable energy integration, fuel supply and storage, battery storage
DERs & Microgrids	Islandable grid design, distributed energy resources (DER), energy efficiency (EE), demand response (DR), microgrids, smart grids, communication upgrades, diagnostics
Technology	Grid automation, metering systems (AMI), smart street lighting, and customer systems (CIS)
Security	Physical and cybersecurity systems, etc.
System Operations	Control center enhancements, facility hardening, revised operating procedures, centralized, decentralized, and islandable operations
Operational Efficiencies	Improvements to operations and maintenance practices to improve the organization's operational efficiency and emergency preparedness to catastrophes
Emergency Preparedness	Storm restoration response and advanced planning, mutual assistance planning, supply and logistics planning, depot hardening and staging, inventory and asset management, emergency operation center planning, training and exercises
Regulatory & Policy	Regulatory and policy framework and initiatives to enable development and implementation of recommended investments and activities for each category

EXHIBIT A

The subgroups within the Working Group collaborated through in-person work sessions, conference calls, and email/document exchanges. The Working Group has provided valuable insight and expertise in development of the final GridMod Plan, and COR3 is grateful for each individual's participation.

Organization

This plan is structured to provide:

- Background information on Puerto Rico's energy system before and after Hurricanes Irma and Maria (Section 2)
- An overview of the energy system's transformation strategy and Courses of Action to achieve the vision outlined in the Governor's Recovery Plan (Section 3)
- A description of the current and future state for each of the Working Group categories identified above as well as a detailed implementation plan to achieve the recommended future state (Section 4 through Section 6)
- A summary of next steps required to implement the GridMod Plan (Section 7)



ENERGY SYSTEM OVERVIEW

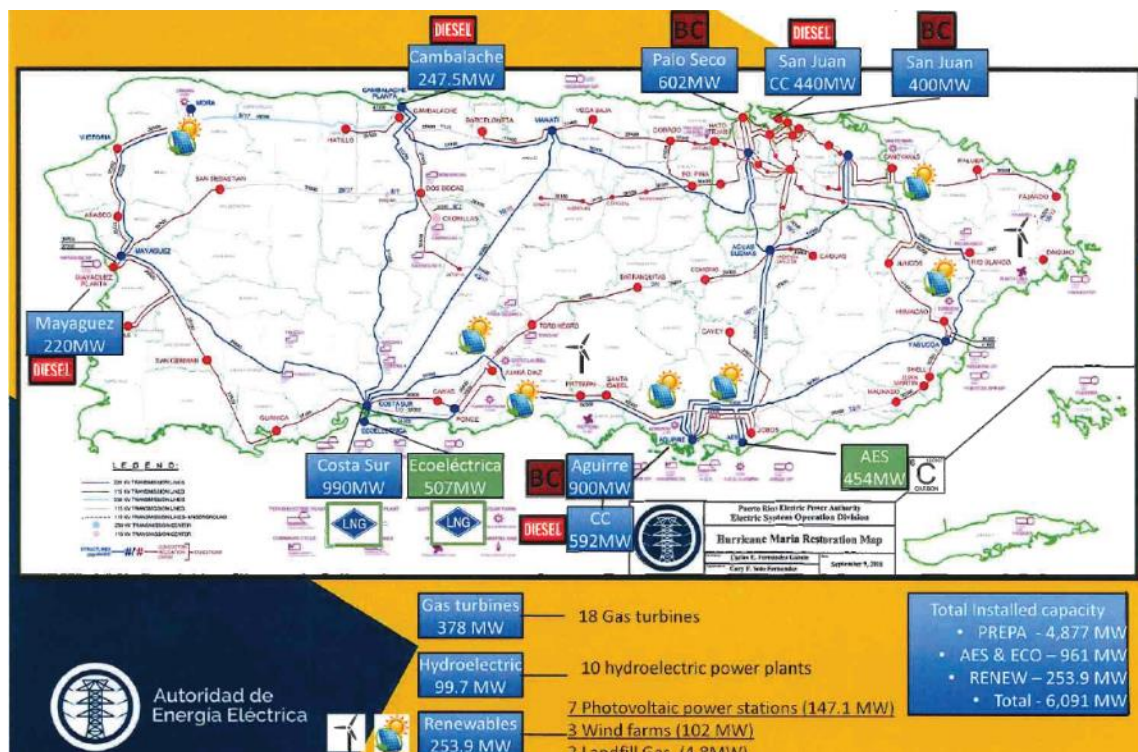


2. ENERGY SYSTEM OVERVIEW

EXHIBIT A

PREPA is a vertically integrated utility that supplies power to 1.4 million customers in Puerto Rico and the smaller islands of Vieques and Culebra. The power system includes ten fossil fuel and ten hydroelectric generation sites, owned and operated by PREPA, as well as privately owned generation facilities consisting of two cogeneration plants, two windfarms, and seven solar farms. The system also has 34 MW of currently operational hydroelectric generation capacity. Total generating capacity, both installed and available, is 4,877 and 4,324 MW respectively.¹¹ The electric grid includes 2,585 miles of transmission lines, 31,485 miles of distribution lines across the service territory, and 334 substations¹². The power delivery and generation system include 559 power transformers and over 2,000 circuit breakers, of which over 700 are Oil Circuit Breakers (OCB'S) that need to be replaced due to condition and failure potential. PREPA generates approximately two-thirds of its electricity and purchases the remaining from third parties. A map of the existing installed generation capacity managed by PREPA is included in Figure 2-1.

Figure 2-1. Puerto Rico Generation Installed Capacity



Source: Puerto Rico Electric Power Authority

Electricity sales in Puerto Rico declined by 18% since the 2008 recession and from net migration. Starting in 2007 until 2017, Puerto Rico's real gross national product shrank by approximately 17% and the population declined by over 15%. For Fiscal Year 2018, total energy sales declined 22% from 2017, reflecting the disruption in the transmission and distribution (T&D) networks due to the hurricanes as well as customer billing delays.

¹¹ PREPA 2019 IRP.

¹² Substation count refers to the number of high side voltage transmission and sub-transmission substation sites.

EXHIBIT A

The power system supports the entire Commonwealth of Puerto Rico, a geographic area approximately 110 miles east to west and 35 miles north-to-south. The island includes central mountain ranges extending the length of the island from east to west with peaks as high as 4,390 feet. Coastal lowlands formed by the erosion of the central mountains extend inwards on the north coast for 8-12 miles and 3-8 miles in the south. The northern coastal lowlands are humid while those on the south side of the island are semi-arid.

Puerto Rico's geography, climate, and dispersion of its electric power customers across the Commonwealth, as illustrated in Figure 2-1, present many challenges in operating and maintaining the power system. These challenges are a key reason why the Working Group is recommending a substantial reconstruction effort, aimed at both repairing and hardening damaged facilities, but also transforming the power system to a more decentralized and flexible grid.

The electric power system consists of generation, transmission, distribution, communication, and control center facilities and is operated as a single integrated system. PREPA's T&D systems, a majority of which are above ground, were particularly vulnerable to the high winds, torrential rains, and erosion-related landslides associated with the hurricanes. Significant winds can exceed structural ratings and stormwater runoff from the mountains can cause serious flooding issues that result in long duration repairs to the power grid infrastructure.

Figure 2-2. Monacillo Control Center



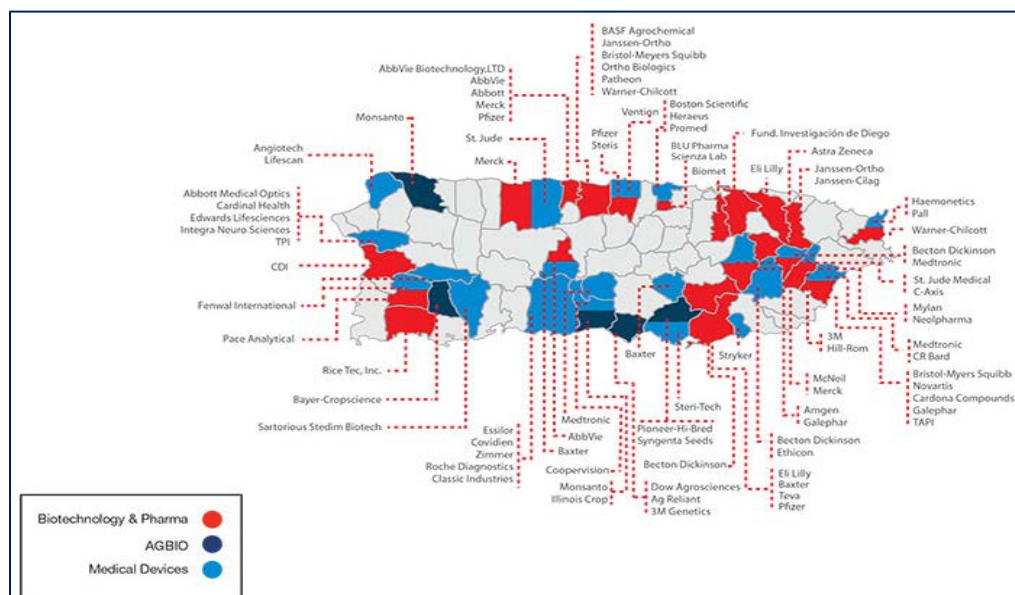
Source: Puerto Rico Electric Power Authority

The generation and flow of electricity within the system is maintained and controlled by primary and backup dispatch control centers. The primary dispatch center is located at Monacillo, approximately 7 miles south of San Juan. Energy management and supervisory control and data acquisition (SCADA) systems are used to remotely control power flow on the island, including large generating units and various substations. The backup control center in Ponce is intended to be online continuously to assume control of the power system if the primary control center becomes inoperable.

The interconnected transmission network includes supply circuits rated at 230 kV, 115 kV, and 38 kV, which transmit electrical power from generation plants to the distribution substations, where it is then delivered to customers via lower voltage distribution lines. The transmission system consists of 2,585 circuit miles of lines: 413 circuit miles of 230 kV lines, 700 circuit miles of 115 kV lines, and 1,472 circuit miles of 38 kV lines. Included in these totals are approximately 37 miles of underground 115 kV cable, 63 miles of underground 38 kV cable, and 55 miles of 38 kV submarine cable.

PREPA-owned generation is primarily located along the northern and southern coasts. The southern coast has two of the largest and most critical generating facilities—Aguirre and Costa Sur. Electric power generation facilities are interconnected via high voltage overhead transmission lines and connect to the north through mountainous terrain. Due to the physical location of these electrical connections, they are subjected to hurricane-force winds and are most likely to fail, as was experienced during Hurricane Maria. When these major pathways are rendered unusable, the bulk of the electric generation in the south cannot be moved to the north side of the island, where the highest level of electric demand exists.

Figure 2-3. Puerto Rico Manufacturing Facility Locations



Source: Build Back Better

This presents a challenge because the largest portion of the island’s electric energy demand is concentrated in the northeast, in and around the city of San Juan. The high energy demand density is due to the highly concentrated population and the presence of commercial areas, a sea port, the island’s main port, and manufacturing plants. Manufacturing in Puerto Rico, one of the largest contributors to the island’s economy, is primarily pharmaceuticals and medical devices, with many major plants located in the northeast part of the island, as illustrated in Figure 2-3. These facilities account for approximately 65% of the system’s energy demand.

Natural Disaster Impacts

Hurricane Irma struck Puerto Rico's northern coastline over September 6 and September 7, 2017 as a Category 5 storm, knocking out power to more than 1 million residents and critical infrastructure. That weekend, PREPA restored service for approximately 70% of the affected customers, with others expecting to wait months for power to be restored.

Two weeks later, on September 20, 2017, Hurricane Maria made its way up the Caribbean as a Category 4 hurricane, bringing winds of 150-plus mph and dumping 25 inches of rain on Puerto Rico. Hurricane Maria followed a northwesterly track as it reached Puerto Rico, with the southeast corner of the island being the first and one of the hardest hit areas, shown in Figure 2-4.

Figure 2-4. Hurricane Maria Trajectory and Flooding



Source: KatRisk LLC

The storm ultimately impacted most of the island with a combination of high winds and flooding. Other severely impacted areas included the northern coast, as the rotation of the hurricane caused a coastal surge to meet major rain runoff from the mountains, leading to sustained flooding.

Transmission lines in the center of the island were severely impacted, as high winds were funneled through changes in terrain and damaged large transmission lattice towers. Historical storm tracks illustrated in Figure 2-6 suggest similar impacts can be expected in the future.

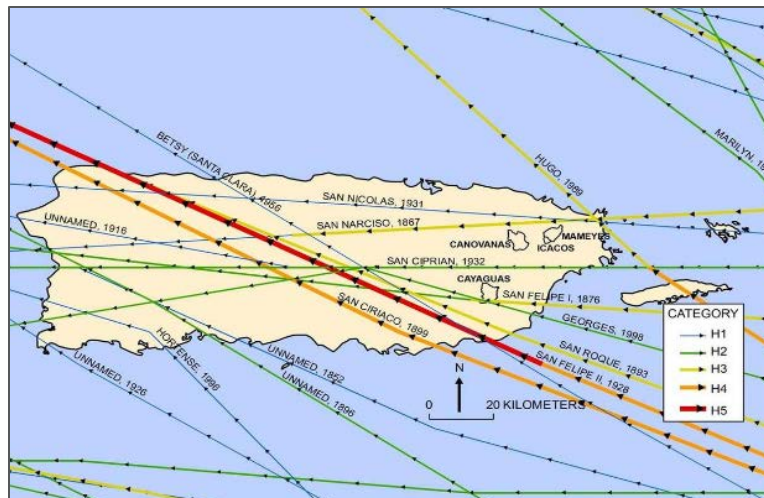
Hurricane Maria devastated the island, which was still in emergency response mode following Irma. The combined impacts of the two hurricanes led to a complete failure of Puerto Rico's power grid, with outages lasting over several months. Because of the extended and unprecedented damage, a significant portion of the generation, transmission, and distribution system should be rebuilt, including high voltage transmission lines that may survive lower category hurricanes.

Figure 2-5. Transmission Structure Knocked Down by Hurricane Maria



Source: Institute of Electrical and Electronics Engineers

Figure 2-6. Puerto Rico Historical Hurricane Storm Tracks



Source: US Geological Survey

Response and Recovery

The hurricanes decimated T&D lines across the island and caused widespread wind and flooding damage to substations, generation, and distribution facilities. In response, several organizations from the US mainland supported PREPA in the response and recovery efforts in Puerto Rico after Hurricane Irma and Maria's impact. This included organizations from New York who formed the New York State Contingent (NYSC) and numerous other utilities that worked on recovery efforts from September 2017 through approximately April 2018 in close coordination with trade organizations, federal agencies, and the Government of Puerto Rico.

A Unified Command Group was created to coordinate restoration efforts from the extensive team involved in the restoration.

Utilities and organizations that participated in the recovery effort include:

- Federal Emergency Management Agency (FEMA)
- US Department of Energy
- US Army Corps of Engineers
- New York Power Authority (NYPA)
- New York State Department of Homeland Security and Emergency Services (NYS DHSES)
- Puerto Rico Emergency Management Agency (PREMA)
- Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA)
- American Public Power Association (APPA)
- Edison Electric Institute (EEI)
- AVANGRID (NYSEG, RG&E)
- Central Hudson Gas and Electric Corporation
- Consolidated Edison, Inc.

Seven regional Incident Management Teams (IMT) consisting of mainland electric utilities were assigned to specific areas of the island, working via the Unified Command Group to expedite restoration efforts. Figure 2-7 outlines areas of responsibility for each IMT.

Ultimately, damage from the hurricanes resulted in the longest duration power outage in US history. Power was eventually restored to virtually all customers in Puerto Rico in August 2018, 11 months after Hurricanes Irma and Maria. However, a substantial repair and rebuild is still needed to fully bring electric generation and delivery systems across the island to current Codes and Standards.

Figure 2-7. Utility Restoration Teams¹³



Source: US Geological Survey

¹³ Referred to in the testimony of Carlos D. Torres before the US House Energy and Commerce Committee, April 2018.

Energy System Transformation

The Governor called this a “transformative moment in the history of Puerto Rico.” The devastation to the electric power system presents an unprecedented opportunity to rebuild and transform the system to one that is hardened, smarter, more efficient, cleaner, and less dependent on fossil fuel imports. The new system will be designed and constructed using current power system codes and standards with modern grid technologies. The recommendations in this plan are formed through stakeholder experience with power system hardening from hurricanes encountered on the US mainland over the last decade.

This future electric power system in Puerto Rico will rely on increased renewable energy resources, such as wind and solar, incorporate new distributed energy resource technologies such as energy storage and microgrids, and enable energy to become more affordable and sustainable to improve the way of life for the citizens of Puerto Rico.

The vision in the Governor’s Recovery Plan is summarized in the following statement and the five imperatives for modernizing Puerto Rico’s energy system are included in Figure 2-8.

Governor’s Vision: “Transform the energy system to ensure customer-centric, affordable, resilient, reliable, and scalable electricity that incorporates more renewables, microgrids, and distributed energy resources (DER); can drive new businesses and employment opportunities; and can support residents’ well-being.”

Figure 2-8. Strategic Imperatives



Source: ESM Summit

Key principles for the Grid Modernization Plan include:

- Modernize the thermal generation portfolio to reduce fuel costs and improve operational flexibility
- Decentralize generation and move to cleaner, more sustainable energy sources in support of Puerto Rico's renewable energy goals
- Optimize the generation fleet via retirements of inefficient or environmentally noncompliant units, invest in base facility repairs and reliability projects, develop an inventory of spare parts and harden generation stations for high wind and flooding conditions
- Upgrade current generation stations to use liquefied natural gas (LNG) and expand import and storage capacity to improve availability and deliverability of LNG, a more diverse and lower cost fuel source
- Use proven emerging technologies such as energy storage, microgrids, and energy efficiency to provide greater system flexibility and resiliency throughout the island
- Repair and harden the T&D infrastructure to current industry codes and standards and design to withstand extreme Category 4 storms (150 mph+ sustained winds)
- Reinforce substations through a defense-in-depth approach to withstand winds, floods, and mudslides; implement microgrids and use undergrounding for critical infrastructure (e.g., hospitals, police and fire stations, emergency shelters, critical communications infrastructure i.e. cellphone towers, water treatment plants, airports, sea ports, commercial centers, and industrial centers)
- Upgrade system voltages where necessary to address capacity and performance issues, and improve system flexibility and resiliency (e.g., 4 kV to 13 kV for distribution, 38 kV to 115 kV for transmission)
- Improve the cybersecurity posture of the operational control networks to ensure reliable delivery of power
- Implement defense-in-depth physical security protections at control centers, and generation sites to meet industry physical security protections
- Use modern technologies and automation to lower the number of outages, reduce recovery times, lower operation costs, and enable integration of sustainable energy resources
- Follow recommendations from the Hurricane Maria After Action Report to develop an industry best practices approach to emergency preparedness, response and mutual assistance for PREPA



TRANSFORMATION STRATEGY



3. TRANSFORMATION STRATEGY

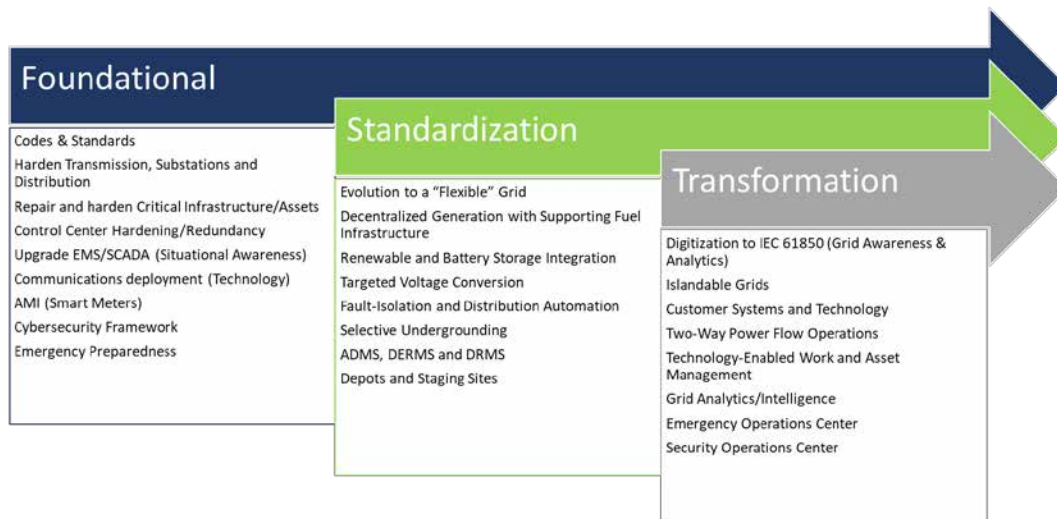
Rebuilding and transforming the Puerto Rico energy system is a complex undertaking. Substantial resources are currently directed toward this effort, led by COR3 in partnership with PREPA, and supported by a multitude of stakeholders and subject matter experts local to and external to the island. The transformation effort recognizes that there are near-term investments and projects that can address current reliability and power quality risks, bringing immediate benefit to the people and businesses of Puerto Rico. These projects are currently being identified and prioritized in parallel with the development of this GridMod Plan.

In this plan, the Working Group has addressed system transformation needs across three stages:

- Short-term priorities (1-3 year)
- Mid-term (3-7 years) and
- Long-term rebuild initiatives (7-10+ years)

These stages in the plan are sufficiently detailed to ensure the new transformed energy system can be effectively commissioned, operated, and maintained during the reconstruction program. This includes the strategic consideration of a concession agreement for future operation of transmission, distribution, and generation assets and services, as illustrated in the timeline diagram in Figure 3-1.

Figure 3-1. Energy Recovery Phases



To capitalize on near-term transformation opportunities, PREPA has been developing and initiating procurement for resources and technologies that can be implemented to enhance reliability and resiliency in high risk areas of its system. COR3 is coordinating with PREPA to review and prioritize all procurement activities and ensure a cooperative, transparent and compliant procurement process for all permanent project contract work in the future. These activities have been coordinated within the Working Group and the initiatives in this document.

Puerto Rico’s Governor and leaders from different sectors have identified the need for comprehensive change across multiple areas to deliver the power grid of the future for Puerto Rico. This is outlined in ICSE report, *Public Collaborative for Puerto Rico’s Energy Transformation* (October 2018), as areas of change opportunity:

- The Promotion of a Vision for Self-Sufficiency and Credibility
- An Independent Regulator with Enforcement Powers
- A Modern Regulatory Framework and Integrated Resource Plan
- The Involvement of Cooperatives and Municipalities in the Transition

Identifying programs of work and successfully driving change in each of these opportunity areas will serve to deliver a more *resilient*, a more *reliable*, a more *sustainable*, a more *affordable*, and a more *customer-centric* power grid, all of which are key attributes of the future state electric grid defined in this plan.

At the center of the transformation reflected in the GridMod Plan is the fundamental shift in the way electricity will be generated and distributed, and the evolution of the traditional relationship among stakeholders across the electrical system. It is also clear that these opportunities for change extend into core focus areas that establish the framework within which work is conducted, commonly referred to as **“People, Process, Organization, and Performance.”**

- **People:** Building the workforce of the future that is aligned to new utility operating requirements; “right-sizing” the utility, while focusing on training, succession and advancement
- **Process:** Designing and implementing repeatable business processes for key utility activities; building a business process culture, exemplified by continuous improvement
- **Organization:** Building an operating model that is aligned to the Vision, Mission and Objectives of the utility; considering roles, span of control, and governance in the organizational design
- **Performance:** Defining metrics, measuring and reporting utility performance in relation to targets; building the performance discipline that informs evaluation, compensation, and advancement

Designing and successfully driving change in these areas will be central to achieving the broader electricity system transformation across all planning horizons envisioned in this document. The following shown in Table 3-1 are examples of key elements within these focus areas.

Table 3-1. Organizational Change Components for Puerto Rico

Focus Area	Descriptions	Definition
People	Capabilities	Skills required to operate and maintain the system of the future
	Staff Levels	Right-sizing utility operations given new strategies and operating requirements
	Resource Optimization	Identifying the right mix of employees and contractors to ensure optimal delivery
	Training & Succession	Consistently improving the workforce to achieve higher levels of productivity
	Recruitment & Succession	Identifying and retaining the best resources; building the next generation leadership
Process	Efficiency	Delivering services “right first time” with minimal waste
	Quality	Delivering highest quality results; consistently striving to improve operations

Focus Area	Descriptions	Definition
Organization	Innovation	Methods of identifying and applying new techniques to best deliver work
	Continuous Improvement	Designing practices that support a culture of continuous learning and improvement
	Operating Model	Translating the strategic vision into design principles around the organization
	Span of Control	Hierarchies and reporting relationships to achieve optimal effectiveness
	Roles & Job Design	The design of key roles aligned to process and operating requirements
Performance	Governance & Decision-making	Policies and protocols that specify authorities and accountabilities
	Business Goals & Metrics	Clear goals, targets and metrics identified in key performance areas
	Rewards & Compensation	Standard performance management systems and protocols applied to employees
	Reporting	Consistent reporting across multiple metrics to provide insight into performance

Adopting and integrating projects in these key areas into spend plans will be imperative for long-term success of the transformation program. In addition, incorporating change management tools and techniques into the long-term program will be critical. The discipline of Change Management has increased in prominence across the utility sector over the last several years as utilities aim to transform strategic plans and business models, implement and utilize new forms of technology, and address succession and talent management challenges. Common components of broader change management (including a change management charter and plan, stakeholder engagement and communication, and change “readiness” assessment) will be a central element of GridMod Plan management.

Energy Sector Office Execution Approach

PREPA and COR3 have formed the Energy Sector Office (ESO) to jointly govern the energy system transformation in Puerto Rico. The two organizations formalized the ESO through a Partnership Agreement, outlining roles, responsibilities, and facilitating unity of effort in planning, stakeholder engagement, and ultimately execution of the GridMod Plan. Within the ESO, a program management office (PMO) has been established with industry experts from Navigant Consulting, other advisors, and local partners to lead planning, project definition, funding formulation, and program management and administration. PREPA and COR3 are continually working together to improve the governance model to get energy projects obligated and implemented.

An initial priority for the PMO has been leveraging the knowledge of world-class technical experts to help inform a truly innovative path forward to achieve the objectives of delivering a more customer-centric, affordable, resilient, and sustainable energy system. As described herein, the PMO has led a stakeholder process to engage industry experts from the Department of Energy, Large Public Power Companies and others over the last five months to deliver on this plan. In addition to defining investments required for a more modern, resilient and sustainable energy grid, this plan includes the technology strategy and execution plan for grid modernization. This includes recommendations for foundational digital technologies and systems, planning for new energy control systems, substation and distribution automation, field area and wide area network communications, cybersecurity, data analytics, and related applications and IT/OT systems infrastructure.

Another key priority for the PMO has been working directly with FEMA to coordinate and execute energy infrastructure and facilities damage inspections, repair/replacement statement of work and cost estimating, environmental and historic preservation compliance and permitting analysis, and hazard mitigation and resiliency conceptualization as required by the Stafford Act 428 legislation and Bipartisan

Budget Act of 2018 (BBA). The PMO is also developing new design and construction codes and standards for the reconstruction of the energy delivery system, ensuring conformance with current industry codes and best practices, including technically feasible and cost-effective resiliency measures. Furthermore, the PMO has the primary responsibility for the implementation, tracking, control and reporting¹⁴ for the 27 Energy COAs related to the electrical grid reconstruction and overall energy system transformation.

Finally, the PMO will define and execute the energy recovery program communications plan, with a focus on creating a voice of the customer and clear regulatory alignment for the GridMod Plan. The stakeholder analysis is underway, with plans for an island-wide roadshow to share the plan and develop the necessary business and community support. The communication plan will then extend into Washington, DC with the objective of developing the necessary support for this plan and securing the funding required to transform the energy system for the businesses and people of Puerto Rico.

Potential Funding Sources

This GridMod Plan adds granularity to the Governor’s vision and sets the foundation for turning the Governor’s vision into action, resulting in a modernized, standardized, resilient, and expandable energy system in Puerto Rico that is customer-centric and affordable. Accordingly, this plan was developed without regard to one particular funding source. Multiple funding sources will be fully explored for elements of the GridMod Plan based on the various procedural, eligibility, and funding availability requirements of each source. In Table 3-2 is a listing of some of the key sources of funding that will be fully explored to support the execution and implementation (note – this list is not exhaustive).

Table 3-2. Funding Source Categorization

<i>Funding Source</i>	<i>Description</i>
US DHS, FEMA Public Assistance (10% cost share for permanent work projects under Presidential Disaster Number 4339)	Funding to restore damaged or destroyed infrastructure to its pre-disaster design, function and capacity based on applicable codes and standards. Additional funding is available for cost-effective measures that reduce future damages from similar event types. (406 mitigation) Per Section 20601 of the 2018 Bipartisan Budget Act, FEMA may provide additional assistance to restore critical services to an industry standard without regard to pre-disaster condition.
US DHS FEMA Hazard Mitigation Grant Program (25% cost share for projects)	HMGP provides funds to state, tribal and local governments and private non-profit organizations after a disaster declaration to reduce risk to life and public or private property through cost-effective mitigation measures. The key purpose of this state-administered grant program is to enact mitigation measures that reduce the risk of loss of life and property from natural hazards.
US HUD Community Development Block Grant, Disaster Recovery (CDBG–DR) (Cost share – N/A)	The special appropriation provides funds to the most impacted and distressed areas for disaster relief, long-term recovery, restoration of infrastructure, housing, and economic revitalization. Funding may be used to match other federal resources.
US Department of Energy	Technical and other assistance for energy efficiency and conservation, strategic energy planning, renewable energy, disaster resiliency and recovery.

¹⁴ Not all energy sector COAs are assigned to PREPA; the PMO will coordinate with other agencies as necessary for implementation, tracking, control and reporting of these COAs.

Funding Source	Description
US Economic Development Administration, Disaster Recovery	Facilitate the timely and effective delivery of federal economic development assistance to support long-term community economic recovery planning and project implementation, redevelopment and resiliency.
US Department of Agriculture, Rural Development	Loans, loan guarantees, and limited grant assistance to address high energy costs, renewable energy and conservation, distributed generation, and other purposes.
Government of Puerto Rico	Disaster relief and other potential supplemental appropriations through the Puerto Rico legislative process.
PREPA	PREPA operating and appropriated funding will be fully explored and evaluated for availability to match, augment, and directly fund projects and other outlays necessary for recovery, reconstruction, and resiliency.
Potential Private Sector Investments	As available by the private sector for new generation projects and concession of transmission and distribution.
Non-Governmental Organization Engagement and Donations	Technical assistance, resources, donations, and funding from private non-profit and nongovernmental organizations will be fully explored, evaluated, and considered.
Federal Department and Agency Annual Appropriations	In the future year annual federal appropriations, funding opportunities for grants, technical assistance, and other resources will be fully explored, evaluated, and considered.
Supplemental Appropriations in Future Fiscal Years	Shortfalls and unmet needs for the execution of the GridMod Plan will be evaluated for potential requests for future year supplemental appropriations by the US Congress.

Source: DCMC Partners

Example System-Wide Project Formulation Approach US DHS FEMA Public Assistance Funding

In addition to the traditional authorities within the Public Assistance Program of providing funding for the repair or replacement of damaged facilities based on applicable codes and standards, and cost-effective mitigation measures to reduce future losses, the special provision listed below applies to energy sector projects in Puerto Rico following Hurricanes Irma and Maria:

Section 20601 of the 2018 Bipartisan Budget Act (BBA) (P.L. 115-123) allows FEMA to provide assistance, pursuant to Section 428 of the Robert T. Stafford Disaster Relief and Emergency Assistance Act (42 US C. 5121 et seq.), for critical services as defined in Section 406 of the Robert T. Stafford Disaster Relief and Emergency Assistance Act for the duration of the recovery for incidents DR-4336-PR, DR-4339-PR, DR-4340-USVI, and DR-4335-USVI to—

- (1) replace or restore the function of a *facility or system* to industry standards without regard to the pre-disaster condition of the facility or system; and
- (2) replace or restore components of the *facility or system* not damaged by the disaster where necessary to fully effectuate the replacement or restoration of disaster-damaged components to restore the function of the facility or system to industry standards.

Through a system-wide and overall solutions-based evaluation of the planned recovery, reconstruction, and resiliency

Puerto Rico has created a unified effort among a broad spectrum of stakeholders to move forward in disaster recovery through assistance to and investments in individuals, families, housing, communities, infrastructure, economic recovery efforts, and the environment. The funding sources listed above for

the recovery, reconstruction, and resiliency measures of the energy system will directly support the Governor's recovery vision and assist in fulfilling the energy sector Courses of Action described in the Governor's Recovery Plan. All components within the energy system will be evaluated as one entire system for technical compatibility and potential funding allowances. It is critical for technical reviews and funding justifications to be substantiated through a systemwide evaluation of the plans and designs for recovery, reconstruction, and resiliency based on industry standards and best practices.

As Puerto Rico looks to the future, it sees the recovery effort as an opportunity not just to rebuild what was damaged, but also to transform Puerto Rico's energy system by implementing solutions that:

- Are cost-effective and forward-looking;
- Are resilient and built in accordance with industry codes, specifications, and standards;
- Harness innovative thinking and best practices from around the world; and
- Contribute to greater economic development, revitalization, and growth of Puerto Rico (in alignment with broader Government efforts to achieve fiscal and economic stability).

Puerto Rico will move forward in its economic and disaster recovery, including the energy system transformation, by investing in infrastructure, people, and the environment. Federal funds from FEMA and other government entities will help in achieving this vision. To fully deliver on all the economic, infrastructure, and societal goals identified by the Government and highlighted in this plan, private sector creativity and resources will also need to be harnessed.

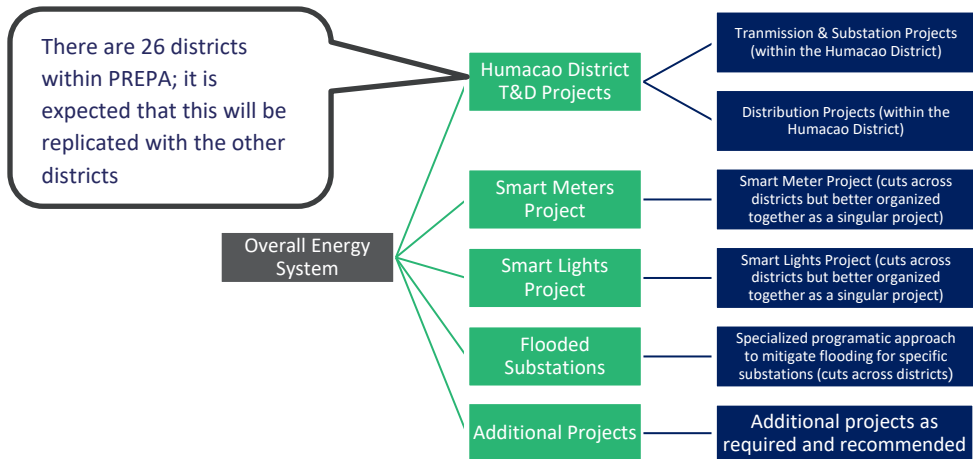
FEMA funds or other federal disaster recovery grant funding will be available to partially finance the restoration of PREPA's energy system.

Project Funding Formulation

To organize the execution of the energy projects consistent with established FEMA procedures, the entire group of energy sector projects could be grouped into a singular Project Worksheet (PW). Subgroups or individual (standalone) projects can be organized as Project Sites (shaded in green below). A conceptual grouping¹⁵ is illustrated in Figure 3-2. The approach to organize the execution of the energy projects will be vetted with FEMA to make the project funding and formulation process efficient. COR3 intends to work closely with FEMA to ensure the PW specifications are structured to best meet FEMA's requirements, and to facilitate timely submission, review and funding of the eligible projects described in this GridMod Plan.

¹⁵ Team is continuously working with FEMA to optimize groupings of projects in project development process.

Figure 3-2. Project Funding Formulation and Execution Approach



Energy Courses of Action

In August 2018, Governor Rosselló's office published a comprehensive island recovery plan titled "Transformation and Innovation in the Wake of Devastation: An Economic and Disaster Recovery Plan for Puerto Rico" (also known as the Governor's Recovery Plan). The Governor's Recovery Plan, with analytic inputs from the Homeland Security Operational Analysis Center (HSOAC)¹⁶, includes twenty-seven (27) recommended Courses of Action (COAs) for the energy recovery effort and is in response to the Bipartisan Budget Act of 2018 (Public Law 115-123). The Governor's Recovery Plan states that implementing a new vision for the energy sector is an opportunity to literally power the future of Puerto Rico. Specifically, the plan states that recovery efforts should focus first on customers but also emphasize establishing a financially viable, reliable, resilient, and sustainable energy system that powers the economic engine of Puerto Rico.



Since May 1, 2019, COR3 has restructured the 27 Energy Sector COAs into 10 (categorized at GridMod Plan COAs) that created alignment between the Governor's Recovery Plan and the GridMod Plan.

Relationship to the Transformation Categories

To organize the GridMod Plan, initiatives/programs are grouped into the 10 major transformation categories Appendix B summarizes how these transformation categories map to each of the energy sector COAs (as applicable). For example, the action to align grid standards with industry best practices and ensure timely compliance and enforcement and to utilize USDA RUS standards for grid reconstruction (ENR COA-001) is mapped to all the transformation categories (indicated by a green check mark). The table further explains the context of the relationship on an ENR COA to the transformation categories. In some cases (e. g., ENR COA-026), the mapping is non-existent; the transformation categories do not address the implementation planning specific to ENR COA-026 in this plan. In addition, unless indicated, the ENR COAs are assigned to PREPA.

The Working Group recommends further review of the mapping between the energy sector COAs and the transformation categories during the GridMod Plan implementation phase. This mapping will be used to reconfigure the energy sector COAs and align them with the transformation categories for a more efficient action plan reporting process.

¹⁶ HSOAC is a federally funded research and development center operated by the RAND Corporation under contract with the Department of Homeland Security (DHS).



ENERGY SYSTEM INFRASTRUCTURE TRANSFORMATION



4. ENERGY SYSTEM INFRASTRUCTURE TRANSFORMATION

4.1 Transmission & Substations

Sections 4.1 and 4.2 describe the current and proposed future state of the power delivery system for transmission, substation, and distribution assets. The sections detail the Working Group's approach to identifying assets that were damaged in the hurricanes or that do not meet current design standards, with recommended courses of action that should be taken to achieve reliability and resiliency objectives for the island. Proposed enhancements and an implementation plan are documented for the short-term (2019 through 2022) and over the mid- and long-term (2023 through 2028). The power delivery system repairs and upgrades proposed by the Working Group consider recommendations from prior agency reports.

The 10-year transformation plan for transmission, substation, and distribution assets is based on the assumption that existing assets that were repaired following Hurricane Maria would be upgraded to current design standards, which for most assets is upper Category 4 sustained winds (150 mph).¹⁷ Critical assets that may have survived the storm, but nonetheless are damaged, obsolete, or substandard with regards to performance or reliability also are targeted for replacement. Proposed investments align with the 2019 Integrated Resource Plan (IRP) and are required for all resource scenarios and strategies evaluated in the IRP. However, the GridMod Plan includes investments to further harden transmission lines and substations beyond those outlined in the IRP, particularly for the 230 kV system, where the GridMod Plan assumes most lines require reinforcement to withstand upper Category 4 winds.¹⁸

Not all T&D assets will be replaced. Less critical assets—those that are relatively new, in good condition, or those that have been rebuilt to current standards—are excluded from the proposed list of replacement assets. For example, some lines and substations located in areas (e.g., valleys) where hurricane-force winds are tempered or shielded by terrain are assigned a lower priority and excluded. The Working Group adopted a structured and manageable selection process for asset replacement, based on a realistic plan and schedule that can be implemented in a safe and reliable manner, consistent with the Governor's Recovery Plan objectives.

The identification of transmission and substations (T&S) assets for replacement is based on criticality and known conditions. The inspection reports that were completed shortly after Maria (and used to support cost estimates in the Build Back Better report) provided condition assessments for many substations and transmission lines, including specific equipment components such as substation switchgear panels and transmission towers. These reports were followed by recommendations for asset repairs and upgrades that the Working Group relied upon to support findings outlined in the following sections. Additional repair and asset condition data was provided by PREPA. The Working Group recognizes that engineering studies are necessary to refine the asset selection and costs presented in

¹⁷ *Energy Resilience Solutions for the Puerto Rico Grid*, Recommendation No. 5, p. 18.

¹⁸ The IRP assumes three 230 kV lines are upgraded.

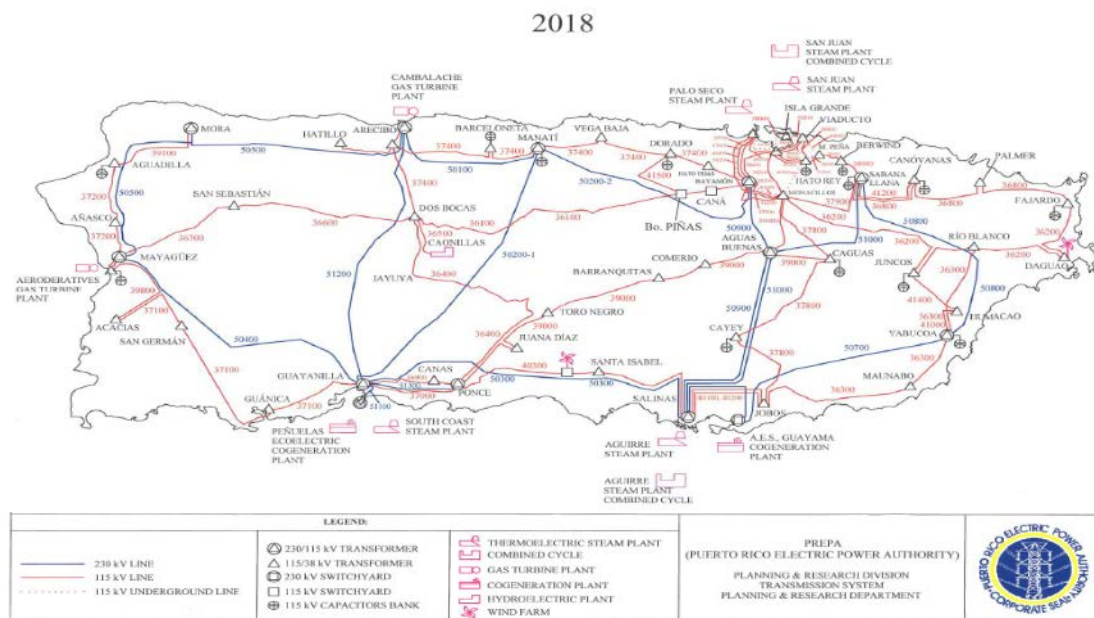
this plan. Accordingly, following the issuance of this report, the Working Group expects to refine the list of assets and costs as detailed damage assessments, statements of work, and cost estimates are completed.

Costs presented herein are at the budgetary level, and these will be refined as more detailed damage assessments are prepared and engineering studies of specific assets are finalized. Asset replacement costs were developed based on current unit costs provided by PREPA and the Working Group team, further adjusted based on known conditions and asset type. Unit costs for lines and substations were developed at the component level, where possible; for example, individual breakers or switchgear at substations. Otherwise, costs were prepared on a per mile basis for some transmission lines or representative costs for substations by voltage class and capacity. Other costs were derived and obtained from the IRP and incorporated into this plan. Costs for distribution system upgrades are further allocated at the district level.

Current State

The transmission system consists of 2,585 circuit miles of lines: 413 circuit miles of 230 kV lines, 700 circuit miles of 115 kV lines, and 1,472 circuit miles of 38 kV lines. Included in these totals are approximately 37 miles of underground 115 kV cable, 63 miles of underground 38 kV cable, and 55 miles of 38 kV submarine cable, most of which are shown in Figure 4-1.

Figure 4-1. High Voltage Transmission Diagram



Source: Puerto Rico Electric Power Authority

Many of PREPA's transmission lines damaged during the storms were constructed decades ago, located in difficult to access rights-of-way with many line sections spanning ridgelines and mountain tops. Lengthy spans are not uncommon. The geography of the island can make transmission line construction

difficult. PREPA indicated that only 15% of its transmission lines were built to withstand a mid-Category 4 storm with the remaining 85% are built to lesser standards.

Table 4-1 presents damage assessment reports prepared in the Build Back Better report for 230 kV and 115 kV transmission lines. The distribution damage assessment included 38 kV lines as many are located roadside and are built to construction standards similar to lower voltage lines. Table 4-2 presents damage assessment data by region and type of transmission structure prepared by PREPA.

Table 4-1. Transmission Line Damage Information

<i>kV</i>	<i>Line Segment</i>	<i>Structures (Towers/Poles)</i>	<i>Damages (Conductors/Insulators)</i>
230	17	106	220
115	84	530	453
Totals	101	636	673

Source: Table 3-1 from Build Back Better

Table 4-2. Transmission Poles Damage Information

<i>Region</i>	<i>Broken Poles Wood</i>	<i>Broken Poles Steel</i>	<i>Broken Poles Concrete</i>	<i>Leaning Poles Wood</i>	<i>Leaning Poles Steel</i>	<i>Leaning Poles Concrete</i>
Arecibo	217	83	34	55	38	12
Bayamón	151		29	18	3	9
Caguas	173	7	211	30	1	10
Carolina	146	1	186	6		30
Mayagüez	258	14	13	33	7	
Ponce	597	5	38	63	16	19
San Juan	152	1	40	10		8
Total	1,694	111	551	215	65	88

Source: Puerto Rico Electric Power Authority

Most substations experienced some level of damage from Hurricane Maria. Several experienced extensive damage and some substations located in flood-prone areas will need to be relocated or raised. NYPA's inspection reports for individual substations provided damage assessments at the major component level based on visual inspections; testing of equipment for internal damage or loss of functionality was not part of the inspections. Figure 4-2 displays one example of a severely flooded substation.

The reports indicate several substations were critically damaged or remain inaccessible due to mudslides and inundation, with extensive damage to switchgear, protection, and control systems caused by flooding. This level of damage is often visible only by onsite inspection. Several substation control houses suffered water intrusion from stormwater or wind-driven rain. The field inspectors reported that many substations affected by flooding became inoperable due to the presence of contaminants and

physical damage. Table 4-3 presents the substations and/or substation control rooms that were flooded during the hurricane. The 18 substations in the following table are identified as high risk.

Figure 4-2. Dorado Substation Flooding



Source: NYPA Substation Assessment Report

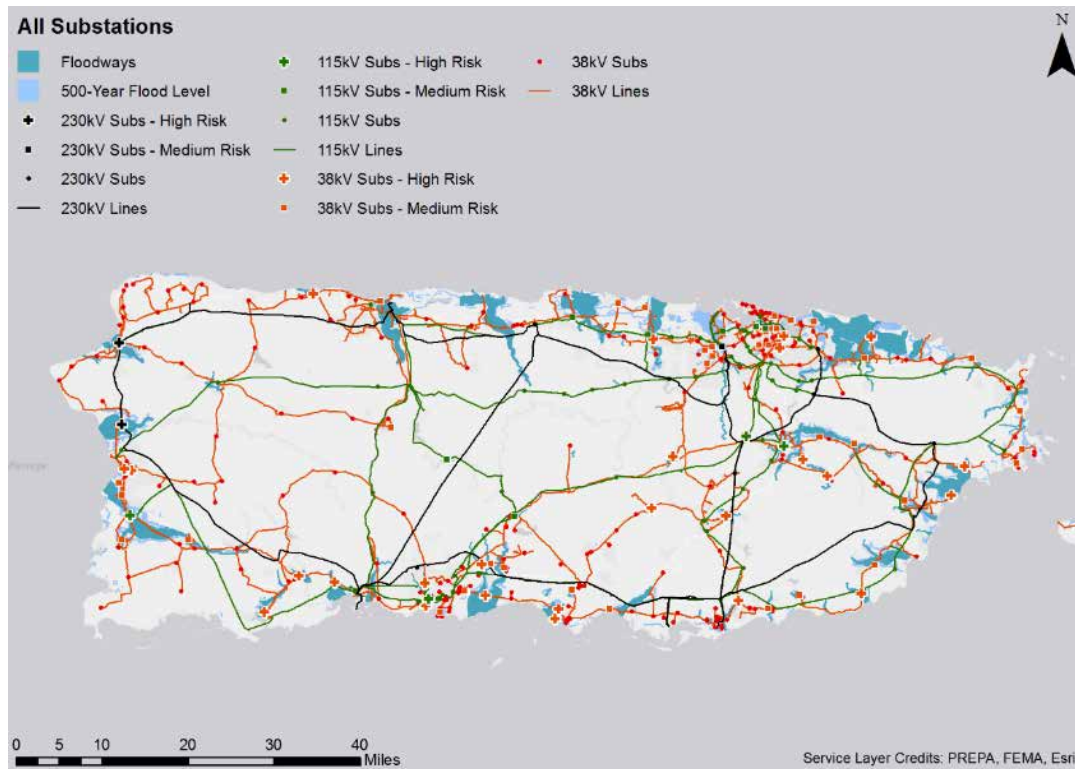
Table 4-3. PREPA Flooded Substations Information

Station	Notes	In Floodplain Area?
Acacias		Yes
a. 6801	Substation Flooded – Relay Building Not Flooded	
b. TC 6802	Substation Flooded – Relay Building Not Flooded	
Arecibo Pueblo 8002	Substation Flooded and Relay Building Flooded	Yes
Bayview 1802	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Cambalache TC 8004	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Caparra 1911 & 1924	Both Substation and Relay Building Flooded	No
Cataño 1801	Relay Building Flooded	No
Charco Hondo 8008	Both Substation and Relay Building Flooded	No
Dorado TC 9203	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Fonalledas	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
a. 1401		
b. 1421		
La Virgencita 9404	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Pámpanos 5005	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Punta Lima	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Río Grande 2302	Relay Building Flooded	No
Río Grande Estates 2306	Relay Building Flooded	No
San José substation 8104	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
Tallaboa 5402	Both Substation and Relay Building Flooded	No
Tapia 1102	Both Substation and Relay Building Flooded	No
Victoria	Both Substation and Relay Building Flooded	Yes
a. TC 7001		
b. 7008		

Source: Hurricane Maria Damage Verification Report: PREPA Substations - Executive Summary, NYPA, October 2017.

Figure 4-3 illustrates flood zones on the island and the location of substations within these zones. The map also shows the locations of substations, each of which has been assigned a level of risk.

Figure 4-3. Flood Risk Areas



Source: Hurricane Maria Damage Verification Report: PREPA Substations - Executive Summary, NYPA, October 2017.

Table 4-4 presents damage assessment reports from the Build Back Better report. While repairs were made to these substations to enable their return to normal operation, equipment remains at risk with many legacy equipment components obsolete or below current design or material standards.

Table 4-4. NYPA Substation Inspection Information

Region	Number of Stations	Good Condition	Some Exposure	Minor Damage	Major Damage	Old Station
Arecibo	41		11	26	3	
Bayamón	60	6	7	28	18	
Caguas	51	6	4	27	11	
Carolina	31		1	3	23	
Mayagüez	54		21	21	10	
Ponce	32			7	24	
San Juan	60		12	8	40	
Vieques	5			1	2	1
Total	334	12	56	121	131	1

Source: Table 3-4 from Build Back Better

Many PREPA substations that experienced minor damage are equipped with legacy protection systems that do not meet current design standards, such as decades old oil circuit breakers, which collectively

have a high failure probability, and electromechanical relays. There also are many 38 kV substations serving 4.16 kV and other low voltage distributions lines that should be converted to operate at 13.2 kV. Distribution voltage conversions are discussed in greater detail in Section 4.2.

Future State

The planned future state of the transmission system and substations is structured to prioritize spending on power delivery assets over the mid- and long-term; defined as 2024 through 2028, respectively. For the short-term, emphasis is placed on hardening and upgrading assets serving critical loads and immediate needs that can be designed and constructed within the next few years.

Over the mid- and long-term, new and upgraded transmission lines are needed to reliably interconnect new or upgraded generation assets, which could include over 2,000 MW of solar generation and internal combustion units at eight or more regional locations, as outlined in the IRP. Further, the transmission investments proposed for the future state are required for all resource scenarios and strategies evaluated in the IRP.¹⁹ However, the GridMod Plan includes investments to further harden distribution lines and substations beyond those outlined in the IRP, which focused most heavily on upgrades required for islandable grids and critical loads.

The Working Group expects that the transmission plans will be refined as conditions change (e.g., higher than expected amounts of installed renewable generation) and opportunities for spending efficiencies are identified. All upgrades are based on meeting industry codes and standards that are being prepared with PREPA.²⁰ This includes designing all new or rebuilt 38 kV lines and substations to 46 kV basic insulation levels (BIL) to align with industry standards on the mainland.²¹ In alignment with ENR COA-001, these include incorporating USDA RUS standards into PREPA codes and standards, where applicable.

Figure 4-4 highlights the eight proposed islandable grid areas in Puerto Rico to interconnect new or upgraded generation assets.

These grid areas should have the following features and capabilities:

- The T&D system is configured into eight islandable grids to support resiliency and facilitate the integration of renewable and distributed energy resources
 - These islandable grids would be operated independently in the event of grid failure and supported by sufficient distributed generation resources to serve critical loads
 - Prevents systemwide blackouts if key transmission lines fail

¹⁹ The Working Group's analysis for transmission assumes that owners of large renewable resources will be required to pay for any additional investments to interconnection their projects to PREPA's transmission or primary distribution system.

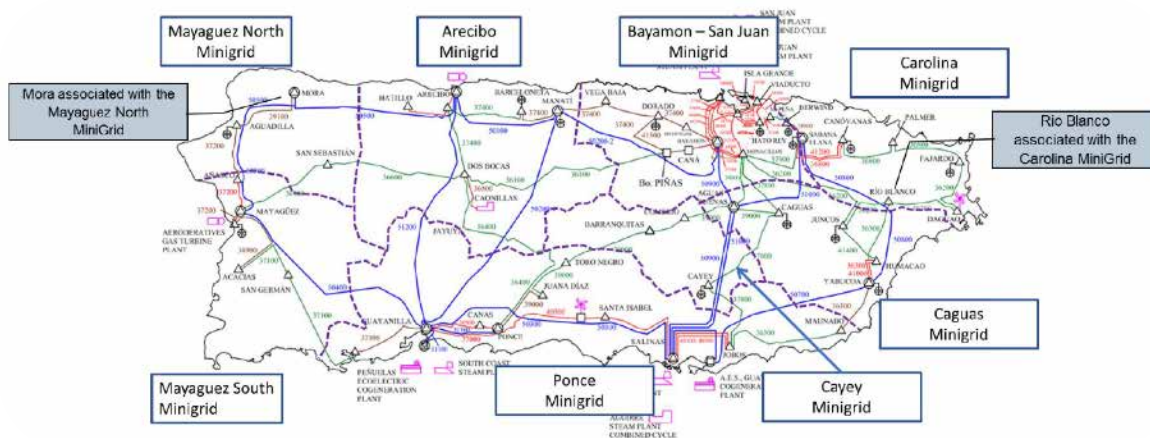
²⁰ COR3 recognizes that various codes and standards are under development at the time of issuance of this report. The recommendations, plans and costs presented in this report may be adjusted as new or revised standards are prepared.

²¹ Although new 38 kV facilities will be insulated at 46 kV, they will continue to operate at 38 kV.

- Improves ability to respond to and recover from catastrophic events
- Adoption of electrical protection systems that automatically adjusts relay settings when operating in “Island Mode”

Within each islandable grid, small-scale microgrids will support critical load infrastructure such as hospitals, police stations, and communications. This provides an additional layer of resiliency and hardening for key operation centers.

Figure 4-4. Proposed Islandable Grid Regions



Source: Puerto Rico Electric Power Authority

Although many existing transmission and substation assets do not meet the upper Category 4 wind standards established to guide the rebuild effort, the Working Group recognizes that it is not possible or practicable to rebuild the entire delivery system, nor is it necessary for the following reasons:

- Many lines are shielded from high winds or located in areas where winds are tempered due to terrain.
- The IRP envisions a power delivery system that is resilient and capable of withstanding the loss of major lines via an islanding mode of operation.

However, the islanding concept will require new or upgraded 115 kV and 38 kV transmission lines within each of the eight regions to achieve this vision, with attendant costs for power generation and delivery infrastructure, communications, and controls. Each of these areas are addressed in this and other sections of the plan.

Longer-term priority projects include:

- Focus on hardening 230 kV and 115 kV lines after the 230 kV North-South lines and other critical short-term 115 kV and 38 kV projects have been completed
- Focus on other critical substations after those located in flood-prone areas have been repaired or relocated
- Rebuild 38 kV transmission to a 115 kV design standard for future voltage conversion

Future transmission projects are expected to incorporate new design and equipment standards that meet the upper Category 4 storm criteria, but at lower cost. Some lines may be constructed along new rights-of-way along highways where new or expanded roads can accommodate new transmission lines. These new lines will be constructed using streamlined design that improves aesthetics while maximizing the use of limited corridors; for example, use of monopole steel design for transmission and circular poles where concrete is used.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-007: Improve Grid Assets' Resilience to High Windspeeds

The longer-term transmission plan also will provide for integration of new generation facilities while meeting island-based contingency criteria for bulk power operations. New or upgraded lines may be required to ensure voltage and generation stability for the recommended IRP. These upgrades include targeting 38 kV transmission to operate at 115 kV where rights-of-way can accommodate the additional clearances required for higher operating voltages. The COR3 long-

term plan converts about 10% of existing 38 kV to 115 kV. Because many existing 38 kV lines also have distribution underbuilds, these projects will include separation of distribution lines on their own structures.

For the short-term, most substation repairs and relocations will follow current design standards. Over the long-term, COR3 proposes to introduce new design standards based on the IEC 61850 communications protocol standard. This includes increased use of digital equipment and Intelligent Electronic Devices (IEDs) such as digital relays. While recently revised codes and standards incorporate substation automation (e.g., transformer monitoring), COR3 expects enhanced automation and controls will be introduced to improve situational awareness and reliability. COR3 recommends pilot applications at two to three substations to confirm functionality and operational effectiveness. Pending successful trials, the design standard for substations will be updated for new or upgraded substations. The new design standards may include Non-Conventional Instrument Transformers, Process Bus applications, and elimination of copper cabling, which collectively, can reduce the substation footprint by up to 30% while reducing cost and enhancing safety.

Implementation Roadmap

The primary objective of reinforcing transmission assets is to improve their ability to withstand hurricane-force winds. Like substations, the proposed design for the transmission network is best summarized in the Governor's Recovery Plan ENR COA-007.

Given its geography and the general trajectory of hurricanes in the Caribbean, the southern portion of the island is more susceptible and more vulnerable to major hurricanes. This puts key northern load centers at risk, as generation located in the south is needed to serve load in the north given the current Puerto Rico power system. Thus, the short-term reconstruction focus is on transmission lines that deliver output from generating plants located in the south to the northern section of the island. The two 230 kV transmission north-south lines, which sustained considerable damage during the storm, are targeted for hardening and upgrade.

The transmission system rebuild is based on a design standard capable of withstanding upper Category 4 storms. Sufficient design margins are included to ensure high survivability for Category 5 events in areas where damage is most likely to occur.

Existing 115 kV poles that are otherwise designed for Category 4 conditions and that are located in areas susceptible to leaning or uprooting during high winds are targeted for reinforcement. Those that are damaged and unable to meet the Category 4 standard are replaced while others in areas prone to mudslides or leaning receive concrete grout injections around the base embedment to strengthen and stabilize foundations. New transmission should be designed and built with monopole steel poles, high strength insulators, and vertical construction. Notably, monopole construction fared better than lattice towers during the storm, as highlighted in Figure 4-5.

Figure 4-5. Monopole vs. Lattice Tower Design



Source: New York Power Authority and Con Edison Damage Assessments

The 115 kV system will be reinforced or upgraded within each region to enable islandable operation. The 115 kV system will be configured as the backbone delivery system for eight islandable grids, capable of

independently delivering output from generators to critical loads within each island area. Upgrades are required at several substations to provide requisite isolation from the fully integrated network to one where each grid is capable of operating as an independent network. Additional circuit breakers and control schemes also are required to isolate and serve critical loads while operating in islanding mode. Hundreds of individual projects have been identified to accommodate standalone operation for each of the eight regions, which will improve both the condition and resiliency of the grid. The 115 kV upgrades required for islandable grids is common to all resource scenarios and strategies outlined in the 2019 IRP.

Transmission Near-Term Upgrades

Several near-term transmission upgrades have been identified as high priority projects. The projects target the hardest hit areas such as the Humacao District and other areas that experienced considerable damage, along with supply to high priority loads such as medical facilities and major airports. While most of the short-term projects focus on transmission lines and ties to generating stations, they also include new or upgraded substations needed to connect to or provide additional transformation capacity to accommodate the line upgrades.

Table 4-5 lists proposed reinforcement to critical 230 kV and 115 kV lines that deliver generation output from plants in the south to load centers in the north. These lines are highly susceptible to wind-related damage and many structures were damaged during the storm. The reinforcement project will be implemented in two stages. The first stage focuses mostly on 115 kV lines and substations in the eastern and northern sections of the island. The second stage reinforces 230 kV lines from Aguirre to the north, many of which are located on ridgelines and difficult to access slope-side locations.

Table 4-5. North-to-South Transmission Reinforcements

Project Name: North-to-South Transmission Backbone	
Description	Stage 1: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Jobos TC Gas Insulated Substations 115 kV and 46 kV Switchyards - Cayey TC Gas Insulated Substations 115 kV and 46 kV Switchyards - Caguas TC Gas Insulated Substations 115 kV and 46 kV Switchyards b) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 37800 Monacillo TC - Buen Pastor Sect. - Line 37800 Buen Pastor Sect. - Caguas TC - Line 37800 Caguas TC - Cayey TC - Line 37800 Cayey TC - Jobos TC Stage 2: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 50900 Aguirre S.P. - Aguas Buenas TC GIS - Line 51000 Aguirre S.P. - Aguas Buenas TC GIS - Line 50900 Aguas Buenas TC GIS - Bayamón TC - Line 51000 Aguas Buenas TC GIS - Sabana Llana TC
Justification	Critical transmission facilities for system security and reliability; makes the whole system more resilient; high interconnectivity between reliable and dependable generating units with major load centers, providing resiliency and reliability after system contingencies, major system disturbances or natural atmospheric climate events that cause grid's fragmentation and local islanding conditions; reconstruction and hardening of deteriorated transmission infrastructure increases system operational safety margins by potentially reducing the number of system contingencies, faults, outages, and grid's transient disturbances.

Source: ESO Project Development

The Humacao District suffered considerable damage due to Hurricane Maria. Its transmission system was especially hard hit, with damage to lines that still exists today. Proposed upgrades include new underground 38 kV lines and substations, the reinforcement of 115 kV facilities, and new or reconfigured lines to accommodate islanding operation and connection to area generating resources. New or entirely rebuilt substations should be constructed to a GIS design standard. Table 4-6 presents a three-stage plan for upgrading transmission assets in the Humacao District.

Table 4-6. Humacao District Transmission Projects

Project Name: Humacao District – Transmission System Projects	
Description	The Humacao District Transmission System Projects are divided and grouped in stages. Stage 1: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Humacao Pueblo 46 kV Sect. GIS - Rio Blanco 115 kV and 46 kV Switchyards GIS b) New Underground Lines and Circuits - Underground 46 kV Line Humacao Ind. Zone Sect. GIS - Humacao Pueblo Sect. c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 36200 Rio Blanco TC - Daguao TC - Line 12500 Humacao TC - Humacao Pueblo Sect. - Line 3700 Humacao TC - Yabucoa Sub. 2901 - Line 5400 Rio Blanco TC – Naguabo Stage 2: a) New Switchyard Facilities - Juan Martín 115 kV Sect. - Naguabo 46 kV Sect. GIS - Pueblito del Rio 46 kV Sect. GIS b) New Underground Lines and Circuits - Underground 115 kV Line Yabucoa TC - Sun Oil - Juan Martín Sect. c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 9900 Humacao Pueblo Sect. - Rio Blanco TC - Line 3000 Rio Blanco TC - Pueblito del Rio - Line 5400 Daguao TC – Naguabo Stage 3: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Verdemar 46 kV Sect. b) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 36300 Yabucoa TC - Juan Martin Sect. - New 46 kV Line Verdemar - Naguabo Sect. GIS
Justification	Critical transmission facilities for system security and reliability; makes Humacao District more resilient; high interconnectivity with critical loads and major load centers; strategically planned and localized new underground circuits and gas insulated substations provide reliability to critical distribution substations and loads; integration with existing and future local generation provides resiliency and reliability after system contingencies, major system disturbances or natural atmospheric climate events that cause grid's fragmentation and local islanding conditions; structural integration and strategic interconnectivity with planned grid stabilizing technologies like battery energy storage systems supports power quality and grid's response to system disturbances; significantly increases reliability to remote municipalities and loads in the eastern area; reconstruction and hardening of deteriorated transmission infrastructure increases local system operational safety margins by potentially reducing the number of system contingencies, faults, outages, and grid's transient disturbances.

Source: ESO Project Development

Other regions sustained considerable damage or are prone to unreliable operation, including critical loads in San Juan, Ponce, and northwestern sections of the island. Critical 115 kV transmission lines that sustained considerable damage are still out of service. For example, to address transmission supply

constraints and damage to facilities serving Luis Muñoz Marín (LMM) Airport in San Juan, new underground 38 kV transmission needs to be constructed in the near-term. This high priority plan will provide redundancy via enhanced connections to the 115 kV and 38 kV network, with more direct ties to area generating plants. Proposed upgrades for lines and substations that serve the airport are also listed, which will provide alternative supply lines capable of providing continuous supply during major disruptive events.

Table 4-7. LMM Airport Supply Upgrades

Project Name: LMM International Airport Support	
Description	Stage 1: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Villamar 46 kV Sect. Gas Insulated Substation - Martin Peña GIS Line Terminal - Berwind TC 115 kV and 46 kV Switchyards b) New Underground Lines and Circuits - New Underground 46 kV Line Martin Peña GIS - Villamar Sect. - New Underground 115 kV Line Martin Peña GIS - Berwind TC c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 3600 Martín Peña GIS - Lloréns Torres Sect. Stage 2: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Sabana Llana TC GIS for 115 kV, 46 kV and 13.2 kV Switchyards - Los Angeles 46 kV Sect. GIS b) New Underground Lines and Circuits - New Underground 115 kV Line Sabana Llana TC - Berwind TC - Underground 46 kV Line Berwind TC - Los Angeles Sect. c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 6700 Martin Peña GIS - Seboruco - Tapia Stage 3: a) New Switchyard Facilities - Vistamar 46 kV Sect. b) New Underground Lines and Circuits - Underground Line 46 kV S. Llana TC - Vistamar - Los Angeles Sect. - Underground of 46 kV Line 3600 Los Angeles Sect. - Aeropuerto Num. 2 Substation 1616 (ACB 3621C) c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 3600 S. Llana TC - Los Angeles Sect. - Line 38900 Sabana Llana TC - Berwind TC - M. Peña GIS
Justification	Makes the International airport more resilient by strategically integrating existing and future transmission and sub transmission underground circuits with gas encapsulated transmission centers and generation facilities; specifically increases airport's reliability by electrically integrating the airport substations directly to the main generation facilities in the north by extending 115 kV metro zone underground loop; system designed to continuously maintain service in multiple contingencies scenarios by allowing airport to be interconnected to robust transmission and sub transmission network through different electrical paths and geographical routes; improves operational flexibility and capability to provide service to the airport facilities even in severely post-fragmented operational conditions.

Source: ESO Project Development

The transmission system in the northwestern section of the island sustained considerable damage, which highlights the need to reinforce transmission supply to critical area commercial and industrial load, and the Aguadilla Airport. Facilities serving these loads are unreliable and subject to disruptions in service. Table 4-8 presents a three-stage reinforcement plan, with hardening of substations and 38 kV lines. New underground transmission lines and hardening of existing lines are proposed in Stages 2 and 3, which will provide greater redundancy and better reliability to the area.

Table 4-8. Northwestern Area Supply Upgrades

Project Name: Northwestern Area Support (Aguadilla Airport Support Service Facilities and Aerospace Technology-Electronics Industry Corridor)	
Description	Stage 1: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Victoria TC Gas Insulated Substations 115 kV and 46 kV Switchyards - Mora TC Gas Insulated Substations 115 kV and 46 kV Switchyards - Aguadilla D.H. 46 kV Sect. b) New Underground Lines and Circuits - Underground 46 kV Line Aguadilla D. H. Sect. - Ramey Field 3(ACB 2813) - Underground 46 kV Line Moca Sect. GIS - Aguadilla D.H.Sect. - Underground 46 kV Line Victoria TC - Hosp. El Buen Samaritano - Aguadilla D.H.Sect. c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 2800 Victoria TC - Aguadilla D.H. Sect. Stage 2: a) New Underground Lines and Circuits - Underground 46 kV Line Moca Sect. GIS - ACB 2727 (Hewlett Packard Industry Zone) b) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 2700 Victoria TC - Aguadilla D.H. Sect. - Line 2700 Mora TC - Aguadilla D.H. Sect. - Line 2800 Aguadilla D.H. Sect. - Ramey (ACB 2845) Stage 3: a) New Underground Lines and Circuits - Underground 46 kV Line Mora TC - ACB 2717A b) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 6000 Aguadilla D.H. Sect. - Ramey (ACB 6015) - Line 2700 ACB 2791C - ACB 2745
Justification	Grid support for the northwestern region; essential to maintain reliability and service continuity to the very important industrial and commercial sectors in the municipality of Aguadilla, including the emergent aerospace technology industry and critical airport facilities located at the Ramey Base zone; advanced structural deterioration and serious thermal limitations of the existing electric sub transmission lines that supply Ramey Base, cause frequent outages, system faults and costly electric service interruptions to the industries and airport support service facilities, as well as to the commercial and residential customers located in and around the Ramey area in Aguadilla.

Source: ESO Project Development

As described previously, much of the damage at substations was caused by flooding and mudslides resulting from heavy rains. Accordingly, the proposed design and reinforcement of substations is best summarized in the Governor's Recovery Plan ENR COA-006.²²

Supplementing the ENR COAs are the DOE's recommendations for substations, which provide additional insights and suggestions for designing the future grid. The following excerpt contains clear, concise recommendations that helped guide the Working Group in its development of substation reinforcement plans.²³

The DOE team observed that several substations were flooded (both salt water in coastal areas affected by storm surge, and fresh water associated with rainfall induced flooding). The DOE team recommends that the newly revised FIRMs [Revised Flood Insurance Rate Maps] be studied

²² "Transformation and Innovation in the Wake of Devastation, an Economic and Disaster Recovery Plan for Puerto Rico", p. 221.

²³ Energy Resilience Solutions for the Puerto Rico Grid, US Department of Energy, June 2018, Section C1C.Substations, p. 21.

and that substation assets found within flood areas are re-sited to avoid these areas or raised and/or waterproofed accordingly using flood-resistant materials, and anchors as required to survive these events.²⁴ In addition to avoiding these areas, recommendations are to raise substations to the 0.2% flood elevation if possible. This is particularly important for key substations that are deemed essential to the reliability of the overall T&D infrastructure or associated with key generating assets. These aforementioned substation assets need to include transformers, circuit breakers, associated switchgear, and especially control equipment including protective relays and communications gear.

The findings and recommendations from the Governor’s Recovery Plan and DOE reports are consistent with substation design and selection criteria from the Build Back Better report. Build Back Better recommends the reinforcement and storm hardening of approximately 90% of the 230 kV, 115 kV, and 38 kV substation sites. Substation replacements include upgrading relay protection equipment and SCADA systems to enable improved system control, reinforcing and hardening substation facilities through defense-in-depth flood protection, and adding security access and monitoring systems.

The Working Group recommends that equipment subjected to flooding damage should be replaced. This includes protective relays, communication electronics, battery banks and battery chargers, dry-type transformers, air-blast circuit breakers, instrument transformers, meters, motors and pumps, breaker racking mechanisms, and SCADA, among other equipment categories.

ASCE 24-14 provides guidance on the design standards that meet the minimum requirements and expected performance for the siting, design, and construction of buildings and structures in flood hazard areas. FEMA deems ASCE 24 to meet or exceed the minimum National Flood Insurance Program requirements for buildings and structures. A list of applicable structures, including commercial, residential, industrial, educational, healthcare, critical facilities, and other occupancy types, can be found in Table 1-1 of the “Highlights” summary of the design code.²⁵ The improvements outlined in the GridMod Plan will conform to ASCE 24-14 and ENR COA-006.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-006: Improve Grid Assets' Resilience to Flooding

The susceptibility of many substations to flooding or water intrusion, confirmed by damage reports summarized in Table 4-3, requires some substations to be moved or reinforced. A defense-in-depth approach is recommended at suitable locations to harden substations for flood and water or mud intrusion. This approach was successfully deployed in New York and New Jersey following Hurricane Sandy and has proven to be a cost-effective alternative to raising substation equipment or relocating them to higher ground.

²⁴ FEMA P-348, Protecting Building Utility Systems from Flood Damage. February 29, 2017.

²⁵ American Society of Civil Engineers Flood Resistant Design and Construction Standard International Code 24-14 Highlights.

The defense-in-depth approach generally entails four levels of defense:

1. The first level includes a flooding barrier surrounding the site, typically along the fence. While earthen berms and concrete walls are options; another cost-effective method to construct these barriers is to use heavy-duty sand bags enclosed in metal mesh (Figure 4-6).
2. The second level includes high capacity pumps permanently installed inside the perimeter with sufficient capacity to accommodate both leakage and expected levels of rainfall.
3. The third level involves backup of critical equipment via standby generators, with control buildings equipped with protection walls and pumps.
4. The fourth level indicates that, where required, individual components such as transformer control cabinets and air vents should be raised.

Figure 4-6. Substation Flood Barrier



Source: Con Edison

For the substations targeted for reinforcement or replacement, the Working Group recommendations include designs capable of sustaining high Hurricane Category 4 design standards for both wind and flooding. However, wind studies for 38 kV substations indicate those facilities may be less susceptible to high winds, as many are near buildings, which provide partial wind shielding on one or more sides.

Enhancements for all substations should include the phased replacement of undamaged but obsolete equipment that, while marginally functional, may present higher operating risks and hinder expansion of DER. New or rebuilt substations that are highly susceptible to damage or that are located in space-constrained areas should be built to a Gas Insulated Substation design standard. Roof mounted solar will be installed on control house roofs and substations to provide battery system backup. A pilot project is underway at the Caguas Transmission Center to confirm the applicability of this technology.

Significant upgrades to control and protection schemes will also be required for islanding operations as the reconfigured grids (when operating in islanding mode) will change fault duty at each breaker location. Adjusted relay settings will be required, either automatically or via operator control to ensure safety and reliability is not compromised when operating as an island. Section 5.1 provides additional detail on the monitoring and control systems that will be needed to support an islandable mode of operation.

Substation Near-Term Upgrades

Based on the current state assessment and criticality review, several near-term substation upgrades have been identified as high priority projects. The projects are targeted to the hardest hit areas and to areas with high priority loads such as medical facilities and major airports. Table 4-9 presents a range of upgrades needed to bring distribution substations and lines in the Humacao District to current design standards. The Humacao District is located in the southeast section of the island, one of the areas that sustained the greatest damage due to being in the direct path of Hurricane Maria.

The upgrades focus on converting the legacy 8.32 kV distribution system to operate at 13.2 kV, PREPA's current voltage standard. Several new substations will need to be built to serve higher voltage lines in the district along with capacity upgrades at existing stations to serve future loads and to provide transfer capability for fault location, isolation, and service restoration (FLISR). FLISR and the distribution conversion is addressed in greater detail in Section 4.2. Two new mobile substations will be located in the district to provide capacity backup for maintenance or loss of a substation due to storms or failed equipment.

Table 4-9. Humacao District Substation Upgrades

Project Name: Humacao District - Substations	
Description	a) New Distribution Substations - 13.2 kV Substation in Las Piedras - 13.2 kV Substation in Humacao TC - 13.2 kV Substation in Naguabo - 13.2 kV Substation in Yabucoa b) Increase Capacity - Verdemar Substation - Candelerio Substation - Juan Martin Substation c) Mobile Substations - 1 substation of 115/13.2/8.32/4.16 kV - 1 substation of 38/13.2/8.32/4.16 kV
Justification	Distribution system facilities necessary to upgrade and replace the existing 8.32 kV distribution substations; upgrade the 8.32 kV distribution system loads to 13.2 kV; provide the necessary substation transformation capacity for the voltage conversion process; provide sufficient capacity for load transfers between distribution feeders and substations during contingency conditions; increase the reliability of the distribution system; supply load growth and future developments.

Source: ESO Project Development

Lines and substations serving critical load centers also are targeted for near-term upgrades. Table 4-10 outlines comprehensive plans to improve both the resiliency and sources of supply to the San Juan Medical District. The plan reinforces substations and transmission lines over three stages. The first is the hardening of 115 kV and 38 kV switchyards (designed to 46 kV, but operated at 38 kV, PREPA's sub transmission voltage) along with new 38 kV underground lines to provide redundancy of supply to the area. Stages 2 and 3 further reinforce area substations with ties to the 115 kV grid. Transmission lines

are reinforced and ties to area generation are created to provide a secure source of supply to the district.

Table 4-10. San Juan Medical District Upgrades

Project Name: San Juan Medical District	
Description	The San Juan Medical District Projects are divided and grouped in stages. Stage 1: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Monacillo TC GIS for 115 kV, 46 kV, and 13.2 kV Switchyards - San Juan Medical Center GIS for 46 kV and 13.2 kV Switchyards b) New Underground Lines and Circuits - Terminals of Underground 46 kV Line Hato Rey TC - Veterans Affairs Hospital - Underground 46 kV Line Monacillo TC - San Juan Medical Center Sect. - Underground 46 kV Line Hato Rey TC - San Juan Medical Center Sect. (interconnection to the new San Juan Medical Center Sect. GIS) c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines- Line 8900 San Juan Medical Center Sect. - Venezuela Sect. Stage 2: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Hato Rey TC GIS for 115 kV, 46 kV and 13.2 kV Switchyards b) New Switchyard Facilities - Venezuela TC GIS for 115 kV, 46 kV and 13.2 kV Switchyards c) New Underground Lines and Circuits - Underground sub transmission system and circuits for internal facilities at San Juan Medical Center (includes integration of critical loads to new loop) - Underground 46 kV Line San Juan Medical Center Sect. - Reparto Metropolitano - Underground distribution system for internal facilities at San Juan Medical Center d) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 15500 Monacillo TC - San Juan Medical Center Sect. Stage 3: a) New Switchyard Facilities - Fonalledas 46 kV Sect. GIS b) New Underground Lines and Circuits - Underground 46 kV Line Venezuela TC - Fonalledas Sect. - San Juan Medical Center Sect c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 8900 Tap Américo Miranda. - Reparto Metropolitano (to reconfigure 8900 Venezuela TC - Jardines Metropolitanos - Reparto Metropolitano) - Line 8900 Monacillo TC - San Juan Medical Center Sect.
Justification	Makes San Juan Medical District more resilient; provides multiple interconnection paths with strategically located transmission centers to provide high level of reliability to critical loads under multiple contingency scenarios; integrates the medical district critical network of hospitals and medical facilities to redundant sub transmission local underground loops; integrates through different electrical and geographical routes the medical district to the metro zone 115 kV underground loop in order to provide direct interconnection with the major generation sources in the north; improves operational flexibility and capability to provide service to the medical district even in severely post-fragmented operational conditions; the planned infrastructure prepares the foundation for the evolution of advanced local and system self-healing schemes to provide enhanced levels of reliability at the district.

Source: ESO Project Development

Table 4-11 outlines a plan to reinforce substations and transmission lines to improve system reliability and voltage stability of the eastern region. Upgrades include hardening of transmission lines and 115 kV and 46 kV switchyards, new underground lines, and new switchyard facilities.

Table 4-11. Eastern Region Pharma Corridor Upgrades

Project Name: Eastern Region Pharma Corridor	
Description	Stage 1: a) Reconstruction/Hardening of Transmission Centers and Switchyard Facilities - Yabucoa TC 115 kV Switchyard GIS - Humacao TC 115 kV and 46 kV Switchyards GIS - Juncos TC 115 kV and 46 kV Switchyards GIS - Villa Betina 115 kV Sect. - Quebrada Negrito 115 kV Sect. b) New Switchyard Facilities - Humacao Industrial Zone 46 kV Sect. GIS c) New Underground Lines and Circuits - Underground 115 kV Line Yabucoa TC - Humacao TC - Underground 115 kV Line Humacao TC - Juncos TC - Underground 46 kV Line Humacao TC – New Humacao Ind. Zone Sect. GIS d) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 36200 Juncos TC - Monacillo TC - Line 5300 Las Piedras Sect. - Juncos TC Stage 2: a) New Switchyard Facilities - Las Piedras 46 kV Sect. GIS b) New Underground Lines and Circuits - Underground 46 kV Line Juncos TC - Las Piedras Sect. c) Reconstruction/Hardening of Transmission Lines - Line 41400 Humacao TC - Juncos TC (includes relocation to Yabucoa TC) - Line 5300 Humacao TC - Las Piedras Sect. - Line 12600 Humacao TC - New Humacao Ind. Zone Sect. GIS
Justification	Supports pharmaceutical, biotechnology, and gas supply industrial facilities in Juncos, Las Piedras, and Humacao; critical transmission infrastructure for system reliability as well as for voltage stability of eastern region; strategically planned and localized new underground circuits and gas insulated substations provide reliability to critical industrial loads; strategic interconnectivity with future and existing local generation provides resiliency and reliability after system contingencies, major system disturbances or natural atmospheric climate events that cause grid's fragmentation and local islanding conditions; structural integration and strategic interconnectivity with planned grid stabilizing technologies like battery energy storage systems supports power quality and grid's response to system disturbances; reconstruction and hardening of deteriorated transmission infrastructure reduces line faults, outages, and transient disturbances that cause internal disruptions in industrial-sensitive processes due to system frequency and voltage deviations and excursions.

Source: ESO Project Development

Table C-5 in Appendix C presents high priority near-term repairs for 18 substations that incurred water damage for insurance estimation purposes—COR3 expects additional repairs and upgrades beyond those included in the estimates. These substations are classified as unreliable based on damage assessment reports completed by NYPA shortly after Hurricane Maria struck the island. Most damage occurred in the control house, switchgear, and protective devices that were flooded. Some of these substations will be relocated while others will be elevated above minimum flood plain levels per proposed codes and standards.

Cost Estimates

The most important next step in determining reconstruction costs is to verify the assessment of damage to substations and lines targeted for upgrade over the mid- and longer term. The damage assessment process is underway, and the quantities targeted for replacement or upgrade that appear in this plan will be refined as the data becomes available. Costs presented herein align with upgrades and additions

outlined in the IRP but include investments to further harden the T&D system to withstand upper Category 4 winds; particularly for 230 kV lines.

The design for eight islandable grids will require additional engineering studies to confirm the location and routing of new lines and substations outlined in the IRP, and the reconfiguration of the system to tie to generating sources, reconfigured substation breakers arrangements, and new protection schemes when operating in island mode. Further, the design of new lines and substations may be altered depending on the amount and location of new conventional and renewable generation. These facilities will be described in greater detail upon completion and acceptance of a recommended resource plan from the IRP.

Most transmission and substation investments are capital projects designed to harden the power delivery system—mostly within existing right of ways (ROWs)—to withstand hurricane-force winds, built using common design standards with flexibility to allow for islanding capability to improve resiliency and to facilitate integration of renewable and DER. Appendix C presents major T&S investments.

Table 4-12. Transmission and Substations Major Investment Areas (\$M)

<i>Major Investment Areas</i>	<i>Cost (\$M)</i>
Harden 350 miles of the 230 kV transmission grid, mostly hardening along new or existing ROW	\$ 1,700
Reinforce or relocate existing high and medium voltage substations, and digitization	\$ 1,300
Harden about 20% of existing 115 kV lines	\$ 500
Rebuild about 10% of 38 kV lines to 115 kV design standard	\$ 500
New transmission to support eight islandable grids	\$ 500

Source: GridMod Plan Funding Analysis

Table C-1 in Appendix C provides a detailed breakdown of cost components for 230 kV and 115 kV transmission lines that were damaged or do not meet the high Category 4 wind standard established for overhead transmission lines. A key departure from the Build Back Better report is the elimination of the assumption that 230 kV lines would be relocated roadside, with existing lines in place until cutover is made. Because of difficulties in obtaining permanent easements and congestion in areas where new lines would be relocated, the Working Group derived costs based on hardening of some structures and the replacement of lattice tower for inverted “V” construction with steel poles, as a better approach to improving transmission system reliability and resilience.

Table C-2 and Table C-3 in Appendix C provide a detailed breakdown of cost components for 230 kV, 115 kV, and 38 kV substations. These tables present supporting details and derivation of substation costs by major component with unit costs applied to estimated quantities for substandard design, equipment damage or susceptibility to flooding as outlined in prior sections. These include new or rebuilt substations to a GIS design standard in space-constrained areas or where stations are located in areas subject to high winds and flying debris.

4.2 Distribution

Current State

The distribution system was not originally designed to withstand a Category 4 hurricane. Hurricane Maria caused significant damage, with up to 75% of circuits needing repair. Underground equipment experienced water and contaminant intrusion. Distribution poles—primarily galvanized steel, concrete, and a limited population of wood—were susceptible to high winds. Concrete and wood poles experienced severe damage during Hurricane Maria while galvanized steel poles fared better.

Pre-storm, the distribution system was made up of roughly 1,200 circuits operating at voltages from 4 kV to 13 kV. There were 30,000 miles of lines, with about 28,200 miles of circuits overhead and the rest located underground. The overhead system included about 30 auto loops to provide redundant substation feeds to customer demand centers.

Distribution lines ran near transmission poles and other structures, increasing the likelihood of wind causing contact and short circuits. Long sections of line failed under a domino effect due to the limited use of dead-end breakaways on poles. There were few feeder ties and limited redundancy, or automation, to provide backup or aid in the restoration of service. Numerous substations located along distribution circuits that step-down primary voltages to lower primary or secondary voltages were also severely damaged. The distribution system, including distribution substations, are equipped with a large number of OCBs, older power transformers, metalclad switchgear, and fuses on the high side of power transformers, many of which will need to be replaced to meet current industry standards.

Future State

Puerto Rico's future distribution system will use design standards capable of withstanding high Category 4 storms, with sufficient design margins to ensure survivability for Category 5 events in areas where damage is most likely to occur. However, the vision for the distribution system of the future goes beyond design standards and entails a transformation into a modern grid capable of integrating DER. The future state for distribution is common to all resource scenarios and strategies evaluated in the IRP, including the high renewable penetration at the primary and secondary voltage levels.

The Working Group recommends leveraging proven power system technologies to better contain outages, reduce recovery times, lower operation costs, and enable more sustainable energy resources that will reduce reliance on imported fuel. Additionally, the Working Group recommends the increased use of renewable energy resources, such as wind and solar, and incorporating new distributed energy resource technologies,

Figure 4-7. Distribution Line Repairs



Source: PREPA

such as energy storage and microgrids, to enable energy to become abundant, affordable, and sustainable, and to improve the lives of the citizens of Puerto Rico.

To achieve the distribution system vision of the future, the Working Group recommends a suite of distribution hardening and modernization initiatives, summarized in Table 4-13. These technologies should be implemented on a priority basis in critical areas and in districts most vulnerable to hurricane damage (i.e., Humacao, Vieques, and Culebra). This includes upgrading lines and substation equipment to accommodate bidirectional power flows and associated protection systems needed to integrate distributed resources. Greater attention will be placed on power quality and methods and equipment to mitigate performance impacts caused by variable output from renewable resources. Over the next 10 years, the Working Group recommends successively deploying these technologies to each of Puerto Rico's districts according to level of damage and criticality. Each distribution project will consist of stages corresponding to hardening and modernization technologies. These recommendations are also summarized in Table 4-13.

The proposed investment to rebuild PREPA's distribution system is \$5.7 billion over 10 years. The cost of technology, communications, and operational systems used in conjunction with many of the proposed rebuilds is presented in the System Operations section. These include fiber and mesh networks to distributed generation to enable distribution operators to monitor and, when necessary, control their output via SCADA to prevent the violation of operating or performance criteria.

Table 4-13. Summary of Distribution Technologies and Applicable Projects

<i>Distribution Hardening and Modernization Technologies</i>	
• Build poles to code and install guying wire and breakaway low voltage service connectors on poles in high wind areas. • Selectively underground distribution feeds into critical facilities and urban centers. • Upgrade conductor size and use fully insulated wire (tree wire or bundled conductor) in areas where trees are present. • Replace insulators with higher insulation rating. • Install automated switching devices and enhance protection and controls by converting from electromechanical relays to more modern and flexible microprocessor-controlled devices on critical line segments. At least two automated sectionalizing devices should be installed on overhead mainline sections. • Selectively convert lower voltage 4, 7, and 8 kV lines to operate at 13 kV, which will improve efficiency and the ability to restore energy service during storms. • Increase spacing and insulation to 25 kV or higher, where applicable. • Improve real-time visibility for distribution system operators, with telemetry provided throughout the circuits enabling issues to be identified quickly and accurately. • Improve remote fault isolation and service restoration capability, thereby decreasing outage duration and area of impact. • Increase operational flexibility with appropriately-sized line sections for circuit switching, which will minimize outages during planned maintenance and unplanned outages. • Enhance situational awareness for DER operations, including the management and control of smart DER interconnections.	
	
Near-Term Projects (1-3 years)	Mid- and Long-Term Projects (4-10 years)
1. Vieques and Culebra Distribution Upgrade 2. Humacao Distribution Upgrade	Roll out distribution hardening and modernization technologies to all 26 districts of Puerto Rico

To ensure the longevity of these investments, the Working Group envisions partnerships with local research and education institutions. These partnerships will place PREPA at the center of T&D innovation on the island and attract the next generation of talent who will steward the T&D system of the future. These investments are detailed under Operational Efficiencies (Section 6.1).

Implementation Roadmap

The following solutions are designed to both harden Puerto Rico's distribution system against future storms and bring the system in line with the smart grid transformation unfolding across the mainland US in the 21st century.

Pole Strengthening for Wind Damage

Distribution poles are highly vulnerable to strong winds and falling trees. To help minimize the impact of major storms, pole assets must be kept in good condition. Some wooden poles will be replaced with concrete, steel, or polymer poles in critical areas for added storm resiliency. These critical poles may include riser poles, highway crossings, waterway crossings, and poles that serve important load centers.

The Working Group recommends a pole replacement program using a stronger class of poles and stronger wire to withstand high winds associated with Category 4 and 5 storms. Third-party equipment (communication cables) installed on the pole must be considered when evaluating pole strength. Small or thin overhead wire that cannot withstand high wind forces must be reconducted with stronger, fully insulated wire to withstand Category 4 wind forces.

In general, all pole construction should adhere to the latest codes and standards for Category 4 hurricanes when possible. Intermediate poles should be installed on longer spans. The Working Group also recommends installing breakaway disconnectors that disconnect low voltage secondary wires when trees or debris strike.

Selective Undergrounding for Wind Damage

Undergrounding is a proven method for making electricity grids more storm resilient. However, it is disruptive and costly during the construction phase. The Working Group recommends selective undergrounding of the distribution lines that serve critical loads such as town centers, medical facilities, and airports, or where required per Puerto Rico law or regulations. Undergrounding projects can be timed to coincide with other major construction projects, such as roadwork and fiber optic cable installation, to ease the cost burden and the disruption caused by undergrounding.²⁶

²⁶ Gelbien, L and Rasheed, B. For Extreme Storms, Utilities Must Go Beyond Business as Usual. Electric Light and Power, June 2014.

Breakaway Disconnect System



In a storm, fallen live wires pose a safety threat to both customers and crews. A breakaway disconnect system ensures that lines are disconnected at the pole instead of at the weatherhead. The line comes down safely deenergized, minimizing the possibility of damage to either utility equipment or the service connection. The crew can restore service quickly without running new lines or splicing, and simply by replacing the breakaway link.

Source: Thomas & Betts

Replacement of Insulators for Wind Damage

High winds and salt water contamination of traditional porcelain insulators are major drivers of power failures during a storm. These older style insulators are prevalent on the Puerto Rico power system and susceptible to flashover due to contamination, and thus are unable to hold the wire in place during a major storm. Modern polymer insulators with higher Basic Insulation Level ratings have a much lower occurrence of flashover. The vise-top designs can hold the wire in place during high winds. In addition, polymer insulators are lightweight and shatter-resistant. The Working Group recommends polymer insulators in areas prone to high winds and saltwater contamination. New cross-arms will be required to install polymer insulators. The replacement of insulators for wind damage also aligns with ENR COA-007 to improve grid assets' resilience to high windspeed.

The flooding of substations and distribution switchgear along the coastal US Northeast mainland during Hurricanes Sandy and Irene caused extensive, long-term outages. Even where underground cables were present, aboveground pad mounts and other switching devices

failed because of flooding. Repair and replacement are time-consuming and costly for such major pieces of equipment. New York utilities used sealed underground cable conduits, replaced copper wire with fiber optic in its control wiring, and installed flexible connectors that can lift its relay panels 10-12 feet above the ground in the event of a major storm.²⁷ In addition, according to DOE, many utilities along the US Gulf Coast have elevated their substations as much as 25 feet based on predictions for Category 3 storms.

The Working Group recommends that selective undergrounding of overhead construction will be required in flood-prone areas. Fully submersible control panels and switchgears will be required in such areas. The underground equipment would include cables, conduit, underground termination, submersible transformers, underground switches, and underground terminations.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-007: Improve Grid Assets' Resilience to High Windspeed

The Working Group also recommends replacing poles with deeper subgrade support, and selectively undergrounding in areas susceptible to wind-driven debris. Additional recommendations focus on spot

²⁷ Department of Energy "Hardening and Resiliency: US Energy Industry Response to Recent Hurricane Seasons", 2010.

replacement of underground distribution with overhead, and installation of engineered cable protection and conduits in likely washout areas.

Distribution Voltage Conversion

Approximately two-thirds or approximately 750 of Puerto Rico's 1,200 distribution circuits consist of 4 kV, 7 kV, and 8 kV overhead distribution lines. The back-to-back hurricanes of Maria and Irma demonstrated that many 4 kV lines could not withstand the high winds and torrential rains of a Category 4 hurricane. The 4 kV circuits sustained some of the worst damage in Puerto Rico during the recent hurricanes.

There are two options to address the deficiencies of the 4 kV overhead system: 1) selectively convert the 4 kV overhead construction to underground; or 2) selectively convert the 4 kV circuits to 13 kV overhead construction using up-to-date codes and construction standards. Converting to an underground system is extremely expensive, disruptive to the customers, and time-consuming. The Working Group believes a more cost-effective method would be to convert the 4 kV overhead system to a 13 kV overhead system using modern codes and standards that can withstand hurricane-force winds and torrential rain.

As part of the conversion process, two items should be given consideration: 1) Selective undergrounding of areas where the power supplies critical loads such as hospitals, water pumping stations, water treatment, telecommunications, cooling stations (i.e., malls, relocation centers, etc.); and 2) In locations where the existing 4 kV circuits have limited access for a bucket truck, which makes repairs difficult and time-consuming, the line should be relocated to areas accessible by an aerial bucket truck.

Converting lower voltage overhead circuits to operate at 13.2 kV requires rebuilding the circuit using new poles, cross-arms, insulators, proper storm guying, remote controlled switches, pole top transformers, and substation transformer upgrades to convert these lines to 13 kV.

In addition, the proliferation of the wide range of operating voltages made post-hurricane restoration efforts complicated and time-consuming. Adoption of a single standard voltage (13.2 kV) would make it more straightforward in the future to stock spare parts, standardize operating procedures, and coordinate repairs. This program will significantly increase resiliency and reliability for customers in Puerto Rico.

Distribution Automation for Faster Service Restoration

As the electric grid is repaired or rebuilt to the latest codes and standards, it will be prepared for future technologies. For instance, as the distribution lines are upgraded, equipment will be installed that will be leveraged for future investment.

As the electric grid is repaired or rebuilt to the latest codes and standards, it will be prepared for future technologies. For instance, as the distribution lines are upgraded, equipment will be installed that will be leveraged for future investment. One such example, at specific locations, instead of installing manually operated switches will have their advance functionality disabled until the distribution automation and FLISR investment takes place. In this manner we reduce the overall cost and eliminate the possibility of removing equipment that was recently installed.

One such example, at specific locations, instead of installing manually operated switches, automated switches will be installed. Automation switches will have their advance functionality disabled until the distribution automation (DA) and FLISR investment takes place. In this manner, the overall cost is reduced and the possibility of removing equipment that was recently installed is eliminated.

The Working Group recommends replacing obsolete electromechanical relays with modern microprocessor relays for enhanced protection and control of the distribution grid. In addition, to substantially improve reliability and resiliency, the Working Group recommends supervisory (remote control and indication) reclosers equipped with fault location. In

the future, FLISR capability is recommended. This will require the reconfiguration, extension, and upgrade of distribution feeders to provide feeder tie transfer capability between substations and substation busses.

FLISR has become the common standard in service reliability among mainland utilities. When a fault occurs on a distribution circuit, FLISR can reduce the number of customers who lose power by automatically isolating the trouble area and restoring power to remaining customers by routing power through adjacent circuits. In addition, this technology can help crews locate the fault more quickly, resulting in shorter outage durations. A study of five mainland utilities that conducted FLISR operations concluded that FLISR reduced the number of customers without power by up to 45% and reduced the customer minutes of interruption (CMI) by up to 51%.²⁸

FLISR technologies and systems, depicted in Figure 4-8, involve automated feeder switches and reclosers, line monitors, radio communication network, Remote Terminal Units (RTUs), line extensions, distribution management systems (DMS), SCADA systems, grid analytics, models, and data processing tools. These technologies work in tandem to restore power automatically, reducing both the number of customers without power and the duration of the outages. However, FLISR communication networks require increased resilience because they must operate under conditions where the grid itself is damaged or not functioning properly. In case of extensive grid damage, upstream transmission lines will need to be restored first before FLISR is applied to restore sections of the distribution lines.

²⁸ Department of Energy, Smart Grid Investment Grant Program. Fault Location, Isolation and Service Restoration Technologies Reduce Service Impact and Duration. December 2014.

Figure 4-8. Electronic Reclosers, Control Units and Line Sensors Installed by Duke Energy



Source: DOE, Smart Grid Investment Grant Program. FLISR Technologies Reduce Service Impact and Duration. December 2014

In traditional distribution circuits, electricity typically flows through a single feeder to get to an end use customer. If any portion of that feeder sustains a fault, all downstream customers are affected. FLISR works by sectionalizing the distribution feeder and tying it to adjacent feeders. FLISR isolates the trouble section and allows redundant pathways for electricity to flow to customers. The Working Group proposes that most feeders of the 1,000 customers or more should have FLISR capability, i.e., two normally closed reclosers and an open tie-recloser to restore service. More than half of Puerto Rico's 1,200 distribution circuits operate at 4 kV and the remainder at 13 kV. The 4 kV circuits will have reclosers installed when they are converted to 13 kV.

Distribution Automation for DER Integration

The integration of DER into electric delivery creates challenges for grid planning and operation. Traditional one-way power delivery system is not designed for the two-way power flows resulting from DER. Renewable energy output is often intermittent and creates both operational uncertainty and power quality problems.

To mitigate these risks and ensure reliable and safe DER integration, the Working Group recommends:

- Conducting a DER hosting capacity study on select feeders to avoid system violations
- Conducting a system impact study to surface adverse effects to grid operation, safety, and reliability
- Reviewing DER facility designs and schedules to mitigate system impacts from DER
- Requiring DER projects to comply with the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547 interconnection standard which covers the performance, operation, testing, safety, and maintenance of the interconnection
- Using IEEE pre-certified inverters to fast-track DER installation

- Using load tap changers, capacitors, and voltage regulators to mitigate frequency and voltage issues
- Leveraging energy storage to mitigate the intermittency of DER output

Power Quality

The GridMod plan described in prior sections includes several upgrades to improve power quality to industrial, commercial, and residential customers throughout the island. The objective is to stabilize steady voltage voltages, reduce momentary interruptions, and proactively mitigate rapid voltage excursions. The ability to address rapid variations in voltages will become increasingly important as greater amounts of intermittent resources such as behind-the-meter and directly connected solar are installed on the power delivery system. Power Quality programs that are incorporated into the short and long-term improvement plan include distribution voltage conversions, installation of additional reclosers and sectionalizing devices, sensors and controls, voltage regulating devices, new protective relaying, and enhanced vegetation management practices. Collectively, each of these strategies will improve PQ at the distribution level. For example, distribution feeder upgrades and voltage conversions will stabilize voltages via low impedance conductors and higher operating voltages. Further, proposed upgrades to distribution control and monitoring systems will enable operators to rapidly detect and address disturbances and voltage variances.

The GridMod Plan recognizes the value of power conditioning equipment to stabilize voltages and mitigate rapid variations in voltage, particularly for large solar plants. Prospectively, many new solar installations will include energy storage and power conditioning equipment as a requirement for interconnection. The large number of microgrids that are proposed also will be equipped with Power Quality Conditioners.

These devices improve power quality via their ability to:

- Deliver voltage and current at the correct level and enable equipment to function properly
- Ensure efficient and stable power transfer between the distribution system and Microgrid
- Isolate Microgrids and the distribution system disturbances and anomalies
- Provide convert DC output from solar panels to AC at stable voltages
- Cost-effective integration with solar and energy storage system

Because many industrial customers are served at the transmission level, Power Quality at the transmission level will be improved via fewer line interruptions achieved by hardening and enhanced vegetation management. Substation Automation systems, real-time monitoring and state estimation, and advanced relaying each will contribute to fewer power quality events as system operators will be able to take corrective action before these events occur.

Cost Estimates

Over the next 1-2 years, the Working Group recommends deploying distribution hardening and transformation technologies in the following critical locations.

Table 4-14. Vieques and Culebra Distribution Upgrade

<i>Project Name: Vieques and Culebra Distribution</i>	
Description	Upgrade and modernize Vieques and Culebra distribution system damaged by the hurricanes. Part of a long-range energy systems modernization plan for the Vieques and Culebra islands.
Justification	Energy systems availability and stabilization.

Source: ESO Project Development

Table 4-15. Humacao District Distribution System Upgrade

<i>Project Name: Humacao District – Distribution System Projects</i>	
Description	Upgrade the distribution system infrastructure to operate at 13.2 kV (15 kV voltage class). Reconfiguration of 13.2 kV feeders using smart grid technologies. Underground of distribution feeders up to critical loads. Hardening (upgrade of poles and conductors) to improve structural and electrical capacity resiliency. Includes the modification of construction standards.
Justification	Increase the reliability and flexibility of the distribution system; reduce the electrical losses; improve the voltage regulation along the circuits; improve the system security during fault conditions; allow multiple interconnection paths between distribution substations and feeders to provide a high level of reliability to critical loads, even during emergency conditions like hurricanes, earthquakes and system faults; reconstruction and hardening of deteriorated distribution system infrastructure to reduce faults, outages, and power quality deficiencies.

Source: ESO Project Development

Over the next 3-10 years, the Working Group recommends the rebuild and reinforcement of up to 75% of Puerto Rico's 1,200 distribution circuits. Districts and regions with the greatest storm damage and the highest customer density should be targeted first. As detailed damage assessment studies become available, complete engineering studies should be performed on all the districts in Puerto Rico. Not all distribution assets should be replaced. Less critical assets—those that are relatively new, in good condition, or that are expected to withstand future storms—are excluded from the Working Group's proposed list of replacement assets.

Many of the technologies proposed in this section, such as DA and DER integration, are relatively new for Puerto Rico. These should be piloted in the Humacao District. Lessons should be learned from these initial deployments and they should slowly be scaled up in a piecemeal fashion to the rest of Puerto Rico.

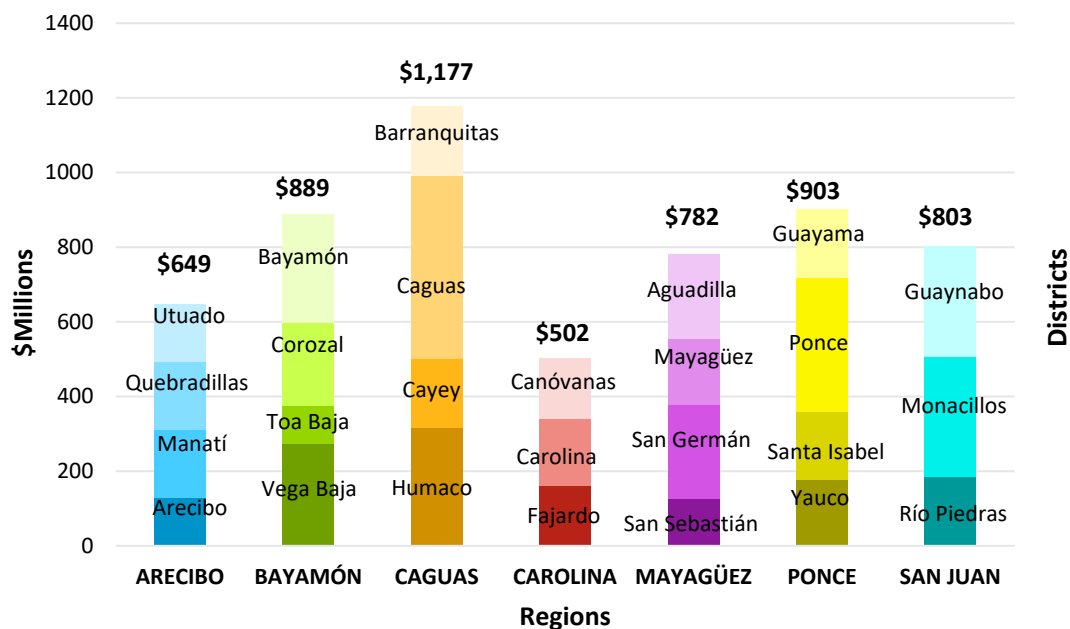
The Working Group estimated the total distribution upgrade effort to cost \$5.7 billion over 10 years. A breakdown is given in Table C-4 in Appendix C. These investments are expected to unfold in each of Puerto Rico's 26 districts as separate projects.

To allocate distribution investments (cost estimates) at the district level, the Working Group used the following factors:

- Initial post-hurricane damage assessment
- The number of critical loads (hospitals, airports, sanitation facilities, etc.) and priority loads (urban centers, etc.) that need underground or redundant supply
- Customer density
- The total number of distribution poles that need to be upgraded

The resulting district-level breakdown of total distribution capital cost is provided in Figure 4-9. These costs can be further refined with a detailed district-level damage assessment and actual cost data from on-the-ground distribution work in Puerto Rico.

Figure 4-9. Allocation of Distribution Investments to Regions and Districts



Source: GridMod Plan Funding Analysis

4.3 Generation

While some units may be retired in the short term, others are expected to operate for several years. To ensure reliable operations, there will be a need to provide sufficient resources (money and people) to keep the plants operating. For the existing generation fleet, additional analysis is necessary to finalize the reliability projects that need to be completed, a timeframe for that completion, and the funding source for the projects. A review of the existing organization's capability to operate these assets must be completed as well.

Current State

The approximate total operable capability of PREPA's existing available capacity is 4,324 MW (installed capacity of 4,877) plus an additional 961 MW of Independent Power Producer (IPP) generation (EcoEléctrica and AES-PR). EcoEléctrica, L.P. in the Municipality of Peñuelas (507 MW of gas-fired capacity) and AES-PR in the Municipality of Guayama (454 MW of coal-fired capacity) are the two largest sources of generation on the island. The majority (68%) of this capacity is from oil-fired plants. However, PREPA also has 12 utility-scale renewable power purchase operating agreements (PPOAs) covering projects in operation, including, covering total solar capacity of 98.1 MW, wind capacity of 102 MW and landfill gas capacity of 4.8 MW.²⁹ PREPA's IRP also notes that approximately 540 MW of steam turbine capacity plus some peaking capacity is not in sufficient operational condition. This includes certain steam turbines at Costa Sur, Palo Seco, and San Juan, as well as a gas turbine at Cambalache.

Future State

To meet the future objectives of resiliency, reliability, sustainability, and affordability, the future PREPA generation fleet will require significant modifications and transformation over the next 5 to 10 years. This includes a major transition toward renewable generation, supplanted with battery storage and natural gas generation. The fuel infrastructure and generation actions required to achieve this transformation will be driven by the IRP submitted to PREB. This is a requirement for PREPA under current law and PREB rules. Accordingly, this GridMod Plan mirrors the Action Plan outlined in PREPA's IRP.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-008: Maintain Storm-Resilient Generation Assets

On March 14, 2019, PREB issued a Resolution and Order directing PREPA to revise the February 13, 2019 IRP to cure a number of procedural issues, and to complete additional and revised analyses to make the IRP fully compliant with PREB's regulations and previous orders. PREPA submitted a revised IRP on June 7, 2019, which resulted in some changes to PREPA's IRP, particularly in areas related to near-term renewable resource expansion, the extent to which LNG-fueled thermal generation is feasible and cost-effective, and the ultimate definition and implementation of islandable grids.

²⁹ PREPA 2019 IRP.

Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019 puts Puerto Rico on a path toward 100% renewable energy by 2050. Implementation of this law will further change the IRP and the Action Plan. Consequently, PREB directed PREPA to expand/revise current scenarios consistent with the requirements of the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019.

The generation plan outlined in this report and PREPA's IRP Action Plan starts the transition of Puerto Rico toward a higher Renewable Portfolio Standard (RPS) requirement and greater reliance upon renewable energy resources. Over the initial 5 years of the current plan, substantial solar and battery resources will be procured to facilitate transition to a more decentralized and distributed generation system. In parallel, investments will be made in LNG infrastructure and in new peaking and combined-cycle thermal generation. Such investments will ensure permanent and rapid improvement in reliability and resiliency of the generation fleet, make the system more storm resilient, and facilitate integration of renewable and storage resources. Generation assets will be maintained, and additional assets developed to enhance storm resiliency, which supports ENR COA-008. Over time, it is anticipated that the Puerto Rico system will continue to transition to greater proportions of renewable energy generation, to the maximum extent it is physically and economically feasible. The GridMod Plan implementation will be adjusted as needed to reflect the eventual IRP approved by PREB and the new and evolving initiatives created by the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019.

Implementation Roadmap

During this period of transition, it is important that the existing generation assets required to serve load fulfill the primary responsibility of reliability at a cost as low as possible given the asset mix. Several existing PREPA generating units will likely be retired by 2023. This includes units at San Juan, Costa Sur, Palo Seco, and Aguirre.

Following the core principles of customer-centric, resiliency, reliability, affordability, and sustainability for the current generation fleet, the following key action items need to be completed:

1. Ensure that the existing generation assets required to serve the peak load of the PREPA customers remain reliably available during the transition period moving toward natural gas and renewable resources.
 - a. This will include the evaluation, selection, and completion of projects that will repair certain damage to the plants and/or conduct current or delayed maintenance to improve/ensure reliable operations.
 - b. Review current operating, maintenance, and asset management policies and procedures to ensure best practices in these areas.
 - c. Ensure there are sufficiently trained employees to operate and maintain the plants during the transition.
 - d. Evaluate the option to have a third-party operator take responsibility for operating and maintaining the existing units until they are retired. The advantage of this approach includes:

EXHIBIT A

- i. The ability to bring in plant managers with experience in turning around plants that have reliability challenges.
 - ii. The ability to provide additional qualified operators to support plant operations. An issue raised during plant visits is the lack of sufficiently qualified operators to support operations at all plant sites.
 - iii. The ability of the third-party operator to employ current PREPA staff to avoid the loss of institutional knowledge.
2. Identify the generation assets that will be converted from oil-fired to dual-fuel units to meet short-term and long-term goals of affordability and reliability.
 - a. Verify primary fuel delivery is clearly identified for continuous operation and define the level of onsite storage of the secondary fuel to meet operating requirements.
 - b. The current list of units to be converted to natural gas include the following:
 - i. San Juan units 5 and 6
 - ii. Mayagüez units
3. Evaluate the technical and economic capability of existing hydro generation assets.
 - a. In the push toward greater renewable resources, the existing PREPA hydro assets can play an important role. However, to better understand the overall benefit, a comprehensive review of these assets should be conducted to better define the cost of returning them to full service and the benefit to Puerto Rico. To bring them to full service likely includes the need for dredging reservoirs and any dredging effort will need to be coordinated with the water supply sector. Once this review has been completed, a modified scenario of the IRP may need to be completed to finalize recommended future actions.

Installation of new gas-fired and solar generation assets is also required to meet the future needs of the island and to allow for cleaner and less expensive generation.

Based on the June 7, 2019 IRP filing, the following new generation assets are anticipated under the IRP 5-Year Action Plan:

- Peaker replacement (18 units) with newer, more efficient combustion turbines (CTs) or with reciprocating engines. The peaking units were critical in providing generation after Hurricane Maria and are also needed to support islandable grid formation and operation.
- Installation of a medium-sized combined cycle unit at Palo Seco.
- Installation of a medium-sized combined cycle unit at Yabucoa.
- Installation of up to 1,800 MW of utility-scale solar generation. For development of a single-point capital expenditure estimate, the Working Group used IRP ESM Scenario.

- Installation of 920 MW of battery storage. For development of a single-point capital expenditure estimate, the Working Group used the IRP ESM Scenario.
- Assume 960 MW installed customer-owned solar capacity by 2028, and 1,798 MW by 2038.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-015: Enable Private Assets for Standby and Baseload Generation

The new generation units to be installed must meet the needs of a system with significant renewable and variable resources. This includes consideration for flexibility, ramp rates, and the ability to operate at low loads. Other key decisions will include determining the ownership of these new plants and assets.

Other key decisions will include determining the ownership of these new plants and assets. Options range from construction and ownership by PREPA to build, own, and operate by a third party, with an option for PREPA to assume ownership of the plants at a later date. The plan enables third-party (private) assets to serve as standby and baseload generation, which is aligned with ENR COA-015.

New Utility-Scale Renewables and Storage Systems

Puerto Rico had a previous RPS target of 20% renewable energy by 2035³⁰. The Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019 establishes a new timeline for the implementation of renewable energy on the island: 40% by 2025; 60% by 2040; and 100% by 2050. Since the original RPS was passed, renewable energy costs have declined considerably and in Puerto Rico are priced competitively with fossil-fired generation. Accordingly, the Working Group's vision is to integrate significant cost-effective renewable energy while maintaining a reliable grid. To support the integration of renewables and the islandable grids previously discussed, the Working Group also envisions installing utility-scale battery energy storage systems throughout the island.

PREPA's current IRP Action Plan assumes solar energy will be installed because:

- Solar energy is price competitive with fossil-fired generation.
- Several of the existing wind turbines on the island were damaged during the 2017 hurricanes and further study of current technologies ability to withstand hurricane-force winds is required before planning new wind farms.
- Detailed biomass resource and supply chain studies have not been done at a level to support developing a biomass-fired plant.

³⁰ Act 82 Act 82 of July 19, 2010, as amended, defines specific requirements to promote energy diversification by creating an RPS (Renewable Portfolio Standard). This rule requires load serving entities to supply increasing shares of retail sales with qualified renewable and alternative sources starting at 12 percent in 2015 increasing to 15 percent in 2027 and 20 percent in 2035. PREPA has not met RPS targets to date.

As a result, the Working Group recommends focusing on solar energy development while also conducting the following studies:

- Study the feasibility of onshore and offshore wind turbines to withstand wind speeds that may be experienced in Puerto Rico.
- Conduct a biomass resource potential assessment and then create a roadmap to build an industry and workforce to support a biomass-fired powerplant.
- Scan wave and ocean thermal technologies to assess their technology readiness level.

Cost Estimates

In developing the GridMod generation roadmap and cost estimates, the Working Group coordinated with PREPA and Siemens to align the GridMod generation plan with PREPA's IRP Action Plan. Since the IRP is still under review by PREB, the GridMod Plan implementation will be adjusted to reflect the final IRP approved by PREB.

The GridMod Plan indicates a strong transformation of the Puerto Rico energy mix away from mostly oil-fueled generation toward increased renewable energy sources. For fossil generation, the plan envisions substantially higher use of LNG as a fuel source, with one to three ship-based LNG terminals and a potential land-based LNG terminal in the San Juan area. The adoption of LNG and new thermal resources is seen as part of the transition to a 100% RPS, as those units will be approaching the end of their operating lives by 2050. This will help to ensure reliability and resilience as greater amounts of renewable technology are installed during intermediate years. The Working Group agrees with those actions as necessary to improve reliability, resiliency, and economics of existing generation on the island.

The Working Group also agrees with the approach of building flexibility into the plan's implementation steps, so that greater amounts of solar and storage can be procured if costs are reasonable and if development and interconnection proceed as intended. For purposes of developing a single-point capital expenditure forecast, the Working Group used the ESM Scenario from the IRP, which represents a reasonable estimate of the amounts of those resources that will be procured pursuant to the proposed IRP Action Plan. However, the overall GridMod Plan includes adequate transmission system upgrades to accommodate a more robust solar expansion if feasible.

With the passage of the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019, the Working Group anticipates that the final IRP approved by PREB may include a greater portion of renewable resources and potentially a lesser amount of new thermal resources than reflected in the current GridMod Plan. Upon PREB approval of the final IRP, the GridMod Plan implementation will be adjusted accordingly. It is anticipated that much of PREPA's current generation fleet will be replaced by new renewable, storage, and thermal resources, with the new thermal resources serving as a bridge toward 100% renewable energy requirements. The Working Group notes that the trajectory of implementation for solar and storage capacity and corresponding cost projections proposed in the current version of the IRP may prove challenging. However, the Working Group used the current IRP values in this report.

Table 4-16. Generation Major Investments Areas

Major Investment Areas	Cost (\$M)
Peaker Replacement	\$ 509
Generation Reliability	\$ 140
Battery Energy Storage	\$ 2,721

Source: GridMod Plan Funding Analysis

4.4 Fuel Infrastructure

Current State

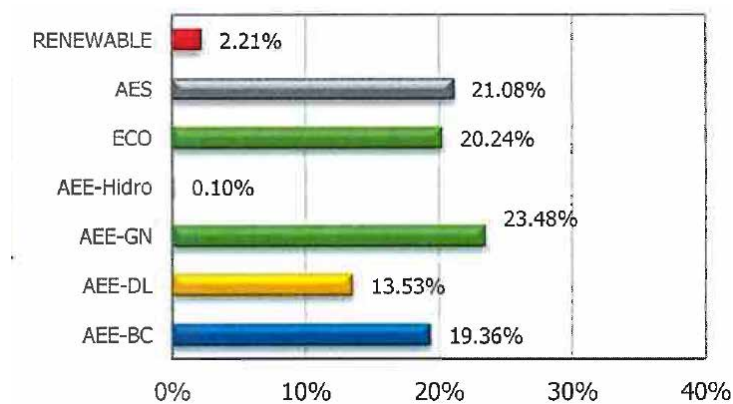
Currently, fuel supply for power generation in Puerto Rico is provided through a combination of natural gas, coal, and petroleum products (fuel oil and diesel) as displayed in Table 4-17 and Figure 4-10.

Table 4-17. Fuel Supply for Power Generation

Fuel Type	Nameplate Capacity (MW)	Percentage (%)
No 6. Fuel Oil	1532	30.2
Diesel	1664	32.8
Natural Gas	1327	26.1
Coal	454	9.0
Hydro	99	2.0

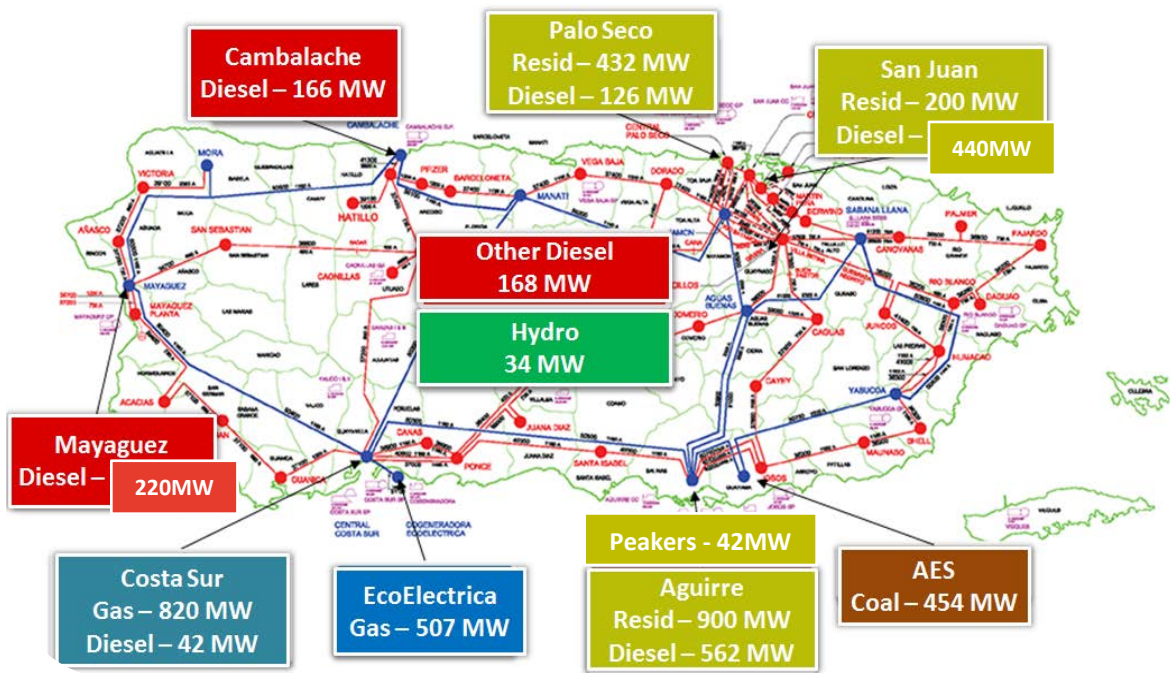
Source: Puerto Rico Power Authority

Figure 4-10. Total Production per Fuel Type Accumulated



Source: PREPA Flash Report as of December 2018

Figure 4-11. Puerto Rico Power Generation Fuel Supply



Source: Siemens (corrected by PREPA)

Natural Gas

Natural gas is used at the privately owned EcoEléctrica cogeneration facility and at the Costa Sur steam plant, which are both located at Guayanilla Bay. Natural gas is imported as LNG into the Peñuelas terminal and regasification facility on the southwestern coast. The EcoEléctrica plant is adjacent to the regasification facility and the Costa Sur plant receives gas via a short pipeline. The LNG terminal has one 160,000 m³ storage tank and space to add a second of the same size.

Coal

The privately-owned AES facility burns Colombian bituminous coal. The coal is delivered to Puerto Rico at the Las Mareas Port, just south of the plant site, and is transported to the plant via covered conveyors.

Residual Fuel Oil

Three steam-electric power plants run on residual fuel oil: Palo Seco and San Juan in the north, and Aguirre on the south coast. Residual fuel oil is delivered to Puerto Rico by ship and is stored centrally at the former Commonwealth Oil Refinery complex on the southwest side of the island. From there it is delivered by barge to these three plants. There is also a pipeline connection to Costa Sur; however, most of the Costa Sur plant operates on natural gas delivered from the Peñuelas LNG terminal. Each of the three steam-electric plants has onsite storage for residual fuel oil. Palo Seco has capacity to store 450,000 barrels, San Juan 138,000 barrels, and Aguirre 780,000 barrels. Costa Sur has 800,000 barrels of storage that could be converted for other use.

Diesel

Diesel is used at the combined-cycle units at Aguirre and San Juan and at the combustion turbine units at Cambalache, Mayagüez, and nine other small facilities around the island. Diesel fuel is delivered to storage facilities at Yabucoa and Bayamón and from there is barged to the four larger stations (Aguirre, San Juan, Cambalache, and Mayagüez). The nine other small facilities around the island operate infrequently and receive fuel deliveries by truck when required.

Future State

This section discusses the transition to a fuel infrastructure that is more reliant on solar and natural gas. The list below provides an overview of the preliminary results from PREPA's IRP.

The IRP Action Plan proposes substantial solar and battery energy storage systems over the 2019 to 2028 period. In addition, gas use is to be expanded beyond the EcoEléctrica and Costa Sur power plants.³¹

- San Juan units 5 and 6 (440 MW) are to be converted to natural gas. To support this, PREPA negotiated with New Fortress Energy to construct and operate a medium-scale LNG import facility and undertake the conversion of the generation facilities. This contract is understood to be for a 5-year term.
- The Mayagüez power plant (220 MW) will be converted to gas by 2022. An LNG/gas supply facility will be required to facilitate this.
- A new CCGT will be constructed at Palo Seco (302 MW) close to the San Juan and Palo Seco facilities. LNG/gas supply facilities will be required to facilitate this.
- A new CCGT will be constructed at Yabucoa (302 MW) on the southeastern side of the island. LNG/gas supply facilities will be required to facilitate this.
- Seven distributed peaking plants (probably utilizing reciprocating internal combustion engines) will be installed. A number of these will be dual-fuel capable and will require natural gas supply infrastructure.

Further, the previously proposed floating LNG import terminal at the Aguirre power plant has been cancelled. The AES-PR coal-fired power plant is expected to be retired by 2027 when the current PPOA expires.

Implementation Roadmap

The most significant implication of the IRP Action Plan, regarding fuel infrastructure, is the need for additional LNG (gas) import, storage, and delivery infrastructure. Currently, LNG is imported only at Costa Sur, which supplies the EcoEléctrica power plant and the Costa Sur plant and is not connected to other power plants on the island.

³¹ The draft IRP states 620 MW of battery energy storage systems through 2028 and 800 MW of batteries by 2038.

Given the scale and distributed location of the proposed gas-fired power investments, the required LNG infrastructure will need a detailed development plan and implementation strategy. The proposed gas-fired power plants and distributed peaking units are strategically located throughout Puerto Rico to ensure grid resiliency and to support islandable grid formation and operation. However, doing so complicates the cost-effective and efficient delivery of LNG.

Options could include the separate development of gas import facilities specific to each of the four locations where gas will be utilized. However, as the LNG import infrastructure costs will be a significant portion of the delivered gas cost, an individual power plant focused gas infrastructure approach may not be the optimum solution for the island of Puerto Rico.

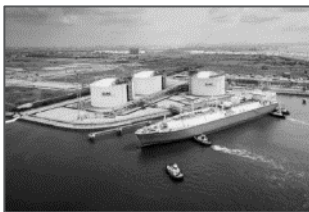
A study to assess the most appropriate LNG (gas) import strategy for San Juan and the nearby Palo Seco power plant was conducted in 2015. This study looked at commercial, engineering (including environmental), and regulatory issues to make a recommendation as to the best overall approach for these facilities. Given the recommendations from the IRP, a similar comprehensive analysis should be undertaken for the island of Puerto Rico.

The Working Group recommends considering options for the import of LNG (natural gas) that could include (but would not be limited to) the following:

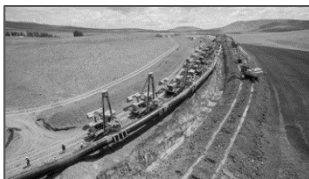
- Single onshore facility with pipeline gas distribution:
 - Import of LNG to an expanded terminal at Costa Sur with a second LNG storage tank, if required.
 - Gas would be distributed by pipeline to San Juan/Palo Seco/Bayamón, Mayagüez, and Yabucoa.
 - A truck loading/ISO container facility at Costa Sur would enable delivery of LNG to the distributed peaker plant.
 - History of strong local opposition to an earlier approved but cancelled cross-island gas pipeline suggests this approach may not be feasible.
- Single onshore facility with LNG barge distribution:
 - Import of LNG to an expanded terminal at Costa Sur with a second LNG storage tank.
 - LNG would be distributed by LNG barge or LNG ship to small-scale, land-based storage and regasification facilities located adjacent to new power plants in San Juan/Palo Seco/Bayamón, Mayagüez, and Yabucoa.
 - A truck loading/ISO container facility at Costa Sur and a north coast power plant location would enable delivery of LNG to the distributed peaker plants.
 - Small LNG storage and regasification facilities would be developed to optimize storage and ship delivery schedule to minimize cost.
 - Mobile regasification units and bullet storage units would be located at each of the distributed peaker plants.

- Two LNG hubs with distribution by either pipeline or LNG barge/LNG ship:
 - Import of LNG to the onshore terminal at Costa Sur with LNG barge/ship or pipeline distribution to Mayagüez.
 - Import of LNG to a new mid-scale nearshore LNG import terminal at San Juan/Palo Seco/Bayamón with LNG barge or pipeline distribution to Yabucoa.
 - A truck loading/ISO container facility at Costa Sur (or San Juan) would enable delivery of LNG to the distributed peaker plants.

Other options could be developed from different portfolios of the following concepts. The optimum portfolio for Puerto Rico will be based on the appropriate balance of costs (capital and operating), size of the facilities required at each location, environmental and regulatory concerns, etc.



Onshore Terminal: LNG storage tanks, such as those at Costa Sur, combined with a marine jetty and regasification facilities.



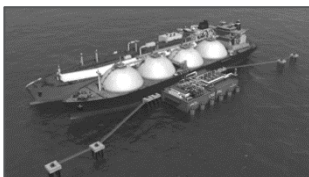
Pipeline: Gas pumped at high pressure from an LNG import terminal to one or more gas-fired power stations.



Offshore Terminal: A reinforced concrete structure (Gravity Based Structure, or GBS) which hosts two LNG tanks, a regasification plant, and mooring and LNG unloading facilities. A gas pipeline would deliver gas to shore for onward transportation.



FSRU: An LNG carrier fitted with regasification equipment. Several configurations are possible with the FSRU moored to a jetty or to a buoy at a nearshore location. Depending on the configuration, visiting LNG carriers berth ship to ship or to the jetty.



LNG Barge: A modified LNG carrier is used for LNG storage. Regasification can be undertaken on a floating barge or can be skid mounted and deployed on the jetty or onshore. Like the FSRU concept, multiple configurations are possible.



Mid-Scale: A small LNG carrier, with Moss or Type-C tanks, delivers LNG to a small jetty. LNG is stored onshore in Type-C tanks. A small regasification plant is installed onshore. These projects are often modular in design and so can be scaled over time.



ISO Containers: LNG is loaded and stored on purpose built 20-foot or 40-foot containers. Delivery can be by truck or vessel.

The choice of concept for each location and the makeup of the overall LNG/gas infrastructure portfolio need to consider the impact of the LNG import price. It is likely that importing small LNG cargos (i.e., less than 140,000 m³) will command a price premium and that the long-term impact of this may be significant. Information on major investment categories can be found in Table 4-18. Detailed costs for major investments in generation and fuel infrastructure can be found in Appendix C.

Table 4-18. Fuel Infrastructure Major Investments Areas

Major Investment Areas	Cost (\$M)
Fuel Infrastructure	\$ 497

Source: GridMod Plan Funding Analysis

4.5 Distributed Energy Resources

DER and microgrids can help reduce energy costs for customers and increase resiliency during grid outages. This section describes the Working Group's plan to enable these technologies.

Current State

Puerto Rico's current DER and microgrid experience includes:

- Very little microgrid penetration and no coordinated effort to develop more
- One grid in which issues in one region can impact the whole island
- Very few energy efficiency programs
- No DR programs
- Unmanaged installations of behind-the-meter solar PV

If more microgrids or coordinated DER had been installed prior to Maria, they could have been used to provide emergency power to critical facilities and accelerate recovery times.

Future State

The Working Group envisions a future where all critical facilities have microgrids that provide backup power. DER is an integral part of PREPA's planning and operations, and the grid can island into sections to prevent emergencies from cascading. This vision includes:

- A prioritized list of microgrid sites to develop and a coordinated effort to develop them.
- A grid made up of islandable grids that can operate independently if the interconnected grid is compromised.
- A full suite of energy efficiency programs that save 2%+ per year.
- A full suite of DR programs.
- A managed, coordinated DER program—that includes solar PV, combined heat and power (CHP), energy storage, backup generators, and EVs—adds value to the grid and brings down costs.

Implementation Roadmap

Microgrids

The Working Group envisions a future where critical loads could operate in isolation and provide much-needed services to Puerto Ricans immediately after a natural disaster. Examples of critical loads include hospitals, police and fire stations, emergency shelters, critical communications infrastructure (i.e., cellphone towers), water treatment plants, airports, sea ports, telecommunication centers, commercial centers, and industrial centers. Proposed investments in Microgrids aligns with recommendations in the 2019 IRP, including islandable grids and each resource scenario and strategy.

After Hurricanes Irma and Maria, reports such as Build Back Better, analysis within the Governor's Recovery Plan, and DOE's resiliency study for Puerto Rico all made similar recommendations to study and develop microgrids at critical infrastructure locations. The Working Group envisions the microgrids are controlled by the DER management system (DERMS) discussed in the technology and system operations sections of this plan.

The Puerto Rico Energy Bureau provided new regulatory rules on microgrid development in May 2018. These regulations open the door for individual entities to sell electrical energy to other customers with Puerto Rico's grid, fundamentally shifting away from the regulated monopoly and allowing development of microgrids. The next step is to have PREPA provide interconnection rules for microgrids, providing a complete path for entities to interconnect as a microgrid.

Several studies have looked at where microgrids should be developed and the resulting costs:

- During the Build Back Better report analysis, members of the Working Group conducted a high-level assessment of critical facilities for public safety and resiliency and recommended the development of 159 microgrids at an estimated cost of approximately \$1 billion.

EXHIBIT A

- Sandia National Laboratory (Sandia) conducted a detailed analysis³² and identified 159 critical public safety and resiliency areas for microgrid development at a cost ranging from \$1,165 million to \$2,027 million (depending on level of load covered). The Working Group reviewed this analysis and believes it is an accurate starting point for further development activities.
- PREPA is currently conducting a feeder level analysis to identify feeders serving critical loads and determine how much the load is. PREPA has identified 104 priority feeders and 459 critical feeders that serve critical infrastructure and commercial and industrial customers.

The key next step is to develop a final list of candidate sites for microgrids, consistent with recommendations outlined in the IRP for islandable grids, discussed in further detail below. The Working Group recommends that Sandia and PREPA work together to compare their respective analyses and decide on a final list of sites to develop. Next, the Working Group recommends assessing the best approach—taking into account current policies and regulations—to develop the sites. After deciding on an approach, the Working Group recommends ramping up development over a 5-year period, starting with the most critical sites first. The budget in Table 4-19 uses Sandia’s cost estimates (\$1.16 billion) and assumes the microgrids are built only to serve each project’s critical loads.

Islandable Grid

COR3 and PREPA are pursuing a transformation to a more decentralized power grid, utilizing distributed renewables, storage, and thermal generation resources. Accordingly, the Working Group recommends the development of both islandable grids and microgrids to improve local area reliability and allow grid operators to isolate damaged circuits and regions in the event of future hurricanes.

This transformation aligns with COA-002 in the Governor’s Recovery Plan and is critically important to prevent widespread grid failure during catastrophic events, and to ensure that critical facilities such as hospitals continue to receive electric service following a hurricane. This transformation is also necessary to allow grid operators to isolate and react to normal reliability events, to reduce customer outages, and to achieve electric system reliability during normal system conditions at levels comparable to those achieved on the US mainland. Figure 4-12 shows the proposed boundaries for each islandable grid.

Figure 4-12. Recommended Islandable Grid Boundary Recommendations



Source: Siemens

³² Analysis of Microgrid Locations Benefitting Community Resiliency for Puerto Rico, Sandia National Laboratory SAND2018-11145, September 30, 2018.

To the knowledge of the Working Group, a grid architecture like this has never been deployed. As a result, the Working Group expects the details and costs to evolve as design of the islandable grid continues.

Implementing this will require the following:

- **Design and Engineering Studies and Implementation Oversight:** Implementing this will require a team dedicated to design, engineering, and implementation. The implementation will include pilot testing, evaluation, and coordination. Since this has never been done before, the budget for these teams is a high-level estimate of \$50 million that will need to be refined.
- **Generation:** The generation for each section will come from existing and future renewables, fossil-fired generation, and energy storage. The costs for these plants are accounted for and discussed further in Sections 4.3 and 4.4.
- **Transmission:** The cost to upgrade the transmission system—include new switching equipment and controls—to be able to implement the islandable grids is accounted for in Section 5.
- **Systems:** Since no system like this has been deployed, the exact control and communications systems to manage it will be complex and have to be developed as part of the implementation. The Working Group's estimates are contained in Section 5.1.

The Working Group recommends gradually deploying the grid since this type of grid architecture is the first of its kind. After a final set of designs are agreed upon, the Working Group recommends rolling out the islandable grid sections in stages. After the first section has been operating for at least 1 year, the remaining sections can be implemented.

Distributed Energy Resources

DER—such as solar PV, energy efficiency (EE), and demand response (DR)—can help customers save on their energy bills and reduce fossil fuel imports while supporting workforce development for their

design and installation. PREPA already has 173 MW of behind-the-meter solar PV installed on its systems but has not recently had EE or DR programs. In addition, the Working Group anticipates customers will be adopting energy storage, EVs, and combined heat and power (CHP) in the future to bring down their energy spend and help with resiliency.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-022

Enable and Promote Distributed Generation

In alignment with COA-022 in the Governor's Recovery Plan, the Working Group envisions a future where DER is an important part of the energy mix but does not cause

grid issues. Rather, DER is installed in a way that helps the electric grid, causes minimal upgrades costs, and provides situational awareness and control via the DERMS system.

The Working Group recommends starting with the following items:

- Develop and launch EE programs
- Develop and launch DR programs
- Conduct a distributed solar integration study, including feeder hosting capacity studies, and develop a program to incent DER installations that benefit the grid.

The Working Group calls this a guided DER program.

Figure 4-13. Solar Farm



Source: Inside Climate News

EE Plan and Recommendations

The Working Group strongly recommends developing a robust portfolio of energy efficiency programs that caters to all types of customers. The goals should include:

- Raise awareness among energy consumers of energy use and the associated economic and environmental consequences
- Promote, design, and deliver programs and carry out other activities related to energy efficiency and energy conservation
- Promote the development of an energy efficiency services industry

What is important in these objectives is that they are in cohesion and can result in a successful rollout of energy efficiency. Increasing consumer awareness and building the capacity locally to deliver EE within a portfolio of well-designed and implemented programs can fully optimize the energy grid's reliance to demand-side resources. Therefore, the Working Group believes that the EE programs should consider the awareness and capacity building of an EE services industry equally as strong as having energy efficient buildings.

As part of its IRP³³ analysis, Siemens commissioned Newport Partners to develop some initial EE program ideas and costs. Newport Partners recommends launching residential and commercial AC and lighting programs. The Working Group agrees with these recommendations and recommends studying more programs after these have successfully launched such as retrocommissioning, building code enforcement, insulation, and sealing. The ramp-up and budget shown in Section 4.3 are taken directly from Newport Partner's analysis.

The Working Group recommends the following next steps to launch the EE programs:

- Develop a program charter that includes goals, governance, detailed annual budgets, and evaluation, measurement, and verification.
- Assign a team to lead the work.
- Create detailed program plans for each measure that include market awareness and industry building activities.
- Conduct solicitations for third parties to run each program.

DR Plan and Recommendations

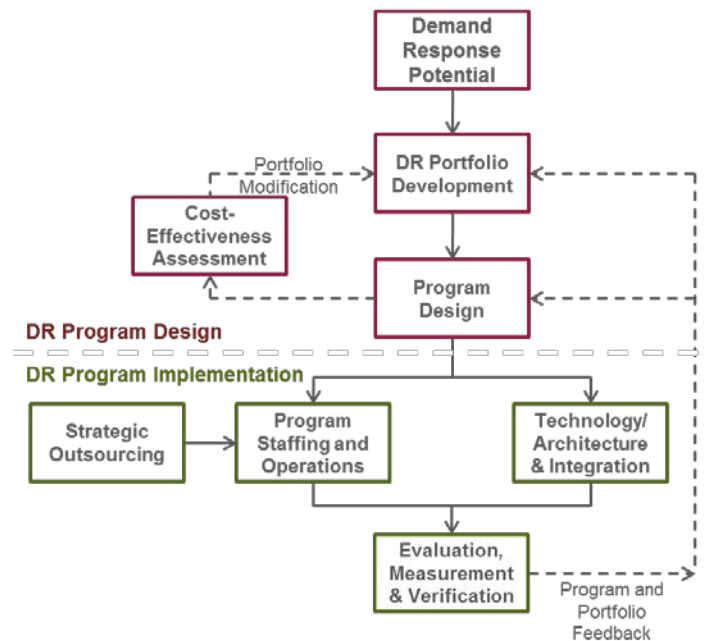
Similar to the EE plan, Newport Partners developed DR plans for the IRP. These include residential AC—specifically targeted at window AC and mini-split units, which are the most prevalent types of AC in Puerto Rico—and commercial lighting and AC programs. The Working Group reviewed the analysis in detail. While some of the key assumptions need to be vetted, the Working Group agrees with the initial approach and budgeting. In parallel with launching the DR programs, the Working Group recommends studying other types of DR programs including dispatchable backup generators, water heater controls, peak time rebates, critical peak pricing rates, and time-of-use rates. Figure 4-17 shows the Working Group's recommended next steps in developing and implementing a DR program. This can be started by hiring a small team to lead this effort and undertaking similar steps to those discussed for EE. The budget in Table 4-19 was taken from the IRP analysis. The Working Group recommends using this as a starting point but assumes it will evolve as programs are designed.

Guided DER Plan and Recommendations

PREPA already has 173 MW of behind-the-meter solar PV on its system and anticipates another 850 MW will be installed in the next 20 years, along with 71 MW of CHP. In addition, the Working Group anticipates customers will adopt energy storage in large numbers for resiliency purposes and begin to adopt EVs because of the economic benefits and reduced fuel imports. The consequences are large if this DER is unmanaged.

³³ Forthcoming IRP Analysis by Siemens AG.

Figure 4-14. Recommended DR Program Development Process



The integration costs to accommodate two-way flows of intermittent generation and changing voltage conditions could be huge if: (1) DER is installed in areas of the grid that cannot accommodate it, (2) DER is operated in a way that does not benefit the grid, and (3) PREPA does not have visibility or control over its output. The Working Group recommends PREPA launch a program to help to reduce this risk and guide the installation and operation of DER to benefit the grid. This concept is relatively new, so we expect the details to evolve as it is studied further. The first step is to conduct a feeder level DER integration study that includes hosting capacity studies. This will provide insight on where DER can provide benefits and where upgrade costs will be incurred for interconnection.

The next step is to design and test a program to incent customers to:

- Install DER: First solar PV but eventually energy storage, EVs, and backup generators—on feeders where it can provide benefits.
- Agree to utility control of their DER for the following:
 - **Solar PV:** Agree to limited curtailment during times of over production in which too much solar is being generated such that there is not enough load or available storage capacity.
 - **Energy storage and EVs:** Allow limited (less than 10 events per year) utility control for dispatch during peak events. This technology is not yet commercial for EVs, but the Working Group anticipates it will be in the next 10 years as costs fall and customer awareness increases.
 - **Backup generators:** Allow for utility dispatch during emergency events.
- Operate DER in a way that benefits the grid. For example, incenting customers to charge EVs when demand is low or discharge energy storage when demand is high.

After PREPA designs a program, the Working Group recommends testing it with customers and DER project developers. Based upon their feedback, PREPA should revise the program and launch a pilot. The budget estimates in Table 4-19 assume a gradual rollout with an incentive of \$0.25/W provided. The Working Group expects this amount to change before launch as market data is collected.

Cost Estimates

While fully implementing this vision will take over 5 years, the Working Group recommends the following actions take place immediately to ensure the projects begin in 2019:

- Conduct feeder hosting capacity studies
- Assign responsibility to a team to develop both the EE and DR program scope, governance, and implementation plans
- Form a team to decide on a priority list of microgrid sites to develop

Table 4-19. DERs and Microgrids Major Investment Areas (\$M)

<i>Major Investment Areas</i>	<i>Cost (\$M)</i>
Microgrids	\$ 1,159
Islandable Grid Design	\$ 50
EE Programs	\$ 196
DR Programs	\$ 200
Guided DER Programs	\$ 150

Source: GridMod Plan Funding Analysis

Table 2 and Table 3 in the Executive Summary contain the Working Group's current budget. Some of the 2019 expenditures may shift into later years depending on when the activities begin. The estimates are based upon each budget item's contribution to resiliency or transformation. Most of these items except for energy efficiency will improve resiliency or help transform Puerto Rico's grid.



ENERGY SYSTEM TECHNOLOGY TRANSFORMATION



5. ENERGY SYSTEM TECHNOLOGY TRANSFORMATION

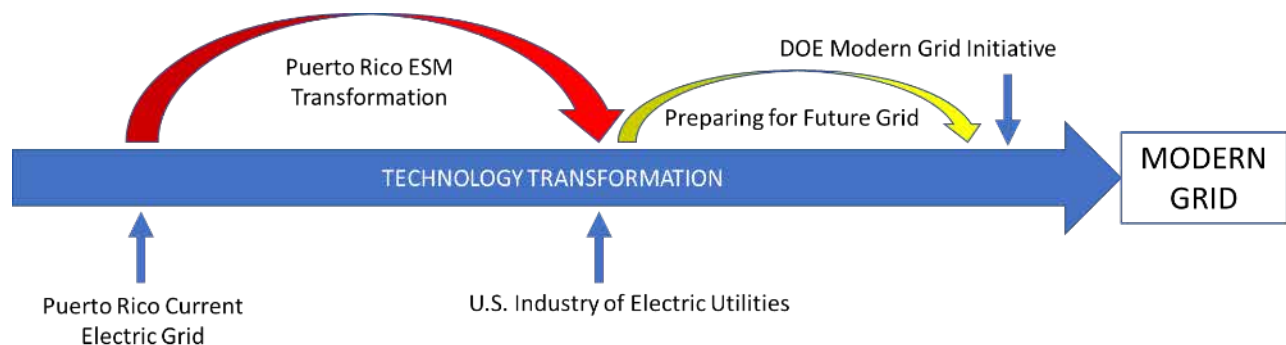
5.1 Technology

The objective of this section is to examine the current state of electrical grid technology in Puerto Rico and identify the Working Group's technology recommendations and funding estimates to address:

- Rebuilding the Puerto Rico electric grid to industry standards.
- Applying best practices to mitigate future restoration efforts while also considering the specific characteristics of Puerto Rico.

As represented in Figure 5-1, this section not only focuses on transforming the current state of technology to meet US industry standards, but also to prepare it for the grid modernization initiatives described throughout this document.

Figure 5-1. Transforming Puerto Rico Energy System



Overview

The reports, Build Back Better and Puerto Rico Energy Resilience Solutions for the PR Grid, highlight the importance of rebuilding to current codes and industry standards, hardening for greater storm resiliency, and designing for the future. Technology is a significant enabler to achieve these goals. Today, technology is the primary means by which electric utilities advance reliability, resiliency, sustainability, customer-centricity, and affordability. This is demonstrated through several major DOE efforts such as the Smart Grid Initiative Grant (SGIG) program and the Grid Modernization Initiative (GMI).

The DOE GMI continues to work from the SGIG, which established that grid technologies are helping utilities improve reliability and resiliency through mitigating outages and improving outage restoration capabilities. These utilities are also improving the overall service reliability and efficiency of their systems and driving costs down through better system planning and technology implementation.

The DOE GMI defines the “Modern Grid” as a transforming paradigm with the following attributes:

- Greater resilience to hazards
- Improved reliability for everyday operations
- Enhanced security to identify and respond to an increasing and evolving number of threats
- Additional affordability to maintain economic prosperity
- Superior flexibility to respond to the variability and uncertainty of conditions at one or more timescales, including a range of energy futures
- Increased sustainability through additional clean energy and energy efficient resources

Utilities continue to deploy embedded systems and strive to transform their organizations by implementing integrated hardware, software, and communications throughout all the industry areas, which include: transmission, distribution, generation, metering, system planning, outage management, and customer facing systems. Many technologies overlap between these industry areas and systems frequently share data and decisions based on data from one device. For Puerto Rico, the application of technology is key for aligning with industry standards and mitigating future hazards.

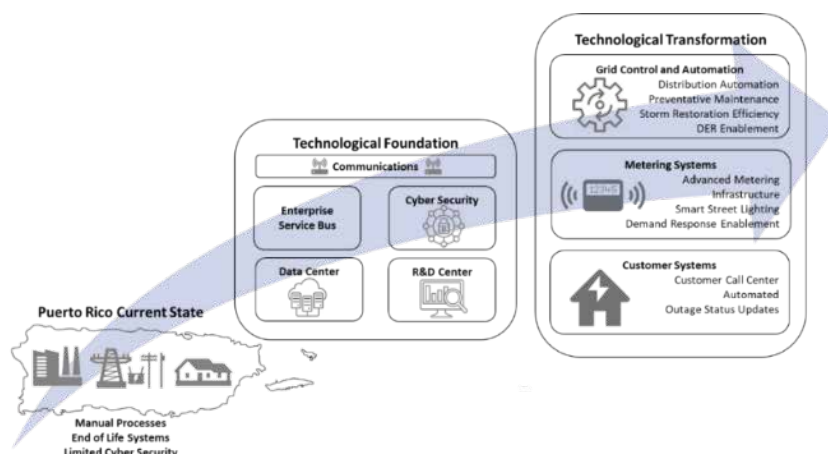
Transforming technology within the electric grid industry standards and aligns with mitigating future restoration efforts.

The three technology categories discussed in this section include:

1. Grid Control and Automation
2. Metering Systems
3. Customer Systems

These categories include the systems that utilities leverage to improve resiliency, reliability, sustainability, affordability, and customer-centricity. The current and future state of these technology categories in Puerto Rico are discussed in more detail in the sections that follow.

Figure 5-2. Puerto Rico Technology Transformation



Current State

As represented in Figure 5-1 and Figure 5-2, PREPA's state of technology is significantly behind US industry standards. Substandard technology coupled with the collapse of the communication infrastructure after Hurricane Maria caused cascading failures and significantly impacted restoration efforts. The current state of the three technology categories outlined above (i.e., Grid Control and Automation, Metering Systems, and Customer Systems) is discussed in the following sections.

Grid Control and Automation

Grid Control and Automation consists of the technology systems identified in Table 5-1. Each of the systems in the table are utilized today within the electric utility industry to manage operations, maintain reliability, and provide advanced analytics and real-time information. In Puerto Rico, some of the systems identified below are partially implemented at some level (indicated in bold) via older technology and others are simply not implemented at all (indicated in italics).

Table 5-1. Grid Control and Automation Systems

Grid Control and Automation		
<i>Advanced Distribution Management Systems (ADMS)</i>	<i>Distribution Communications</i>	SCADA Communications
<i>Energy Management System (EMS) for eight islandable systems</i>	Asset Management System (AMS)	<i>Enterprise System Bus (ESB)</i>
Geographic Information System (GIS)	<i>Work Management System (WMS)</i>	Data Historian
<i>Distributed Energy Resource Management System (DERMS)</i>	<i>Demand Response Management System (DRMS)</i>	<i>Damage Assessment & Emergency Response Tools</i>
<i>Emerging Technologies Testing and R&D Center</i>	<i>Data Analytics</i>	Data Center

It is important to note that the impact from the storms caused a significant communication system failure, which directly limited restoration capability. Specifically, the communication failure had cascading effects on most of PREPA's existing systems.

These system failures, as well as the overall status of the systems (e.g., out of date, partial system deployment, lack of integration) after Hurricane Maria caused significant challenges during the restoration, including:

- Difficulty conducting damage assessments
- Challenges identifying and prioritizing outages and asset repair
- Limited ability to organize and dispatch crews based on prioritized work schedules
- Limited information (e.g., estimated restoration times, outages) for PREPA Customer Service Representatives to provide to customers

Metering Systems

PREPA currently has 1.5 million customers. It reads and bills 1.3 million meters every month using automated meter reading (AMR). The remaining 200,000 meters were damaged after Hurricanes Irma and Maria. The damaged meters can no longer be read, and the corresponding customers cannot be billed, resulting in estimated lost revenues of \$250 million per year.

Other challenges with the current state of PREPA's metering system include:

- A limited ability to implement flexible modern tariffs based upon time-of-use energy and demand rates.
- There are no meter readers in the field that have historically been able to visually identify theft and other safety issues.
- The utility and the customer must be reactive (after the outage has occurred and the customer has called into the utility) relative to outage management.
- Safety is a concern for collections as a field visit.
- Customers must wait until their monthly billing date and have no granular usage interval information to manage their own energy consumption.

Figure 5-3. Example of Damaged Meters and Electricity Theft



Damaged Meter



Stolen Meter

Source: PREPA Fiscal Plan 2017

Smart Street Lighting

There are currently no smart street lights serviced by PREPA. However, there are an estimated 500,000 street lights in Puerto Rico and about 100,000 were damaged during Hurricane Maria and require replacement.

Customer Systems

PREPA currently has a hybrid portfolio of customer systems consisting of 22 disparate applications supporting 3 core business systems: Customer Information Systems (CIS), Billing, and Customer Call Centers. This portfolio consists of legacy systems (supported and unsupported), manual process and internally custom developed systems. The interfacing between many of these systems is non-real-time and batch preventing timely information to the customer. Additionally, Customer Systems portfolio supports business functions related to the following Table 5-2.

Table 5-2. Customer Systems Portfolio Supported Business Functions

Customer Systems Functions			
Operations	Work Initiation	Customer Calls	Solution Design
Outage Planning	Service Orders	Reconciliation	

Source: COR3 Working Group

Customer Information System (CIS) and Billing

PREPA's CIS is currently not supported by the software vendor and poses potential risks that need to be addressed. Two major risks are functionality and security. CIS supports billing, and if the CIS fails, customers cannot be billed which could contribute to revenue loss. Additionally, if the system cannot perform the required business functions, the call centers for the company cannot run effectively, and meter reading, cash processing, and credit & collections are rendered inoperable.

Call Center

Currently PREPA has approximately 30 walk-in centers. These centers are outdated and consist of various custom applications. The demographics on the island are changing and the need for call centers will diminish with the advent of Self-Service Technologies.

Future State

Restoration efforts continue for the communication system today. Any future state of the Puerto Rico grid as well as technology within the grid is fundamentally dependent upon a robust communication system enabling technology as noted in the *After-Action Report Workshop with PREPA, July 2018* and the *DOE, Office of Electric Report: Current/Proposed Communications Plan for Puerto Rico, Aug 2018*.

As represented in Figure 5-1, the goal of the technology section is to drive recommendations for PREPA that provide a future state aligned with US industry standards. The future state of the three technology categories (Grid Control and Automation, Metering Systems, and Customer Systems) are identified in the following sections.

Grid Control and Automation

For Puerto Rico, the future state of the electrical grid must rely on adoption of technology. The Grid Control and Automation section focuses on software and communication systems, facilities, and tools used in support of monitoring and control of the grid. The systems identified represent best practices and are used within industry to support improving grid performance. As identified by DOE SGIG, attributes of the modern grid are enabled by smart grid technologies, tools, and techniques that can work effectively in utility applications and improve grid planning and operations. The remainder of this section identifies some examples of systems, the interaction of systems, and coupling of data and functionality between them.

Distribution Automation

DA covers a wide area of technology and methodologies applied to the distribution grid. Application of DA technologies has been a proven solution to improving utility reliability, resiliency, and restoration efficiency following major outages. One technology within DA is automation feeder switching (AFS). AFS and FLISR help automate and more effectively provide information to manage outages that occur along the distribution system, ultimately reducing outages for customers.

Automation improves the speed and accuracy of key distribution functions to deliver reliability improvements and cost savings to customers. DA is enabled by many systems, including advanced distribution managements system (ADMS). ADMS, which is the combination of DMS and outage management system (OMS), interfaces with energy management system (EMS), mobile work management system (MWMS), geographic information system (GIS), asset management system (AMS), and others. These systems rely on communication networks that provide data connectivity to remote devices for monitoring and control capability. In this section, communication networks are referred to as SCADA communications and distribution communications. SCADA communications generally refer to communication between substations and system operations, while distribution communications generally refer to communication between grid devices and the ADMS. Distribution communication is sometimes referred to as field area network.

DA technologies improve restoration times following extreme weather events, improve equipment monitoring, enable preventive maintenance, lower environmental emissions, and improve integration of DER. This section is coordinated with other technology discussions within other sections in this report (Section 5.2 – Security, Section 5.3 – System Operations, and Section 6.1 – Operational Efficiencies).

Communication Networks

Communication networks are foundational to all technology deployments within the utility. They enable flow of information and control, enabling grid operators to manage power flows and address reliability issues. Optimizing the control and performance of system operations, detailed in Section 5.3, is a key objective of utility systems. DA operation relies heavily on robust communication systems to analyze data and provide actionable information for grid operators.

The Working Group recommends the design and delivery of communication networks (SCADA and distribution) with backup infrastructure and establishing facilities such as a Data Center and Emerging Technologies R&D Center in Puerto Rico to fully support validation and verification of systems and enabling technologies. Implementing supporting infrastructure such as communication networks, Data Centers and Emerging Technologies R&D Centers aligns with ENR COA-003.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-003: Design and Build a Supporting Infrastructure for the Electricity System, Including Communications

Systems Enabling FLISR and AFS

FLISR and AFS, when integrated with an ADMS, automate power restoration through automated fault finding and switching. AFS and FLISR work via smart switches that identify faults on the distribution system and perform switching actions instantaneously.

As shown by the SGIG Program case studies between 2013 and 2014 (Smart Grid Investment Grant Program Final Report Dec 2016), improved FLISR and AFS operations led to a significant reduction in the number of customers interrupted (CI) and CMI during outage events. Utilities that automated their FLISR operations saw a 55% reduction in CI and 53% reduction in CMI. The Working Group's recommendations for FLISR deployment are discussed in more detail in Section 4.2 - Distribution.

ADMS, which often incorporates DMS, OMS, and distribution communications, serves as a platform for controlling FLISR and AFS operations. The Working Group recommends that PREPA implement an ADMS to serve as the primary controller for FLISR and AFS operations.

Enabling More Efficient Restoration Efforts

Following major storms, technology systems in a modern grid work together to restore power to customers. Utilities often integrate SCADA, AMI with GIS, OMS, and MWMS to set up automated

processes for locating and restoring customer outages. SCADA systems can also more efficiently manage restoration efforts by remotely placing and removing hot line tags on transformers and performing remote switching. In alignment with COA-019 in the Governor's Recovery Plan, the Working Group recommends that PREPA implement and integrate the aforementioned systems to best prepare themselves for an efficient and effective restoration process following major storms and outage events.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-019: Design and Deploy Data Systems to Inform Response and Recovery Decisions

During the SGIG Program, utilities proved that utilizing and integrating these systems decrease outage times, reduce truck rolls and vehicle-miles traveled, and improve the line crew safety. For example,

through an AMI deployment that was integrated to the OMS, PEPCO was able to restore power to customers 3 days sooner following both Hurricane Sandy in 2012 and another major storm in 2014. During the same storms, PEPCO's OMS integrated with AMR (non-AMI) meters proved to be ineffective, only successfully sending 1% of power failure alarms. Utilities also optimized restoration dispatch by integrating OMS with GIS and MWMS, allowing operators to pinpoint outages and improve the efficiency/safety of repair crews.

Enabling Monitoring and Preventative Maintenance

Improved equipment monitoring, and preventive maintenance requires data from sensors to identify, fix, or remove broken or faulty transformers before they fail and cause outages. Data from sensors is often collected by a Data Historian which provides time series historical data.

The Historian provides a platform for aggregated analytics and predictive maintenance to improve reliability. As an example, when using a GIS and AMS, or if operating an integrated GIS/AMS, utility planners overlay historical weather patterns on top of an asset map to predict which areas and assets are more prone to outages or shorter life cycles. Analyses like this greatly enhance a utility's grid resilience and better position the utility's response strategy and overall reliability. The Working Group recommends that PREPA implement and integrate the previously mentioned systems and strategies to improve asset management, and preventive monitoring and maintenance of the grid.

Enabling Management of Customer Load and Generation

Both demand response management systems (DRMS) and distributed energy resource management systems (DERMS) represent the key applications to manage the interaction between the utility and the customer for power generation and load adjustments. DERMS will enable the customer-owned microgrids via monitoring and interaction within the grid, providing opportunity for increased reliability and resiliency via system load and generation.

Figure 5-4. Microgrid Systems for Puerto Rico



Source: Puerto Rico Electric Power Authority

Today, utilities are beginning to use DERMS to monitor, dispatch, and integrate DER into grid operations. This type of interaction between the utility and customer resources is also key to improving resiliency for Puerto Rico. The increased use of DER will help reduce emissions, lower electricity bills for customers, and increase resilience by decreasing reliance on central power generation. The Working

Group recommends that PREPA implement and integrate DERMS and DRMS systems and strategies to improve reliability and resiliency.

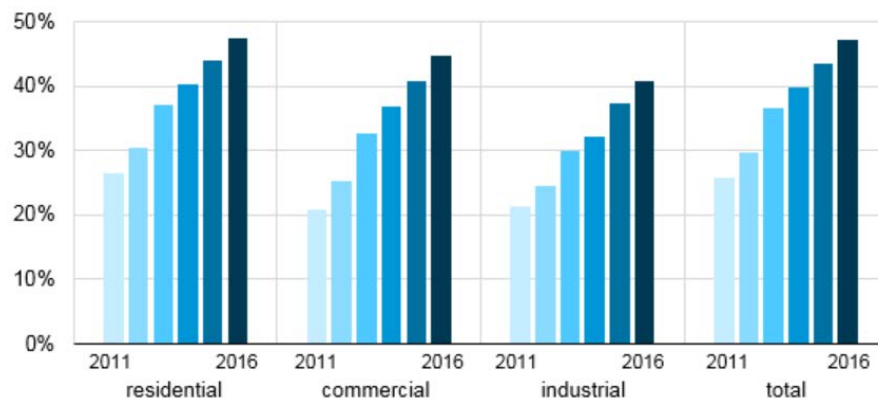
Metering Systems

For Puerto Rico to rebuild to industry standards and mitigate future restoration efforts of the electrical grid, AMI is a foundational technology essential for reliability and restoration. AMI consists of smart meters, a communications network, a head end system, and a meter data management system (MDMS). The meter data (usage, status, location) become key enablers of data for other systems within the utility back office systems providing advantages and efficiencies. The metering communications network can also support DA infrastructure and help reduce outage times if designed to accommodate bandwidth and latency requirements.

The meter today can indicate to the utility a loss of electricity (lights out) during an outage providing the utility a precise view of affected customers. This provides the utility the ability to diagnose and deploy needed resources for expedited restoration. Appropriately designed, the meter and the communication network can enable demand response (DR), interaction with DER, maintenance management, outage management, and customer service system integration. AMI is the industry standard in meter reading today, with well over 50% of US households having smart meters.

Electric meter capabilities and integration with customer systems require communication networks to be designed for different data types and latency and bandwidth requirements. These networks must be capable of delivering accurate, reliable, and voluminous streams of data in a timely manner. Current approaches to the metering and distribution communication networks include mesh architectures and LTE solutions that vary based upon geography and customer density.

Figure 5-5. Smart Electricity Meter Installation (2011-2016, % of Total Sector)



Source: Energy Information Administration

These communication networks connect the meters to headend systems, which manage data communications between smart meters and other information systems including MDMS, CIS, OMS, and DMS. The headend system transmits and receives data, sends operational commands to smart meters, and stores interval load data from the smart meters to support customer billing.

AMI provides a number of important functions including:

- Integrated service switch
- Time based rates
- Remote meter programing
- Power quality
- Home Area Network interface
- Customer Energy Dashboard/Portal to allow the utility and the customer to view their daily and hourly usage during the month

AMI also provides connectivity to smart grid devices and sensors that allow for:

- Proactive maintenance for outage avoidance/prevention
- Greater reliability and minimizing the effect/duration of an outage
- Expansion of use for any other Internet of Things (IoT)
- Enabling communications and integration of smart street lighting
- Proactive ticket generation and customer communications for outage management
- Enabling DERMS and DRMS
- Enablement of transactional energy allowing for the metrology to accommodate the net metering implications of DER

The above benefits provided by AMI display its alignment with ENR COA-011 to implement technologies that enable real-time information and grid control.

COA HIGHLIGHT***ENR COA-011******Design and Deploy
Technologies to Improve Real-
Time Information and Grid
Control***

The Working Group recommends that PREPA implement an AMI system including the deployment of meters, the supporting communication network, MDMS, and associated systems to improve outage restoration times, increase efficiencies, and provide the platform necessary to enable new tariffs and DER integration. The existing 18k PLC AMI pilot results should be evaluated for subsequent expansion and compared against a Radio Frequency (RF) Mesh communications solution for all 1.5M smart meters. In addition, when exploring final solutions, the synergy of tandem implementations of Electricity and Water combined should be explored to effectuate the sharing of new communications infrastructure.

Smart Street Lighting

PREPA has developed specifications for 65 W LED luminaires, 125 W LED luminaires, and LED photocontrols. These specifications can be used as a basis for a complete smart lighting project and the replacement of damaged lights as they include requirements for 7-pin control receptacles on luminaires that are compatible with smart lighting controls.

Smart street lighting generally consists of advanced technologies for the efficient operation, monitoring, and management of street lighting. It is made possible by a variety of technology innovations, communication networks, and control systems that are deployed with advanced metering.

Smart street lighting provides the following capabilities:

- Remote on-off control
- Dimming and scheduling
- Energy monitoring and billing
- Performance monitoring
- Color controls
- Emergency response
- GPS tracking of street lights

These capabilities result in energy savings, public safety benefits, faster and more efficient outage response times, decreased operations and maintenance (O&M) costs, increased reliability and improved asset management.

Smart street lights also provide a platform for additional smart city solutions that include: environmental monitoring, traffic monitoring, smart parking, gunshot detection, traffic lighting control, smart waste management, public messaging, and HD video surveillance. The Working Group recommends that PREPA implement a smart street light system concurrently with the AMI system to strengthen the communications canopy at optimal costs.

Customer Systems

The evolution of the smart grid, especially the dynamic rate and billing information enabled by AMI and smart meters, is transforming CIS applications. A sophisticated CIS is necessary for complex account management in which customers can also be energy providers, such as in the case of solar panel owners. The activation of automatic connect/disconnect capabilities is also made easier with a new generation of CISs directly connected to the AMI.

The changes required in CISs are not limited to smart meters. Rather, the CIS is at the heart of a much more complex customer management process than utilities have previously handled. While it interfaces with the usual finance and accounting functions that update customer accounts and generate bills, the CIS also interfaces with all the processes that customer information can affect. These include energy

trading and DR for optimizing aggregated energy transfer and the regulatory and compliance requirements from which the billing process will retrieve elements.

The major difference between the current system architecture and the future is the real-time transfer of data. The data transport is controlled by the Enterprise Service Bus (ESB). The ESB is a new feature that will convert data and transfer protocols automatically. The ESB is also recommended for providing the communication between other grid systems. Fewer systems and the implementation of the ESB allows for real-time data transfer providing up to the minute information to the customer and utility employees. Information that took days to process is now available in seconds through the ESB.

Implementation Roadmap

In addition to the approaches provided previously, the Working Group has relied on similar installation cost and estimation tools from the industry in different locations throughout the mainland.

Cost Estimates

Detailed design and analysis need to be completed to optimize the architectures and systems. Table 5-3 includes the technology cost summary based upon recommendations from the Working Group.

Table 5-3. Technology Major Investment Areas (\$M)

<i>Major Investment Areas</i>	<i>Cost (\$M)</i>
<i>Grid Control and Automation</i>	<i>\$820</i>
<i>Metering Systems</i>	<i>\$900</i>
<i>Customer Systems</i>	<i>\$115</i>

Source: GridMod Plan Funding Analysis

5.2 Security

Current State

In the continental US, bulk electric system (BES) industry experts and regulators are implementing the North American Electric Reliability Corporation (NERC) critical infrastructure protection (CIP) reliability standards to better protect and secure critical physical and cyber systems and assets. Over the last 11 years, in response to these CIP standards, the BES is improving and maturing its security posture. Puerto Rico, however, is not covered by these regulations and, as a result, is behind on current standards and controls and therefore is at risk.

While Puerto Rico does not fall under NERC compliance, the NERC CIP standards and recognized best practices are drawn from the National Institute of Standards and Technology (NIST), the Department of Homeland Security, DOE, and other organizations to provide a framework to improve physical and cybersecurity on the island. A best practice approach for PREPA is required, leveraging these industry approved security frameworks to harden and protect its facilities, assets, data, and resources. The focus on security becomes more critical for energy reliability, resiliency and safety as modern energy infrastructure and technologies are planned and deployed.

Future State

A strong physical security program must be developed and implemented at PREPA to safeguard personnel and prevent unauthorized access to assets, business processes, control systems, equipment, and sensitive information that may reside in the facility. The Working Group recommends implementing physical security solutions prioritized on the most critical facilities and assets. The physical security hardening will be closely coordinated with the infrastructure and facilities hardening projects discussed throughout this roadmap to minimize expenses and prevent duplicative or conflicting efforts.

As an illustration of the importance of physical security, on April 16, 2013, the Metcalf substation in Northern California was sabotaged in the early morning hours, causing tens of millions of dollars of damage. That attack served as a wake-up call that the BES's critical infrastructure was not adequately protected from potential attackers. Since then, a concerted effort has been undertaken to improve the physical security posture of its critical substations and control centers across the continental US. As an integral substation to the supply of electricity to the Bay Area and Silicon Valley, this sabotage attack encouraged the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) to direct NERC to develop and implement NERC CIP-014 to identify critical substations and control centers and protect those critical facilities.

Although PREPA does not fall under NERC's jurisdiction, it should consider aligning to NERC standards for physical security by adopting security best practices and independently protecting its most important substations, generation, and control centers from any potential physical attack. These best practices include significantly enhancing physical security measures and developing a program dedicated to realizing a more mature security posture with risk mitigations in place and a better protected grid. This program and the associated security solutions it directs will need to evolve as the power grid and its threats and vulnerabilities change in Puerto Rico.

The future state of PREPA's physical security should include the following:

- 1. Physical Security Controls and Measures:** Conduct threat and security posture assessment to identify high risk facilities such as control centers and transmission and generation facilities. Select, design and implement physical security controls based on risk posed by the facility. Implement a defense-in-depth approach utilizing the "five Ds of perimeter security" (Deter, Detect, Deny, Delay, and Defend) to protect critical systems and components at key facilities. This may include physical structures (e.g., fencing and berms) to prevent access and technical controls such as physical access control systems, lighting, remote management, and more. Further, develop and establish processes to safeguard physical security equipment.
- 2. Physical Security Monitoring:** Design and implement continuous and real-time physical security monitoring that aggregates at a central security center. The monitoring systems will employ technologies such as motion detectors, closed circuit television, alarmed door contacts, infrared perimeter control, multifactor authentication, and other technologies as necessary and appropriate for each site. This will also employ the use of PREPA security personnel through onsite and remote monitoring of critical sites. Develop protocols and procedures to respond to physical security events and investigations.

3. **Personnel Security:** Develop procedures and protocols to limit physical access and confirm identity prior to provisioning such access using background investigations and personnel screening techniques and limiting access based upon the least privilege access principle, i.e., restricting access to only those with an articulable need to access certain sites.
4. **Physical Security Organization and Staffing:** Establish a mature physical security organization structure. Develop, implement, and manage physical security staffing processes and personnel development programs. Design and establish protocols for resource allocation, training, and succession planning for key physical security roles.

To implement the roadmap, PREPA and supporting stakeholders must make physical security a high priority and fully embrace it at the executive level and across the organization to create a culture of security. In addition, assessments and evaluations will need to be candidly performed, and resources will need to be made available. The Working Group recommends PREPA and supporting entities invest approximately \$165 million between 2019 and 2028 to achieve the future state and to align physical security on the island with industry best practices. These recommendations are in alignment with ENR COA-005 to design and build grid hardened grid assets to support critical infrastructure.

Cybersecurity

With the increased digitization and interoperability of Incident Command System (ICS) and OT, cybersecurity is a pervasive and growing concern within the electric industry. As PREPA rebuilds and modernizes its electric system, it is presented with a unique opportunity to design control networks and associated elements with security that is built in. Ultimately, these enhancements will help protect the electric system, reduce risk, and minimize threats and vulnerabilities. PREPA should develop a comprehensive cybersecurity plan based on best practices identified in NERC CIP, NIST, C2M2, and observed electric industry cybersecurity best practices. Further, PREPA should build a best in class platform that is forward-looking and adaptive to address the rapid convergence of IT, OT, ICS, and the IoT threat environment.

The Working Group's approach will identify needs and implement plans addressing the following subject areas across the PREPA footprint.

1. **Network Infrastructure Security**

Network infrastructure security is the heart of BES security. Accordingly, network infrastructure security is the primary focus of the NERC CIP reliability standards. Strong network infrastructure security involves:

- Identification and classification of all critical or essential cyber assets
- Implementation of a least privilege access program
- Establishment of a secure network architecture

COA HIGHLIGHT

ENR COA-005

Design and build hardened grid assets to support critical infrastructure

- Remote access protections
- Physical security protections of cyber assets
- Restriction of ports and services to only those with a business need
- Continuous vulnerability management and security patching programs
- Malware prevention solutions
- Design and implementation system monitoring and alerting
- Risk-based user access controls
- Configuration management and change control programs

Collaboration between PREPA's teams is necessary to assess, design, and build the secure architecture necessary to protect against malicious users in a manner that works for PREPA given its resources and systems. As part of this, the Working Group recommends PREPA select vendors to deliver the necessary hardware, software, and tools to automate these security processes as much as possible. As a final step, the necessary policies and procedures to guide PREPA to conduct these ongoing activities would be created. These policies and procedures will be in place to help ensure the processes and tools are implemented as intended on an ongoing basis.

2. Data Governance and Protection

Ensure data protection requirements are established across PREPA to identify and protect cybersecurity information pertinent to the operation of PREPA's electric infrastructure during storage, transit, and use. Develop processes and plans to either destroy or redeploy cyber assets that will no longer be used in a protected, access-restricted environment.

3. Cloud Strategy and Security

The use of web-based tools and data storage on the cloud is cost-effective for a variety of businesses due to the reduced IT hardware and personnel costs. As mentioned earlier in this report, cloud computing also reduces the impact of damaged or destroyed local hardware and cyber assets. Currently, the use of the cloud is limited among the electric industry due to reduced ability for regulators to audit the security of cloud providers, a restriction not currently imposed on PREPA. The Working Group proposes to assess PREPA's use of cloud storage for protected information, services, and possible use for PREPA's business needs in accordance with information protection practices, security concerns, and resilience needs.

4. Grid Modernization

Grid modernization and the digitization of the grid and grid edge will employ any combination of multiple go-to-market technology strategies (i.e., data protection, cloud, network security, supply chain, physical security) to ensure PREPA's electric system is technologically advanced, efficient, reliable, and secure. As part of an effective cybersecurity program, each technology employed by PREPA to improve performance and reduce costs must also be evaluated for the introduction of new cyber vulnerabilities and threats. Once identified, these threats must be

mitigated to prevent misuse of the technologies in a way that could harm the reliability or resilience of the Puerto Rico electric system.

5. Supply Chain Risk Management

The supply chain is increasingly viewed as a source for inherent vulnerabilities of digital interconnected devices. Accordingly, the Working Group proposes to develop and apply a supply chain risk management framework and establish a detailed plan and procedures to limit the security risks to its systems posed by vendor products and services.

6. IoT Security

The Working Group proposes working with network engineers and vendors to establish a trust-based system that utilizes fingerprinting technology. Additional steps include the delivery and application of a governance structure for safely and securely utilizing connected digital technologies from AMI to phasor measurement units.

7. Virtualization Security

Virtualized machines and systems can lower your IT costs. However, virtualized machines must follow the same security protocols as traditional devices. This includes high watermarking the devices to ensure that all elements on the same network receive the same level of security and trust. Additionally, PREPA's personnel will need to become familiar with virtualized devices and their proper configuration.

8. Mobile Device Management

Mobile devices have become ubiquitous. Their use in secured environments, however, must be tightly controlled and guided. The Working Group proposes to help PREPA to develop a mobile device management policy that includes what types of devices may be used in a secure environment, what types of mobile devices will be allowed to establish remote access, and what security protections must be installed and enabled on the mobile devices themselves.

9. Communications Security

As PREPA prepares to build out its security infrastructure to its substation with dark fiber, cybersecurity efforts will work with PREPA to ensure the communications infrastructure is secure against man in the middle attacks using encryption, detection, or other methods.

10. Incident Response and Restoration Plans

The Working Group shall develop and coordinate efforts with PREPA to develop incident response plans for dealing with cybersecurity attacks. This will include identification, evaluation, and escalation of events and steps to isolate the problem and preserve evidence for later forensic analysis. The appropriate cyber asset backups and restoration plans also need to be developed for use if an incident brings down a cyber asset, group of cyber assets, or an entire system.

11. Cybersecurity Governance

PREPA will need to implement a comprehensive cybersecurity governance structure and program, overseen by PREPA executives and senior management, that will direct PREPA's organizational structure and guide handling of the cybersecurity program across PREPA's electric system operations. This governance program will identify desired outcomes, identify and protect cyber assets, and set forth cybersecurity priorities.

This governance program will address the following:

- Roles and responsibilities that include authorizations for cybersecurity decisions
- Cybersecurity policies
- Cybersecurity awareness and training
- Program monitoring, assessment, and metrics
- Communication structure i.e., issue reporting and program information distribution
- Adaptability – i.e., cybersecurity is a rapid evolving field with changing technologies, emerging threats, and creative adversaries

12. Cybersecurity Operations Monitoring

The cybersecurity strategy includes a Security Operations Center (SOC) within the Emergency Operations Center (EOC) facility. The SOC will house an information security team responsible for monitoring and analyzing the security posture on an ongoing basis. The function of the SOC will be to detect, analyze, and respond to cybersecurity incidents using a combination of technology solutions and a strong set of processes. These facilities are necessary to perform routine O&M informed by periodic risk assessment (ENR COA-004).

The SOC will be staffed with security analysts and engineers as well as managers who oversee security operations. SOC staff work close with organizational incident response teams to ensure security issues are addressed quickly upon discovery. The SOC will monitor and analyze activity on networks, servers, endpoints, databases, applications, websites, and other systems, looking for anomalous activity that could be indicative of a security incident or compromise. The SOC would be responsible for ensuring that potential security incidents are correctly identified, analyzed, defended, investigated, and reported.

13. Ongoing Cybersecurity Assessments and Testing

Additionally, the Working Group proposes to incorporate cyber vulnerability assessments, cybersecurity incident response tests, and evaluations of the implementation of cybersecurity principles and practices in the years following the initial implementation. For example, risk management strategies should be developed and annual evaluations of PREPA's cybersecurity program maturity should be conducted using DOE's Cybersecurity Capability Maturity Model (C2M2). In total, the Working Group recommends PREPA and supporting entities invest approximately \$130 million between 2019 and 2028 to achieve the future state and to align cybersecurity on the island with best practices.

COA HIGHLIGHT***ENR COA-004***

***Perform routine operations
and maintenance (O&M)
informed by periodic risk
assessment***

Implementation Roadmap

PREPA leadership must include physical security as a strategic initiative and fully embrace it at the executive level and across the organization to create a culture of security. In addition, assessments and evaluations will need to be regularly performed to identify and mitigate vulnerabilities as the Grid Modernization Plan is implemented.

The Working Group recommends the following initiatives. These initiatives are tried, tested, and consistent with best security practices as described by NERC, NIST, C2M2, and leading bulk power companies in the continental US.

- Develop overall physical security strategy to establish the goals and objectives of PREPA. The strategy will be used to establish the priorities and success factors of physical security for PREPA.
- Develop criteria for the identification of the PREPA critical sites and facilities. This must be determined and designed with the needs and operability of the PREPA system in mind. Criteria will be developed that identifies facilities and components essential to the reliable operation of the PREPA system.
- Implement the above criteria to identify and rate PREPA critical sites (substations, generators, and control centers) to be protected. The resulting ratings would be in a tiered list such that implementation of controls could be evaluated and prioritized to ensure the highest risk facilities are treated in an appropriate order.
- Conduct a physical security baseline program and tools assessment—this will involve a thorough assessment of PREPA’s current competencies to evaluate PREPA’s current physical security posture and vulnerabilities.
- Build the necessary physical security policies, procedures, and guidelines by 2022 for PREPA’s administration and workforce to uphold.
- Build an overall Physical Security Program by 2022 to detail and document the tools, processes, and procedures for the daily monitoring and protection of PREPA facilities, assets, and people.
- Develop and execute individual security plans that delineate the specific tools and processes to be put in place to protect and harden critical sites (estimated to be more than 30 critical sites) between 2021 and 2024 using an encompassing defense-in-depth strategy.
- Develop and execute overall Security Plan to detail the physical security measures and processes at the estimated 300 non-critical substations between 2021 and 2028.
- Build a modern Security Operation Centers between 2021 and 2024 to centrally manage physical security coordination, alerting, and response throughout the PREPA footprint.

This approach is tried, tested, and consistent with best security practices as described by NERC, NIST, C2M2, and leading bulk power companies in the continental US. PREPA’s cybersecurity vulnerabilities must be addressed. A great deal of work is to be undertaken to build a transformed and resilient grid. Resiliency must not only be thought about in terms of preparing for and recovering from the next

tropical cyclone; PREPA must also be prepared to resist, defend, respond to, and recover from a cyber-attack on its electric infrastructure.

The following high-level actions need to take place in the following order to achieve this future vision for the transformed grid:

- Conduct a PREPA-wide baseline cybersecurity program and tools assessment. The Working Group will conduct a thorough assessment of PREPA's current architecture, tools, policies, processes, and staff competencies to evaluate PREPA's current cybersecurity posture and vulnerabilities (2019).
- Deliver a gap assessment detailing PREPA's cybersecurity deficiencies (2019).
- Develop and deliver a PREPA cybersecurity improvement plan from the baseline cyber assessment that will set forth a prioritized roadmap for development. This plan will include sections on PREPA's technology, policy, and procedural framework, staff, and vendors and include detailed steps to improve the cybersecurity posture of PREPA.
- Implement the cybersecurity improvement plan, which will likely include the following (2019-2028):
 - In-depth network architectural design
 - Procurement of tools/solutions
 - Installation and troubleshooting of new technologies and software
 - Training and hiring of PREPA staff
 - Delivery of documentation framework of policies, procedures, processes, and internal controls
 - Smart grid cybersecurity architecture design, planning, implementation, and controls for grid edge digital devices
- Assess, test, and evaluate PREPA cybersecurity improvements. This will include, at a minimum, programmatic reviews, cyber vulnerability assessments, penetration testing, program maturity evaluations, and incident response drills (2020-2028).

The steps listed above will bring PREPA first to industry cybersecurity bare minimums, then eventually to meet industry best practices.

Priority Projects

The prioritization of these security tasks follows a logical path to address the immediate vulnerabilities, close gaps, and build a sustained and best practice security program for PREPA over the next 10 years.

The Working Group recommends the following tasks and timelines in a prioritized order:

- Assess and identify PREPA critical facilities (Begin 2019).
- Baseline cybersecurity and physical security posture and tools assessment for high risk facilities (2019-2020).
- Design and implement protections such as OT and IT including SCADA, firewalls, remote access, etc. (Begin 2020, 10 years).
- Physical and cyber program build (NERC CIP and NIST) (Begin 2020, 5 years).
- Non-critical facilities controls baseline assessment and controls (Begin 2026, next 4 years).
- SOCs capability assessment and improvements (Begin 2020, 9 years).

Cost Estimates

This cost estimate can vary based on the number of critical substations designed and identified in the transformed grid. It is also dependent on the threats observed with the bulk electric grid and for PREPA and Puerto Rico. Using the concept of “design basis threat,” the sites will be hardened corresponding to the criticality and the threats determined to implement the “5D” approach to deter, detect, deny, delay, and defend against physical intrusion.

The time required for the tasks described in this section is estimated to be about 10 years. Timing of the physical security hardening would coincide with the rollout of the design, implementation, and execution of building the new PREPA modernized grid.

The Working Group estimates \$290 million in expenditures is needed to analyze, validate, and build a 21st century, physically-secure PREPA utility that can combat the current threats, vulnerabilities, and risks associated with operating a modern utility.

The Working Group anticipates \$126 million in expenditures over the next 10 years to determine the cybersecurity posture of the current grid, identify gaps and priorities, and develop and implement the architectural cybersecurity design to build a 21st century, best practice cybersecurity program.

Table 5-4. Security Major Investments (\$M)

Major Investment Areas	Cost (\$M)
Physical Security Controls and Measures	\$ 118
Governance and Implementation	\$ 72
Physical Security Monitoring	\$ 36
Assessment and Planning	\$ 15
Personnel Security	\$ 11
Physical Security Organization and Staffing	\$ 11
Cybersecurity Organization and Staffing	\$ 11
Personnel and Security	\$ 10
Assessment and Testing	\$ 7

Source: GridMod Plan Funding Analysis

5.3 System Operations

Current State

PREPA's primary and backup control centers are located in Monacillo and Ponce, respectively. Control center staff play a critical role in managing the operations of the grid during major storms. They are responsible for isolating faulted lines and substations, dispatching generation to minimize the number of customers affected, and restoring power as quickly as possible following a storm, assuring customer, work crew, and system safety.³⁴

PREPA has an EOC or Technical Operations Center (TOC) in Monacillo and a backup support center in San Juan (Santurce). The EOC was established in 1998 and was used in response to Hurricane Maria. It is the center that directs PREPA's planning and operational decisions during an emergency event. There are also centers for each region (COR). The EOC is managed by PREPA's Electrical System Operation Division (DOSE).

PREPA also has an SOC in Monacillo that is used to monitor and analyze security incidents on more than 400 cameras. A third party is used to manage this function. However, the SOC is more than ten years old and many of the cameras need to be repaired or upgraded.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-011

Design and deploy technologies to improve real-time information and grid control

Future State

The GridMod Plan proposes initiatives that will not only improve PREPA's ability to restore power to customers faster following major storms but will also enable PREPA to efficiently manage the operation of traditional generating plants with distributed resources, including energy storage systems capable of shifting midday solar output to align with evening peaks. Additionally, primary and backup control centers will need to be upgraded to withstand a Category 5 hurricane.

The primary and backup control center facilities will also be enhanced to support Distribution Control Center operations in addition to System Control Center operations. It will be important for PREPA to deploy and extend new communication networks to monitor and control distributed resources and to automate newly proposed intelligent devices on the distribution system. Control center facilities are necessary for improving real-time information and grid control, which support ENR COA-011.

Operating Considerations

In addition to the rebuild recommendations in the sections that follow, the following operating measures are recommended to limit damage in the future and improve the resiliency of the system:

³⁴ Build Back Better, p.35.

- Black start capability at generating stations and automated synchronization at select substations.
- Plan to automatically split and operate the power system on the main island of Puerto Rico as independent electrical islands should the transmission grid be severed or become unstable again in the future.

Figure 5-6. Modern Control Center



Source: Doug Murray / Florida Power and Light

Implementation Roadmap

Energy Control Center

The proposed modernization includes the installation of primary and backup control center equipment and data centers at each control center to host the IT and OT infrastructure and systems required by system operations, including EMS/SCADA, DA, monitoring, and control of DER and energy storage. The automated systems and advanced outage and DMSs for both the primary and backup control centers will improve system resilience, efficiency, and security to achieve the desired functionality described previously.

The data centers will centralize system operations IT/OT operations and equipment, as well as store, manage, and disseminate energy grid system data. The data centers' critical system operations IT/OT systems are vital to the continuity of daily operations. Consequently, the security³⁵ and reliability of data centers and their information is an important consideration for system operations.

³⁵ Security is further detailed in Section 5.2 of this report.

Key elements of a data center include:³⁶

- **Facility:** The location and “white space,” or usable space, that is available for IT equipment. Providing round-the-clock access to information makes data centers some of the most energy-consuming facilities in the world. A high emphasis is placed on design to optimize white space and environmental control to keep equipment within manufacturer-specified temperature and humidity ranges.
 - **Support infrastructure:** Equipment contributing to securely sustaining the highest level of availability possible for critical control systems. Some components for supporting infrastructure include: Uninterruptible Power Supply: Battery banks, generators, and redundant power sources.
 - **Environmental Control:** Computer room ACs; HVAC systems; and exhaust systems.
 - **Physical Security Systems:** Biometrics and video surveillance systems.
- **IT equipment:** Equipment for IT operations and storage of the organization’s data. This includes servers, storage hardware, cables and racks, and a variety of information security elements, such as firewalls.
- **Operations staff:** To monitor operations and maintain IT and infrastructure equipment around the clock.

The system operations modernization strategy includes an upgraded EOC to provide central command and carry out the principles of emergency preparedness and emergency management—or disaster management functions at a strategic level during an emergency—and ensuring the continuity of operation of a company, political subdivision, or other organization. The functions of the EOC will be to collect, gather, and analyze data; make decisions that protect life and property, maintain continuity of the PREPA operations, and disseminate those decisions to all concerned agencies and individuals in the event of an emergency. The Working Group also recommends that the backup EOC in San Juan be relocated because it is currently in close proximity to the EOC in Monacillo. Separating the EOCs would reduce the likelihood that a strong natural disaster or other emergency event would damage both facilities.

Diagnostic Center

The Working Group also recommends building a Smart Grid Diagnostic Center (SGDC) in the same facility where the EOC is built. The purpose of the SGDC will be to aide system operations to use smart grid technology and analytics. The SGDC will deliver real-time actionable data to support faster and better-informed incident response by the EOC during emergencies. Additional benefits include reduced duration and number of outages, faster repairs, and more accurate time estimates for restoration.

Security Operations Center

Cyber threats remain a top national security threat. According to the 2018 *Worldwide Threat Assessment of the US Intelligence Community*, there is a growing risk of cyber-attacks on the US’s critical

³⁶ The website for Palo Alto Networks, Inc., “What is a data center?”.

infrastructure which includes the electric grid. The modernization strategy includes an upgraded SOC within the EOC facility as well as a backup SOC to ensure redundancy in security operations. The SOC will house a cybersecurity team responsible for monitoring and analyzing the security posture on an ongoing basis. The function of the SOC will be to detect, analyze, and respond to cybersecurity incidents using a combination of intrusion alarms, technology solutions and strong set of processes. The SOC will also have partnerships and procedures in place with local law enforcement to better detect and respond to cybersecurity incidents. Section 5.2 contains additional information on Security.

Figure 5-7. Security Operation Center



Source: Pierre Gonzales / OmniSOC

System Studies

There are several areas where systems studies are critical to applying recommended solutions from the GridMod Plan. Several of these were identified in Build Back Better and others were identified in the Working Group process.

These areas include:

- Power System studies for entire grid and islandable grids
 - Load flow contingency analysis identifying the potential critical paths and supporting load and generation matching for each island
 - Optimal Load flow, contingency, voltage and security analysis studies
 - Stability, Short Circuit, Protective relaying and coordination studies
 - Black start and islandable grid processes
 - Ensure that the existing generation assets required to meet the peak load of the PREPA customers remain reliably available during the transition period moving toward natural gas and renewable resources
 - Identify the generation assets that will be converted from oil-fired to dual-fuel units to meet short-term and long-term goals of affordability and reliability
 - Evaluate the technical and economic capability of existing hydro assets

- Investigate fuel infrastructure solutions for additional LNG import, storage, and delivery infrastructure
- Technology studies
 - Analysis of the role of communications, monitoring, control, and data historian with Islanding Grids
 - Analysis of all system stakeholder requirements that need support within Communications, including: Distribution, Substation, Protection, Metering, Security, Transmission, Generation, EMS, etc.
 - Analysis of stakeholder usage of data/monitoring from their systems in the field
 - Analysis of segregation of traffic based upon cybersecurity recommendations
 - Analysis of communication architecture to support cybersecurity recommendations
 - Outlining of DERMS requirement for microgrid support within the Grid, should be aligned with PREPA rules which are being established
 - Overlay DERMS communication requirements with AMI communication requirements (802.15.4 versus high speed options)
 - Analysis of current governance, policy, standards, guidelines, and procedures of any and all existing cybersecurity
 - Examination of future state of technology and alignment to a risk-based approach to cybersecurity providing a “GAP” analysis and path forward for requirements
 - Analysis of Rule for Microgrids with PREP

Cost Estimates

Table 5-5. System Operations Major Investments (\$M)

<i>Major Investment Areas</i>	<i>Costs (\$M)</i>
Hardened T&D Primary and Backup and Control Centers	\$ 100
System Studies	\$ 55
Island Controller	\$ 40
Primary and Backup EOC, SOC, and Diagnostic Center(s)	\$ 20

Source: GridMod Plan Funding Analysis



ENERGY SYSTEM MANAGEMENT TRANSFORMATION



6. ENERGY SYSTEM MANAGEMENT TRANSFORMATION

6.1 Operational Efficiencies

The Working Group has recommended investments in hardware and software be installed to transform Puerto Rico's electric grid with technology as an enabler. Equally important is an underlying investment in organizational capabilities and asset management practices to support and maintain these new investments. Operational efficiency initiatives, which are required to leverage new technology and maintain new investments, represent another transformation that will unfold among the workforce operating and maintaining Puerto Rico's grid of the future. A transformation of the magnitude outlined in this plan will require a significant investment in change management and capacity building at PREPA.

Current State

As previously discussed, the current T&D infrastructure at PREPA is not built to the latest codes and standards. The 10-year transformational plan will bring a vast array of new asset types, including ones that the PREPA workforce is not currently trained to operate. Operating procedures taught at PREPA's current training facility are not consistent with the new codes and standards being introduced. In addition, current asset management practices are not aligned with industry standards and do not minimize reliability risk. Modern asset management practices will need to be adopted to maximize the working life of the new assets by fully leveraging the new Enterprise Asset Management System (AMS) recommended in this document.

Utilities all over the US are experiencing an aging workforce and skill gaps. According to PREPA's 2018 financial plan, it has lost approximately 30 percent of its workforce since 2012 and is faced with a significant shortage in skilled workers, particularly in Generation, T&D, Customer Service and IT. The 2018 financial plan also notes that approximately 10% of PREPA's current workforce (~600 employees) has submitted paperwork to retire. These staffing challenges have been amplified after Hurricanes Irma and Maria. To maintain a vital and capable workforce into the future at PREPA, the Working Group recommends reaching out to local educational institutes to attract talent and forming research partnerships to stay engaged with the newest innovations in the energy industry. This will require a paradigm shift in PREPA's outlook as a modern and dynamic organization.

Future State

The Working Group recommends the following initiatives to improve PREPA's operational efficiency:

- Asset management program
- Skills training program
- Educational outreach and research partnerships

Given the current skills gaps and the pace of retirement at PREPA, the Working Group also recommends that potential talent development and retention strategies be developed to ensure positions in critical functions continue to be filled with adequate talent.

Implementation Roadmap

The following programs outlined below support ENR COA-018 to train the future energy workforce.

Asset Management Programs

PREPA currently does not have an asset management program that evaluates the maintenance and replacement requirements of the distribution, transmission and substation equipment. The Working Group recommends a comprehensive asset management program at PREPA to ensure the longevity of the investments being proposed and to streamline the O&M of those assets. This asset management program should be in line with the international industry standard (ISO-55000) and other global industry asset management forums (Global Forum for Maintenance and Asset Management, GFMAM).

COA HIGHLIGHT
ENR COA-018
***Right Size and Train the Future
Energy Workforce***

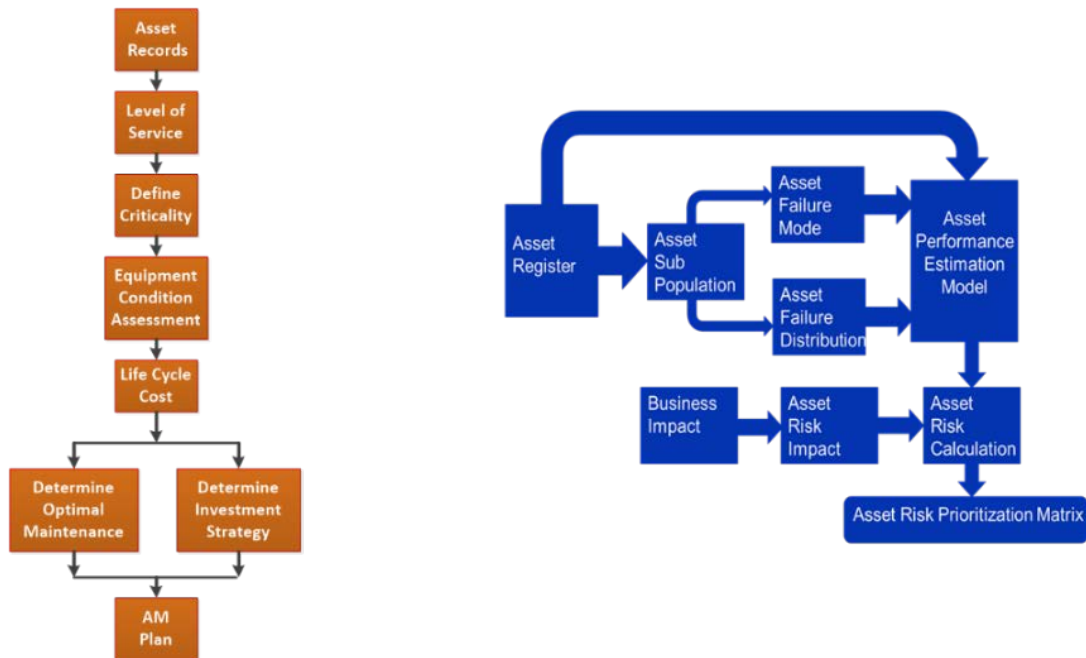
The Working Group recommends a best in class utility asset management program covering:

- Long-term asset management through risk and gap analysis, reliability centered maintenance, life cycle cost techniques and financial and operational metrics to improve and achieve performance measures.
- Equipment criticality, failure rates, and condition assessment.
- Failure Mode Effects Analysis for critical and high value assets.
- The most critical assets should be assessed to ensure they are operating within their design conditions.
- Manufacturer-recommended inspection programs for transmission, distribution and substation equipment.
- Preventive maintenance programs for medium and low voltage distribution poles and lines. Pole inspection is a major maintenance program for utilities.
- Vegetation management to comply with new codes and standards.
- Asset end of life management including a replacement schedule for critical assets.
- Track and report key performance indicators for asset maintenance, including:
 - A dashboard view for each substation showing the maintenance record and overdue status of each asset.

EXHIBIT A

- The percentage of all assets planned for maintenance that were completed in a given period (i.e., quarterly).
- The worst-performing assets with a disproportionate effect on reliability.
- Procedures for online maintenance tools such as Infrared Radiation scanning, functional checks, oil sampling, etc.

Figure 6-1. Asset Management Planning Steps in Accordance with PASS 55/ ISO 55000.



Source: Asset Management Standards

PREPA Skill Training Facility

The Working Group recommends a Skills Training Center (STC) at PREPA. The STC would include formal classrooms training, laboratories to evaluate and test equipment, and hands-on testing facilities for distribution, substations, transmission, and meters.

Figure 6-2. Example of a Reclosers Testing Facility at CenterPoint Energy



Source: CenterPoint Energy

The following courses of study should be offered at the STC, in addition to periodic refresher classes.

Substation Field Employees Training Program

The program will include classroom training and a hands-on training yard for substation technicians. The curriculum will include new equipment installation, relays and breakers maintenance, control wiring installation, and control circuits troubleshooting.

Figure 6-3. A Station Training Yard with a Control House and Equipment



Source: CenterPoint Energy

Linemen Training Program

Newly hired linemen will go through an apprentice program consisting of a combination of on-the-job (OTJ) training and classroom training at the STC with an emphasis on hands-on practice using the training yard at the STC. It is expected that existing linemen will be trained at the STC on the new equipment that will be installed over the next 10 years. Some of the new equipment will consist of solar and wind farms, microgrid, DA, and new construction standards.

Figure 6-4. Training Yard with Facilities (T/D Overhead and Underground)



Source: CenterPoint Energy

Meter Technicians Program

Apprentices should be hired on an as needed basis to serve as AMI meter technicians. Apprentice training should include OTJ training, offsite training, home/self-study, and limited classroom training.

Figure 6-5. Example of AMI Meter Training



Source: CenterPoint Energy

Operational Technology Training Programs

Training should be offered for each of the operational technologies being implemented, including the new asset management software. Training should be required for both back office and field force as appropriate. Utilities commonly request software vendors to offer training programs as part of procurement contracts and PREPA should explore the same.

Educational Outreach and Research Partnerships

Faced with an aging workforce and scarcity of qualified young talent, many of the nation's utilities have partnered with local colleges and universities. These partnerships not only ensure a future supply of skilled workforce, but also give utilities a share in the research and innovation being produced at these

institutions. One example of such partnerships is Duke Energy's investment in North Carolina community colleges which has recently reached the \$30 million in investments to addressing aging workforce concerns. The investment is spread out among 49 schools to help students with industry-specific training³⁷. Another example is Eversource Energy, which is partnering with the University of Connecticut to improve their storm outage prediction technology and create a more robust and powerful model. Along the same lines, the Working Group recommends PREPA forge partnerships with local colleges and universities. The program can be designed to include a skills training curriculum for young workforce entrants as well as competitive grant awards for research and innovation focused on clean energy, grid modernization and storm resiliency.

Cost Estimates

The Working Group recommends kicking off the procurement process an asset management software vendor on a priority basis. Early deployment of the software is needed because it takes time to load existing assets into the software and new assets should be loaded as they are installed. Early deployment will also leave more time for training and change management.

New training infrastructure should be set up in the near-term to ensure workforce is fully skilled to operate new grid assets as they are installed. Educational outreach and research partnerships should be pursued on an ongoing basis. It can be piloted at select institutions and then scaled up.

Table 6-1. Operational Efficiencies Major Investments (\$M)

Major Investment Areas	Cost (\$M)
7Asset Management Program	\$ 5.4
Training Facility	\$ 7.0
Educational Outreach and Research Partnerships	\$ 9.0

Source: GridMod Plan Funding Analysis

6.2 Emergency Preparedness

Hurricanes Irma and Maria tested Puerto Rico's emergency preparedness, including the planning, response, and recovery completed by PREPA, the Government of Puerto Rico, and supporting entities such as the NYSC. This section describes the current state and targeted future state for Puerto Rico's emergency preparedness. Specific initiatives to achieve the future state include inventory and spare enhancement, best practice emergency response planning documents, formal mutual assistance agreements, and improved training.

Implementation priorities for improved planning and preparedness are proposed for the next 1-3 years, with larger investments in depots and staging facilities and spares inventory phased in over the next 5-7 years. Overall, these initiatives will focus on strengthening the resiliency of the PREPA electric grid and the preparedness of resources involved to ensure future hurricanes and other emergencies are addressed using a well-understood emergency and mutual assistance framework.

³⁷ <https://www.elp.com/Electric-Light-Power-Newsletter/articles/2016/06/college-utility-partnerships-becoming-a-cottage-industry.html>

Current State

The destruction caused by Hurricane Maria significantly undermined the most fundamental aspects of emergency preparedness, including on-island resources, logistics, supply chain management, coordination, and communication. These challenges were exasperated by the lack of an up-to-date, companywide PREPA Emergency Response Plan, signed mutual assistance agreements, and emergency preparedness training. PREPA has Emergency Operational Plans for each division and plant with a National Incident Management System-based framework and communication protocols; however, these plans were not well-understood, maintained and updated, consistently practiced, or fully utilized in the response to Hurricane Maria.

As a result, roles and responsibilities for PREPA and supporting entities were unclear, emergency and safety processes and procedures were undefined, and the Emergency Management Assistance Compact vehicle for mutual assistance (and other Memorandums of Understanding [MOU]) were not well-understood by stakeholders.

PREPA's financial challenges further complicated the emergency response and recovery because it only had approximately one-third of the T&D spares needed to restore the grid as well as limited labor, equipment, and trucks across its 23 warehouses, seven regions, and two depots in Palo Seco and Ponce.

According to information available at the time of developing this plan, PREPA had approximately \$39 million in spare inventory when Maria hit the island, compared to approximately \$93 million in 2003. In addition, the regions have inventory storage at facilities that are not hardened or environmentally controlled, staging sites are set up on the fly, and the depots are not consistent in their inventories. For example, the Palo Seco depot is primarily dedicated to transmission spares and the Ponce depot is primarily dedicated to distribution spares.

PREPA's decentralized approach created additional challenges in getting functioning spares to areas of need in a timely manner and contributed to broader inventory and asset management logistics issues. Finally, components of PREPA's infrastructure are custom-made and therefore require significant procurement time. In some cases, the custom equipment limited the ability of supporting entities to provide industry standard utility equipment to PREPA to expedite restoration. Taken together, these financial and logistical challenges significantly delayed power recovery on the island.

The hurricanes highlighted the need for significant attention and investment on preparedness, training, and other fundamental aspects of emergency and mutual assistance planning. Investment in these areas is especially important for events that require significant transatlantic support for logistics, supply chain, and wraparound services, such as Hurricane Maria.

Future State

To address the emergency preparedness challenges discussed above, the Working Group has defined a future state that includes the following:

- Formal and up-to-date emergency response, supply and logistics, and mutual assistance plans
- Formal, signed MOUs and agreements for mutual assistance with partnering entities
- Formal mutual aid vehicle/FEMA reimbursement structure
- Sufficient spares, equipment, and trucks to support recovery of the existing grid for 2019 and 2020 hurricane seasons and to support recovery of the future modernized grid in 2021 and beyond; this inventory should also be regularly used (and replaced) for ongoing maintenance needs and to prevent future emergencies
- Standardized off-the-shelf equipment to reduce procurement lag times and improve on-island supplies for emergencies
- New centralized depot facilities with distribution and transmission equipment that is managed in a centralized asset management system, and made available to support all seven regions, 26 districts across the island
- Organizational maturity in emergency response preparedness, including annual drills aligned to the Homeland Security Exercise and Evaluation Program, training and external stakeholder involvement in preparation and drills such as local and federal government entities, law enforcement, and supporting utilities
- A culture of emergency preparedness, response, and recovery

The Working Group recommends PREPA and supporting entities invest an estimated \$112 million between 2019 and 2026 to achieve the future state described above and to align emergency preparedness on the island with best practices. Specific initiatives associated with this investment are discussed in Appendix C. This investment estimate is based on the information that was made available by the Working Group during the drafting of this plan. Additional analysis and information is needed to further refine this estimate and its various components.

Implementation Roadmap

Five major emergency preparedness initiatives have been identified to achieve the future state, including improving or developing:

1. On-island Inventory (Spares, Trucks, and Equipment)
2. Emergency Response Plan
3. Mutual Assistance Plan
4. Supply & Logistics Plan, Depots and Staging Sites
5. Training, Table Tops, and Exercises for Emergency Response, Mutual Assistance, and Supply and Logistics Plans

Each of these initiatives contribute to a more mature emergency preparedness, response, and recovery capabilities. While some of these initiatives have begun in 2019 in anticipation of the next hurricane season, they are just getting started and require more significant resources and investment.

On-island Inventory (Spares, Trucks and Equipment)

Adopting effective asset management strategies such as the targeted inventory of critical spares, trucks, and equipment is critical to improving emergency preparedness (and maintenance practices more broadly) on the island. Building, tracking, and maintaining this inventory is important to support both the existing grid and the modernized grid as it is developed over the next several years.

In total, this initiative is estimated to cost approximately \$55 million between 2019 and 2024, including:

- Procuring sufficient spares, equipment, and trucks for the existing grid at an estimated cost of approximately \$20 million in 2019, including \$10 million for spares and \$10 million for equipment and trucks.
- Procuring enough spares for the modernized grid is estimated to cost approximately \$5 million in 2022 and \$15 million in 2023.
- Purchasing equipment and trucks according to a life cycle procurement schedule at an estimated cost of approximately \$5 million in 2022, 2023, and 2024, for a total investment of \$15 million.

This is a rough estimate based on high level inventory statistics that were available at the time of drafting this plan. Additional study and analysis are needed to assess current and future inventory needs and to develop a life cycle procurement schedule for equipment and trucks. To the extent that additional information or studies are made available, the estimates in this plan will be updated.

The first step to improve emergency preparedness for the hurricane season in 2019 and 2020 is to identify, procure, and properly store adequate system spares, trucks, and equipment based on existing needs and expected failures. This initiative is especially important for spares and equipment typically requiring long lead times.

Once procured, they need to be stored at depots and key staging sites in advance of any storm. PREPA's Operations and Warehouse branch should work to actively use and replace this inventory as appropriate for both maintenance and emergency needs. The supply sources and depots and staging areas for spares, trucks, and equipment will also eventually need to be identified in the Supply and Logistics Plan and in formal emergency supply contracts.

To support inventory optimization, The Working Group recommends an assessment of PREPA's current inventory tracking process to ensure that spare and equipment inventory are properly tracked. If needed, PREPA should consider identifying and implementing an inventory tracking system that can integrate with PREPA's Enterprise AMS and automatically track inventory maximums and minimums.

This system should integrate inventories across PREPA's depots and 23 warehouses. It should also be supported by documented procedures and training for PREPA employees.

The modernized grid will also require a new inventory of spares for emergency response and recovery in 2022 and beyond. It is recommended that the modernized grid use industry standard equipment, wherever possible, to reduce procurement lag times and to be in a better position to receive supplies from mainland entities during an emergency.

MOUs, the Mutual Assistance Plan, and the Supply and Logistics Plan should be updated to reflect any new materials or spares that will be brought to the island under these agreements.

Finally, the modernized grid will require PREPA to identify, purchase, and distribute needed equipment and trucks per a life cycle plan. This life cycle plan will prioritize equipment replacement using parameters such as average asset life cycle, service level targets, design standards, maintenance requirements, and equipment criticality. Over the long-term, the life cycle plan will guide PREPA's performance reliability for these assets and identify when and where investments and replacements should occur.

Emergency Response Plan

A comprehensive, up-to-date Emergency Response Plan (ERP) is a core aspect of effective emergency planning. PREPA's Electrical System Operation Division (Grid Operations) has an Emergency Operational Plan (EOP) prepared under FEMA's CPG 101 (Developing and Maintaining Emergency Operational Plans) and each division and plant at PREPA have a similar plan available in Spanish; however, these plans were not widely utilized in response to Hurricanes Irma and Maria.

PREPA is currently making substantial changes to its existing plans, such as changes in delegation of authorities from the CEO to the operations managers to increase accountability and decision-making. In addition to these changes, the ERP should be updated in English and Spanish to incorporate best practices and reflect the lessons learned from responding to and recovering from Hurricanes Irma and Maria. It is estimated that updating the ERP will cost approximately \$2 million between 2019 and 2021.

The Working Group recommends forming an Emergency Response Team in early 2019 to develop the ERP. Participants should include PREPA, local and federal government officials, and mutual assistance providers. This team will develop the vision, guidelines, and objectives for the ERP based on the existing EOP and best practices. An important aspect of defining these objectives is to identify and prioritize risks to determine which hazards and threats, such as hurricanes, merit special attention in the ERP. PREPA and the Emergency Response Team will develop the first iteration (30% solution) of an up-to-date ERP prior to the 2019 hurricane season.

Specific elements of the ERP will include:

- A formal ICS framework in Puerto Rico that aligns with FEMA practices and a prioritized list of critical facilities to focus on in an emergency
- Alternate facilities/locations identified to take on the responsibilities of executing an ICS response in the event the San Juan or Monacillo EOC locations are not available
 - PREPA is currently working with Interamerican University (INTER) on a collaborative agreement to use INTER as an Alternative EOC in an emergency.
- Staging areas identified and agreed to with the Commonwealth or local governments
- Grid diagrams and drawings
- A comprehensive damage assessment capability that includes standard templates and a prioritization of infrastructure
- References to MOUs with mutual assistance entities
- Well-defined materials list and supply chain agreements and protocols
- Communications plan with directory and information sharing protocols
 - This includes a policy, process, and procedure for gathering PREPA personnel availability to respond in an emergency (i.e., automated call down system)
 - Includes a process or procedure to use portable, temporary communication equipment to augment the existing system communication equipment, such as portable repeater towers and equipment and communications in a briefcase (e.g., laptop, solar charger, batteries, and satellite phone) for key personnel
 - Also includes a PREPA pocket reference book for emergencies with critical contact information (phone numbers, Delegation of Authorities, ICS structure)
- Well-defined Delegation of Authority policy or memo to eliminate gaps in authority and responsibility to get work completed if the primary employee is not available
- Expedited port clearance processes for mobilization and demobilization in an emergency event and clearing protocols for support vehicles
- Restoration and business continuity plans

Once the initial ERP is drafted and approved by PREPA leadership and the appropriate stakeholders in 2019, it should be distributed to the entire PREPA workforce, local law enforcement, and supporting entities.

The 30% solution of the ERP should also be revised and matured over the next 3 years to get to a comprehensive, near 100% solution. Lessons learned after each hurricane season, as well as new information, insights, and updated priorities, should be incorporated.

ERP development should also feed into PREPA's broader Emergency Management Program, which should include the necessary resources, policies, processes, procedures, and controls to support the implementation of the ERP. A capability or workflow study may be needed to determine the capabilities and resources necessary to support the execution of the ERP.

Mutual Assistance Plan

While mutual assistance significantly improved the recovery of the electric grid after Hurricane Maria, there was also confusion and a lack of formal planning between PREPA and mutual assistance providers. Accordingly, a Mutual Assistance Plan will help define roles and responsibilities, event triggers, communication and financial reimbursement protocols, and other information to support expedited recovery in future emergency events. It is estimated that developing a Mutual Assistance Plan will cost approximately \$2 million between 2019 and 2021.

To develop a Mutual Assistance Plan, a task force (Mutual Aid Team) must be created in early 2019. In alignment with COA-012, members should include PREPA, the Commonwealth of Puerto Rico, Mutual Assistance Providers, the federal government, entities from the private sector, and other stakeholders. This team will develop the vision, guidelines, and objectives for the Mutual Assistance Plan. In addition, the Mutual Aid Team will work closely with FEMA to design and implement a permanent solution for significant PREPA emergency scenarios.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-012

***Coordinate federal and state
emergency response with
private sector***

Prior to the 2019 hurricane season, PREPA and the Mutual Aid Team will develop the first iteration (30% solution) of the Mutual Assistance Plan.

Given the short timeframe, it is expected that this version will require additional maturation. Specific elements of the Mutual Assistance Plan will include:

- Identifying the appropriate vehicle for mutual assistance participants.
- Developing formal event triggers to ensure mutual assistance providers are aligned with PREPA; document these event triggers in formal agreements and align these event triggers to the ERP.
- Defining communication protocols between PREPA and Mutual Assistance Providers.
- Identifying flyaway teams to arrive on-island prior to broader deployment to work with PREPA to identify resources needed and confirm deployment plans for mutual assistance providers.
- Defining a standard format for damage assessments that can be put into work packages for deployment teams and meet the requirements for FEMA reimbursement.

Similar to the ERP, this iteration of the Mutual Assistance Plan should be circulated, confirmed, and finalized prior to the 2019 hurricane season. The Mutual Assistance Plan should also be reviewed

annually to incorporate lessons learned and updated information after each hurricane season. Mutual Assistance participants should also be confirmed annually through formal agreement extensions. Any changes to the Mutual Assistance Plan should be communicated to all impacted stakeholders and may require additional socialization and training.

Supply and Logistics Plan

Several significant and core challenges to initializing, leading, and completing restoration activities after Hurricane Maria fell into the categories of resource acquisition and management (logistics), supply chain, and governance. Accordingly, the Working Group recommends a Supply and Logistics Plan be developed to identify processes associated with pre-staging, communication, procurement, lodging, and transportation during and after an emergency event in Puerto Rico. It is estimated that this initiative to develop a Supply and Logistics Plan will cost approximately \$3 million between 2019 and 2021. In addition, it is estimated that operationalizing depots and staging sites to support this plan will cost approximately \$50 million between 2020 and 2025.

The Working Group recommends forming a Supply and Logistics Team in early 2019 to develop the Plan with members from PREPA, the Commonwealth, the federal government and military, and the NYSC, among others. This team will develop the vision, guidelines, and objectives for the Supply and Logistics Plan. An important task for the Supply and Logistics Team will be to define the role of federal agencies in procuring, expediting, and managing the delivery of major materials from the mainland suppliers to the island for an emergency event. The team should also review all existing PREPA materials related to supply and logistics as well as best practices from the mainland.

Develop Supply and Logistics Plan (Pre-Hurricane Season 2019)

Prior to the 2019 hurricane season, PREPA and the Supply and Logistics Team will develop the first iteration of the Supply and Logistics Plan. Given the short timeframe, it is expected that this version of the plan will be a 30% solution and will require additional maturation during and after the 2019 hurricane season.

Specific elements of the Supply and Logistics Plan align to ENR COA-009 and will include:

- Determine Sources of Supply
 - Identify current sources of supply
 - Working with PREPA logistics and supply personnel, determine required spares and sources of supply
 - Establish supply contracts for emergencies
 - Develop barging plan
- Determine Depot and Staging Areas

COA HIGHLIGHT

ENR COA-009

Design and build fuel supply chain to provide reliable energy source

- Examine and assess existing depots and staging areas agreed to with the Commonwealth and local governments; identify gaps
- Establish formal staging agreements where appropriate with local governments
- Develop recommendations for future staging recognizing new modernized grid, and effectiveness to aid in expedited recoveries
- Work with FEMA to determine wraparound services such as pre-staging, communications, procurement, lodging, and transportation
 - Prearrange hotels and other critical “must have” supplies (potable water), etc.
 - Prearrange meals and dining areas
 - Prearrange work sites, ICS locations, and space for Mutual Assistance crews/teams
 - Prearrange transportation (cars, trucks)
- Define processes, protocols, and partnership agreements for the TOC in Monacillo, including emergency supply agreements with food, fuel, and water suppliers near the Monacillo Complex, as well as the COE in Santurce (a support center for the TOC) and the regional operational centers (COR)
- Draft Sourcing and Transportation Plan
- Address arrival and departure, port, customs, and delivery issues

Similar to the ERP and Mutual Assistance Plan, this iteration of the Supply and Logistics Plan should be circulated, confirmed, and finalized prior to the 2019 hurricane season.

Revise and Mature Supply and Logistics Plan (2020+)

While the 30% solution of the Supply and Logistics Plan will provide a robust framework in advance of the 2019 hurricane season, it is critical that the plan continue to be revised and matured over the next 3 years to get to a comprehensive, near 100% solution. Specifically, lessons learned, new information, insights, and updated priorities should be incorporated into the Supply and Logistics Plan.

Over the long-term, the Supply and Logistics Plan should be reviewed annually, and changes should be communicated to all stakeholders.

An important component of the Supply and Logistics Plan is the development or enhancement of centralized depots and staging sites. It is estimated that five centralized depots will be operationalized between 2020 and 2025 at an estimated cost of \$50 million total, or \$10 million each. This assumes that each depot will cost approximately \$300 per square foot for a 33,000 square foot site. This is a high-level estimate that will require additional refinement once site locations and capacity requirements are confirmed. Site costs will vary depending on whether the site currently exists and needs to be hardened or if it needs to be built on existing government-owned or privately-owned land.

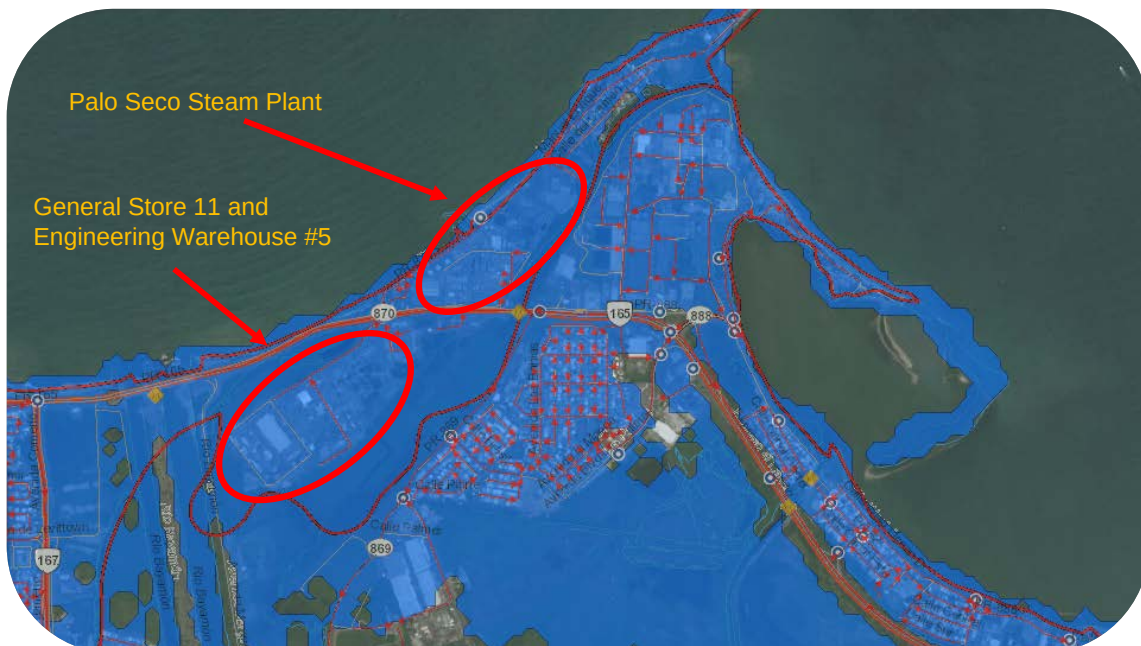
For improved logistics during an emergency event, these depots should meet the following criteria:

- Structures should be environmentally controlled and hardened to properly store and protect equipment.
- Structures should be geographically optimized for efficient and effective maintenance and restoration. This includes being near transportation capabilities (e.g., ports, airports, highways), staging sites, and major restoration areas (e.g., San Juan, Aguadilla, Ponce, Culebra, Vieques, Humacao).
- Depots should have both distribution and transmission spare equipment to meet all the needs of the facilities and infrastructure that it will serve.

Given PREPA has two existing depots at Palo Seco and Ponce, it is recommended that, if feasible, these be used as two of the five centralized depots, although they will require additional hardening, environmental controls, and modernization. Specifically, an assessment of the Palo Seco depot (General Store #11 and Engineering Warehouse #5) should be conducted to determine if it can be appropriately hardened or if it needs to be relocated because it is in a tsunami flood area.

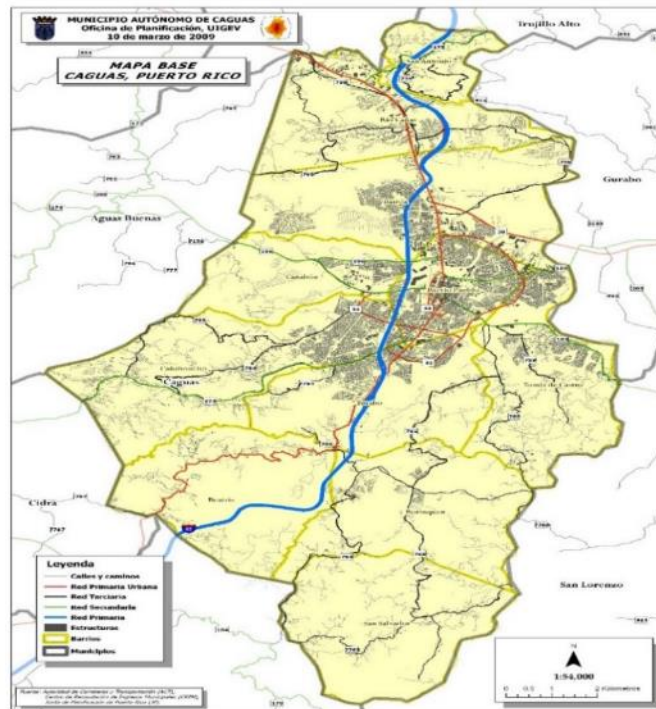
If relocation is determined necessary, one potential location for a new depot is the Municipality of Caguas as it is a central municipality with access to both the north and the south of the island via Highway 52.

Figure 6-6. Map of Palo Seco Plant and Depot in Flood Area



Source: PREPA, December 20, 2018.

Figure 6-7. Map of Caguas (Potential Palo Seco Depot Relocation)



Source: PREPA, December 20, 2018

In addition to the Ponce depot and Palo Seco depot (or relocated depot at Caguas), potential locations for the other three depot sites that would require new construction include:

1. Eastern Puerto Rico at Roosevelt Roads (new site on Commonwealth land with plenty of land, airstrip, and port)
2. Northwest corner between Aguadilla and Mayagüez (new site near freeway system from northwest of Ponce, and Port of Mayagüez)
3. East of San Juan such as Sabana Llana (plenty of land, near freeway system, port of San Juan, and International Airport)

Importantly, the results of the Palo Seco relocation assessment will also determine the capacity needed for this depot. If the depot is relocated to Caguas and has significant capacity, the Sabana Llana depot may not be needed. A more detailed study of existing and required depots and staging sites will need to be completed to further refine these locations and the cost estimate.

Train to, Table Top, and Exercise to the ERP, Mutual Assistance, and Supply and Logistics Plan

Training and exercising to the ERP, Mutual Assistance Plan, and Supply and Logistics Plan will be critical to Puerto Rico's preparedness for future hurricanes and other emergency events. It is through training and exercises that PREPA personnel and other stakeholders will have the knowledge, skills, and abilities needed to perform the tasks identified in the Plans.

While PREPA has provided certain emergency response training to staff at five locations (Monacillo, San Juan Power Plant, Palo Seco Power Plant, Cambalache Power Plant, and Costa Sur Power Plant) and is in the process of training other grid operations personnel, training should be expanded to cover all the plans described previously and provided to all staff at PREPA. Training and exercises should be provided on a regular cycle, including on an annual basis and when the plans are updated.

Specific tasks that should be completed prior to the 2019 hurricane season include:

- Develop a training plan with topics, dates, and the required participants.
- Execute the training plan and provide training on the updated PREPA Emergency Response, Mutual Assistance, and Supply and Logistics Plans to expanded sets of PREPA personnel.
- Develop and provide education and outreach materials related to the plans.
- Conduct an emergency response, scenario-based walk through (table top) of a Category 4 hurricane approaching, making landfall, and leaving a wake of destruction to validate the ERP, Mutual Assistance Plan, and Supply and Logistics Plan.

PREPA and supporting entities should also conduct “after action” evaluations post-hurricane(s) to learn from problems encountered. This training cycle should be repeated annually.

Cost Estimates

The major investment areas for emergency preparedness include:

- Spares, Trucks, and Equipment (Hurricane Season 2019): \$20 million
- Depot and Staging Areas (Modernized Grid): \$50 million
- Required Spares (Critical and long lead time) to support 5-6 weeks (Modernized Grid): \$20 million
- Lifecycle Replacement of Trucks and Equipment (Modernized Grid): \$15 million
- Emergency Response and Mutual Assistance Plans: \$4 million
- Supply and Logistics Planning: \$3 million

Table 6-2. Emergency Preparedness Major Investment Areas (\$M)

Major Investment Areas	Cost (\$M)
<i>Spares, Trucks, and Equipment (Hurricane Season 2019)</i>	\$ 20
<i>Depot and Staging Areas (Modernized Grid)</i>	\$ 50
<i>Required Spares (Critical and long lead time) to support 5-6 weeks (Modernized Grid)</i>	\$ 20
<i>Lifecycle Replacement of Trucks and Equipment (Modernized Grid)</i>	\$ 15
<i>Emergency Response and Mutual Assistance Plans</i>	\$ 4
<i>Supply and Logistics Planning</i>	\$ 3

Source: GridMod Plan Funding Analysis

As described throughout this section, these are high level estimates based on the information available at the time of drafting this plan. Many components of this estimate required the Working Group to make assumptions regarding the current and future state of the grid. Additional study and analysis is needed to refine this estimate.

6.3 Regulatory & Policy

The overall GridMod Plan calls for the transformation of the Puerto Rico energy system, with substantial investment in a hardened and more reliable T&D system, and with a significant shift to renewable and distributed generation resources. The transformation envisions increased reliability and resiliency with replacement of unreliable and inefficient peaking and intermediate-load fossil generation with more flexible and efficient resources, greater reliance on LNG as a fuel source, and a more dispersed, fuel-diverse generation portfolio on the island.

For the successful implementation of the GridMod Plan, it is necessary to examine and address several regulatory requirements and policy issues (such as the industry codes and standards, the IRP and RPSs), discuss potential regulatory reforms and solutions, highlight pros and cons of different options, and outline an implementation roadmap to follow. The Working Group's analysis and recommendations in this area are discussed in the following sections.

Codes and Standards

Supported by industry subject matter experts, COR3 and PREPA are working to identify commonly accepted industry codes and standards and draft additional criteria to govern the design and construction for the new energy system. This effort includes the review and updating of PREPA's current standards to align with accepted industry standards for improved reliability, resiliency, and maintainability for Puerto Rico's power grid. The Energy Sector Office is providing the required codes and standards documentation to FEMA, as required to satisfy the eligibility review of requested funding for permanent projects.

Codes and Standards Design Criteria Documents (DCDs) are under development for the following disciplines: distribution, transmission, protection and control, substations, civil/structural, and communications. The Codes and Standards Team is reviewing and updating PREPA-specific design documentation and drawings and creating new definitions and drawings where needed. The drawings are designed to provide uniformity in design and construction of electrical components, and to detail material and construction requirements that will be used in constructing new facilities. The codes and standards documents will also serve as specifications for procurement of engineering and construction firms.

Integrated Resource Plan (IRP)

PREPA has developed an IRP to guide its near, intermediate, and long-term resource development and procurement activity. Under Puerto Rico Energy Bureau (PREB) regulations and pursuant to Act 57-2014, PREPA is required to complete an IRP every 3 years.

The IRP must consider the following:

- A range of reasonable resources to meet PREPA's demand over a 20-year period
- A range of load conditions
- Evaluate both supply-side and demand-side resource options
- Include a 5-year Action Plan to guide resource procurement following IRP approval

PREPA has retained Siemens to assist with the analytic work in developing its IRP. Siemens released the preliminary drafts and analysis in late September-October 2018 and on February 13, 2019 filed its IRP for review by PREB. As the IRP results envision a substantial shift toward renewable energy resources and battery storage technology, PREPA also examined transmission and deliverability considerations related to widescale renewable and storage resource deployment.

On March 14, 2019, PREB issued a Resolution and Order which directed PREPA to revise the February 13, 2019 IRP to cure a number of procedural issues, and to complete additional and revised analyses to make the IRP fully compliant with PREP's regulations and previous orders. PREPA submitted a revised IRP on June 7, 2019, which resulted in some changes to PREPA's IRP, particularly in areas related to near-term renewable resource expansion, the extent to which LNG-fueled thermal generation is feasible and cost-effective, and the ultimate definition and implementation of islandable grids. The IRP results indicate a strong transformation of the Puerto Rico energy mix away from oil-fueled generation toward solar powered generation. For fossil generation, the IRP envisions substantially higher use of LNG as a fuel source, with one to three ship-based LNG terminals, and a potential land-based LNG terminal in the San Juan area.

The IRP details a 5-Year Action Plan, which outlines a series of steps PREPA proposes to follow to implement results from the IRP. Under current PREB rules, PREPA generation procurement activity must be consistent with the Action Plan.

The IRP Action Plan Includes the Following Steps:

- **Maximize the rate of installation of solar PV generation for the plan's first 5 years (2019 to 2023).** PREPA plans to install up to 1,800 MW of solar PV from 2019 to 2023. RFPs will be issued for blocks of approximately 250 MW of solar PV. The actual amount installed will depend on the bid pricing received and PREPA's ability to interconnect the projects in an efficient manner.
- **Install 920 MW of battery energy storage in the first 5 years of the plan.** The amount of battery storage installed varies with the degree of solar penetration and is also influenced by regulatory policy such as the approach taken for renewable energy curtailment. Here again, the recommended action places Puerto Rico on a path toward a more diverse and decentralized energy system, with improved economics and reliability.

EXHIBIT A

- **Convert San Juan 5 & 6 combined cycle (CC) to burn natural gas.** This is a transition activity to improve reliability and economics at San Juan 5 & 6, and to improve generation reliability in the San Juan area.
- **Install new gas turbines (GTs) capable of burning containerized natural gas.** The Action Plan includes replacement of existing peaking resources at various locations across the island, with new peaking resources, or with more flexible reciprocating engine technology. The peaking resources were critical in providing local area support post-Hurricane Maria and are an important supply source to support the concept of islandable grids in Puerto Rico. However, across the peaker fleet there are availability and reliability deficits, so fleet replacement is critical to achieve industry standard levels of reliability and resiliency on the island.
- **Develop a land-based LNG terminal in San Juan to supply a new CCGT and San Juan 5 & 6 CC.** This action is designed to create a more sustained and economic fuel solution for the northern part of the island, with LNG supply able to provide natural gas at Palo Seco and San Juan.
- **Install a CCGT at Palo Seco** to improve reliability and resiliency in the San Juan area, and to improve overall economics for PREPA ratepayers. This is a robust decision across all IRP scenarios.
- **Extend a renegotiated contract with EcoEléctrica, or alternatively, install a CCGT at Costa Sur upon EcoEléctrica contract expiration.** The IRP Action Plan envisions contract extension at EcoEléctrica at a reduced price compared to the current PPOA. The Action Plan also suggests pursuing development activities for a replacement CC at Costa Sur so PREPA is positioned to procure needed efficient generation in the event that negotiations with EcoEléctrica prove unsuccessful.
- **Develop a ship-based LNG terminal at Mayagüez.** The existing peaking resources at Mayagüez are the most efficient simple cycle plants in PREPA's fleet, so it is economic to bring ship-based LNG to fuel those resources.
- **Develop a ship-based LNG terminal at Yabucoa.** Under the Action Plan, this terminal would fuel a CCGT in the Yabucoa or Caguas area to improve reliability and resiliency in the northeast part of the island, including San Juan.
- **Install a CCGT at Yabucoa, or Mayagüez.** The IRP Action Plan includes a CCGT unit at Yabucoa including development of a ship-based LNG terminal. The plan also suggests pursuing development activities for a CC at Mayagüez as a hedge in case development or LNG procurement at locations such as Yabucoa are not successful.
- **Upgrade the transmission network to support an islandable grid.** The IRP also includes the concept of islandable grids. This concept is advanced as a way to improve overall electric reliability on the island, especially in the event another strong hurricane occurs. Both scenarios include substantial transmission system investment to support the potential implementation of islandable grids.

The Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019 puts Puerto Rico on a path toward 100% renewable energy by 2050. Implementation of this law will further change the IRP and the Action Plan.

As the IRP is the official resource plan for PREPA and for Puerto Rico, the GridMod Plan implementation will be adjusted based on the final plan approved by PREB. The regulatory issues discussed below apply as implementation concerns, regardless of the exact form of the final IRP.

Future State

The overall GridMod Plan envisions substantial investment in new renewable energy and energy storage facilities, and substantial expansion of LNG import capability. Additional Puerto Rico energy policy initiatives also envision increased private sector investment activity in the generation sector, with targeted private ownership of new renewable, storage, and fossil generation resources, and potential privatization of existing generation.

The GridMod Plan's regulatory and policy section is intended to identify key areas where policy reforms or development are likely needed to ensure that the IRP result can be implemented as effectively and efficiently as possible. Many of these areas will also be addressed during implementation of the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019.

A key goal of this initiative is to identify areas where potential challenges are likely to be encountered in transforming the Puerto Rico electric system, and to examine policy and regulatory changes that will help to overcome or offset those challenges. Many areas of potential challenge arise due to a greater reliance on private and competitive forces in the industry.

Implementation Roadmap

Specific areas where regulatory initiatives should be examined are discussed in the following sections. Estimated costs for implementing regulatory changes are \$12 million.

Transmission Interconnection Process and Studies

With a plan to develop substantial solar PV generation on the island, the issue of providing non-discriminatory interconnection and transmission access is an important policy area. In mainland US markets where substantial solar power plant development activity has occurred, the magnitude of project requests for interconnection studies and for transmission access has quickly overwhelmed host utility companies and independent system operators tasked with completing interconnection studies. This occurred because transmission access and interconnection capability are key milestones affecting successful project development, and relatively long lead times are needed to study the transmission system and make deliverability and network upgrade evaluations. This causes project developers to take out options on land for project sites, develop engineering drawings and details, and submit requests for interconnection studies. In many situations, the requests may vary and cover multiple project configurations, which require multiple transmission studies.

To ensure PREPA is not overwhelmed with interconnection study requests, causing delay and uncertainty in project development cycles, it will be beneficial to examine current regulatory policies and processes governing interconnection options to ensure the process is fair, non-discriminatory, and

efficient. Under the rules, any generator with a rated capacity greater than 5 MW is considered a producer of large-scale energy, and its interconnection is assessed under a power purchase process (power purchase agreement) or other services, as applicable.

The interconnection rules for DER projects of 5 MW or less connecting to the transmission grid require that PREPA complete an interconnection assessment within 120 days of receiving a completed request. For DER projects 1 MW or less connecting to PREPA's distribution system, the interconnection rules provide faster timeframes, with projects that are 10 kW or less receiving the fastest review. The rules also outline required documentation that must be submitted by project developers and a process for working with PREPA in cases where additional documentation is needed.

Utility-scale solar projects are often greater than 5 MW in capacity, averaging 60 MW per project in the US mainland. It would be disadvantageous to PREPA ratepayers to procure large-scale solar resources through a net energy metering (NEM) program.

These interconnection rules are subject to revision with passage of the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019. Successful implementation of generation transformation will require Puerto Rico to examine interconnection processes and to develop standardized policies and procedures for addressing the interconnection for projects developed to sell power to PREPA through power purchase agreements, feed-in tariffs, or other procurement mechanisms.

For Puerto Rico to integrate large amounts of solar generation, it will not only be important for the interconnection rules to allow fair, non-discriminatory transmission access, but also to create a rational queuing and study process so that PREPA can realistically and efficiently manage the process.

In developing the overall interconnection process, there are some considerations that should be examined and potentially adapted based on studies and approaches that have proven successful in other jurisdictions:

- Establish standard fee schedules for interconnecting projects that do not trigger network upgrades or related transmission reinforcement.
- Develop pre-application reports, available to project developers for a set fee, that provide summary interconnection and transmission information at a given location.
- Post information about preferred interconnection points, both from cost and process review timeline perspective.
- Posting line/substation capacity ratings and technical information for review and use by project developers can be beneficial in having projects sited in preferred electrical locations. Studies indicate providing this information in advance also reduces project cancellations, so it has potential to reduce interconnection study workload for PREPA and to focus resources on projects most likely to successfully interconnect.
- Provide fast-track interconnection process based on project size/favorable location. Develop a tiered screening process for projects requiring more detailed review.

- Publish equipment cost list for common interconnection investments. Publish typical interconnection cost for similarly sized/situated project.
- Develop cost-sharing allocation process for common interconnection upgrades (funded initially by first project interconnecting, but proportional cost sharing for subsequent interconnections).

Renewable Project Site Selection

Another key challenge in transforming the Puerto Rico energy system toward a more resilient, distributed energy system, focuses on siting new generation in the most beneficial locations. The Working Group expressed a goal of designing a collector system approach for interconnecting solar PV and battery projects.

Under this approach, private solar projects under development will be encouraged, and potentially incented, to locate in areas that facilitate connection to common substations so that several projects interconnect at the same place.

This approach allows for more rational T&D system planning, and for faster integration of renewable resources on the island. It will also improve the efficiency of system operations as those resources are integrated. This is another key area of regulatory policy development in terms of supporting a planning process that uses a collector system design, and in ensuring the interconnection process and potential cost allocation/tariff/incentive structure guides generation developers to follow that process.

Policy options to consider in this area include:

- What policies/incentives are needed to provide incentives for generators to interconnect at preferred locations? Adequate incentives may be developed through interconnection cost differences, or application of penalties or bonuses to encourage interconnection at preferred locations.
- To what extent can preferred scoring mechanisms in RFP processes conducted by PREPA be used to both limit the number of needed interconnection studies, and to create adequate incentives for use of preferred interconnection locations?
- Would a feed-in-tariff structure be advantageous in Puerto Rico in providing incentives to renewable projects to connect in preferred sites and in attracting desired levels of renewable energy development?
- How have other jurisdictions addressed this issue?
- How will interconnection costs be allocated to projects if PREPA builds a collection system and substations in advance of project development, or oversized relative to queued projects?

Commercial and Residential Solar Development

With substantial anticipated solar expansion on the island, it will be necessary and beneficial to have a portion of those resources use rooftop commercial and residential sites, rather than relying wholly on utility-scale solar projects developed on greenfield sites. As the island's geography has many areas with steep incline and/or robust vegetation, it appears that siting of large-scale solar may encounter some challenges, or at least higher costs. The Working

Group believes it will be beneficial to explore regulatory policy options to maximize the use of rooftop solar, provided it is not cost prohibitive and provided that its development is not harmful to PREPA customers unable to participate. For example, PREPA's IRP forecasts 362 MW of customer-owned solar expansion by 2029, and 807 MW by 2038.

COA HIGHLIGHT

ENR COA-027: Establish regulations to transform the energy sector

In many jurisdictions, rooftop solar adoption has occurred through NEM programs, particularly for residential solar expansion. NEM is attractive for residential customers, because it eases implementation of solar panels at the residential sites and is convenient for customers. The effective pricing level for solar energy production in an NEM framework is the fully embedded cost of service for each affected customer class.

This pricing level provides a subsidy to NEM customers because they are compensated at levels that reflect utility system T&D embedded costs, in addition to the generation cost. This is a positive incentive for customers able to afford residential solar systems at their home or business. However, for customers who cannot afford solar, or who reside in apartments or condominiums that do not allow them to install their own solar technology, an NEM program can create a cost-shifting that disadvantages them. As part of the transformation strategy, another area of potential regulatory action is to examine the design of an NEM, or a commercial and residential solar pricing structure that leads to economically advantageous siting of residential and rooftop solar, but that does not unfairly shift costs to lower income classes of consumers, or consumers who are unable to participate in NEM programs.

Many states and jurisdictions globally are reexamining the remuneration of solar at the grid and at the individual customer level to develop tariff schemes that more accurately pay for DER based on their locational value while balancing the cost passed on to all customers. There are numerous efforts in the US and around the world to reexamine distributed solar tariffs principally structured as net metered schemes to develop more sophisticated compensation based upon localized value.³⁸ Developing seamless interconnection and modern compensation schemes will be critical steps in the regulatory and policy path toward a grid designed to integrate more renewables.

³⁸ See for example the ongoing Value of Distributed Energy Resources" or "VDER" New York Department of Public Service, Case # 15-E-0751.

The Working Group believes multiple policy options should be explored to address the following:

- How have current net metering policies in Puerto Rico succeeded, and how have they failed?
- What is the best way to implement the NEM program outlined in the Puerto Rico Energy Public Policy, Act 17-2019?
- What policies will provide the appropriate incentives for location and sizing, and minimize cross-subsidization?
- What alternatives to NEM have been implemented or studied in the industry, and how could those translate to use in Puerto Rico?
- If FEMA funds rooftop solar, what policies on ownership need to be put in place? Would this be an opportunity to enable low income customers to participate in rooftop solar?
- Should Puerto Rico further develop its community solar options so that residents living in condominium or apartment complexes (or are otherwise unable to participate in rooftop solar programs) are better able to participate in solar energy procurement programs?

PURPA Compliance

To date, PREPA and Puerto Rico have not seen widescale project development occurring pursuant to the Public Utility Regulatory Policy Act of 1978 (PURPA). Under PURPA, renewable energy projects with a capacity of 80 MW or less may be eligible to obtain Qualifying Facility (QF) status. With QF status, a project may be entitled to sell capacity and energy produced by the project to PREPA at an avoided cost rate. With the intended expansion of renewable energy resources on the island, a number of projects could seek QF status to sell output to PREPA at avoided cost. It is in the interest of Puerto Rico to procure renewable resources through a competitive process, rather than through a PURPA compliance-based process.

PURPA compliance is implemented at the state level, with oversight from the FERC. Puerto Rico falls under the state definition under PURPA. In states where renewable projects have received avoided cost type payments, avoided cost is typically calculated based on the marginal cost of energy and capacity for the purchasing utility. In Puerto Rico, this approach could result in paying avoided cost rates that are calculated based on oil-based fuel costs, which would result in overpayment to renewable QF resources. Such an approach would be a deterrent to efficient reconstruction and transformation of the Puerto Rico power system. The Working Group believes this issue should be examined in a regulatory process and that PURPA compliance strategies should be developed, followed by appropriate regulatory filings with FERC.

Key questions to examine in the regulatory proceedings include:

- What is an appropriate avoided cost approach for Puerto Rico? FERC has accepted technology-specific avoided cost approaches that Puerto Rico may want to explore.
- What other policy options should be adopted to avoid overpaying for QF projects? Another potential PURPA compliance strategy is to use RFP processes to select the most competitive project(s), and the bid price of the winning project is determined as its avoided cost.
- What FERC filings are needed to implement preferred policy options?

Regulatory Model

Puerto Rico's overall regulatory and ratemaking structure is complicated by the current bankruptcy, privatization, and liberalization initiatives, and by the introduction of FEMA public funding of a portion of investments. Anticipated increases in microgrid development, independent power producers, and potential cooperative formation further complicate future regulatory direction.

As an area of potential regulatory reform, the current regulatory structure may require examination in order to outline how that structure will work with a transformed Puerto Rico energy system. In alignment with ENR COA-027, it may be beneficial to make modifications to the regulatory structure to more efficiently accommodate the transformation.

As part of this evaluation, the examination and adoption of key features of alternative regulatory models and regulatory changes being implemented in the US mainland may prove beneficial in Puerto Rico.

Jones Act Options

The Merchant Marine Act of 1920, also known as the Jones Act, was originally designed to create a safe network of merchant mariners within the US after World War I in reaction to the US fleet being destroyed by the German navy. The Jones Act requires all goods shipped between US ports to be transported by US vessels (and operated primarily by Americans). The act is meant to ensure the US has a merchant marine fleet that can transport goods between US ports, increase national security during war times, and support a US maritime industry. The Jones Act also outlines the maritime industry's responsibilities regarding the safety and well-being of crew. It safeguards the rights of sailors from being exploited and requires compensation for injuries due to employer negligence and outlines safety requirements.

Under the Jones Act, any vessel can enter Puerto Rico. However, for the transportation of goods between two US ports, that shipping must be carried out by a vessel that was built in the US and operated primarily by Americans. The law also restricts transportation from foreign vessels, if those vessels also have stop-off deliveries in other US mainland ports.

Some studies have indicated that shipping costs to Puerto Rico are materially higher because of the Jones Act. As the Working Group envisions substantial imports of LNG, and of capital equipment to complete the transformation effort, a waiver of the Jones Act has potential to significantly lower the

EXHIBIT A

cost of grid modernization in Puerto Rico. Requirements of the Jones Act were waived by the Trump Administration following Hurricane Maria, but that waiver lasted only 10 days and was not renewed or extended.

Absent legislation, a longer-term waiver requires a request from the Department of Defense that the waiver is needed for national defense, or a finding by the US Maritime Administration that there is a shortage of Jones Act-compliant vessels. In addition, the Secretary of Homeland Security must also declare the waiver to be in the interest of national defense before it is issued. Those are steep hurdles and would require substantial cooperation from the federal government. A waiver may be possible for LNG imports, as there are currently no Jones Act-compliant vessels in operation or under construction

Alternatively, the Jones Act could be revisited legislatively, and the option of waiving the act's requirements for Puerto Rico considered. Recently, the Puerto Rico House announced it would ask the US Congress for a permanent waiver. Previous legislative measures seeking to provide a permanent Jones Act waiver to Puerto Rico, introduced in the US Senate following Hurricane Maria, have not advanced toward legislation. The Working Group will monitor activities contemplating a Jones Act waiver and will also develop potential cost savings estimates for Puerto Rico, if a permanent waiver were granted.



CONCLUSION AND NEXT STEPS



7. CONCLUSION AND NEXT STEPS

In this GridMod Plan, the Working Group has detailed the repair, rebuild, and reconstruction programs and capital expenditures needed in the Puerto Rico energy sector. These reconstruction programs are needed to repair and rebuild permanent damage of the Puerto Rico power system caused by the destructive Hurricanes Irma and Maria in late 2017, and to achieve industry standard reliability and resiliency. The GridMod program outlined in this plan recognizes the unique geography and demography of Puerto Rico, and the challenges those features create in providing industry standard levels of electric reliability and resiliency.

The reconstruction strategy in the GridMod Plan embraces technologies that performed well during the hurricanes and replaces technologies that failed. The reconstruction strategy also develops a more decentralized power system in Puerto Rico, tailored to the island's geography, demographics, and population dispersion, and uses a greater degree of DER and microgrids in tandem with a rebuilt and strengthened T&D system. This rebuilt system will prove much better able to withstand and react to future hurricane events, will preserve investments already made by FEMA (and other funders), and will enable Puerto Rico to enjoy electric system reliability and resiliency at performance levels much closer to industry standards.

Importantly, the strategy reflected in this plan also recognizes the significant changes required in "People, Process, Organization, and Performance" areas that drive utility operations. Further, the amount of change that will be introduced to legacy "ways of working" and related organizational cultures will be significant and will need to be actively managed as detailed project plans for these initiatives are developed.

Next Steps

The Working Group recognizes that there are several technical areas where further study and refinement would be beneficial after publication. In those cases, COR3 will continue to collaborate with PREPA to ensure needed studies and analyses are completed. A key example of this is the PREPA IRP, which was filed with PREB in February 13, 2019 is undergoing further revision pursuant to PREB review and direction. In addition, a more detailed breakdown of and next level planning for both the T&D grid, technology and business readiness workstreams will be undertaken. This will help prioritize projects based on need and value/benefit to PREPA and the overall energy sector. Programs specified in the GridMod Plan will be used as a guide for the ESO and PREPA to execute the energy sector recovery and reconstruction program.

Under COR3's direction and oversight, the GridMod Plan will be used to develop Project Worksheets for review and potential funding by FEMA; as necessary, alternative funding sources will also be evaluated. The Working Group has provided an initial categorization of funding sources and COR3 is committed to working closely with FEMA and other stakeholders to find the best path forward to reconstruct a Puerto Rico power system capable of providing industry standard levels of reliability and resiliency to the people of Puerto Rico.

Key activities post-publication of the GridMod Plan includes:

- **Stakeholder Roadshow** – Key Puerto Rico stakeholders will be identified and engaged so they fully understand the benefits of the GridMod Plan to the island. It is imperative that Puerto Rico’s influential groups/organizations link the power system modernization as the primary driver of economic development for the island. Reliable energy together with telecommunications, water, and transportation are considered lifeline systems—as identified in the Governor’s Recovery Plan. The GridMod Plan is Puerto Rico’s plan to “transform the energy system to ensure customer-centric, affordable, reliable, and scalable electricity that incorporates more renewables, microgrids, and DER; can drive new businesses and employment opportunities; and can support residents’ well-being.”
- **Emerging Technologies R&D Center** – COR3 will embark on activities to establish a center (preferably with one of the major universities in Puerto Rico) to provide an avenue to fully support validation and verification of systems and enabling technologies.
- **Detailed Capital Planning for PREPA’s Energy System** – Using the GridMod Plan as a basis, COR3 will work with PREPA to solidify the next level planning, schedule, and budget for PREPA’s energy system with consideration to various scenarios. These plans will drive the capital deployment and execution efficiency of the reconstruction efforts.
- **Detailed Capital Planning for PREPA’s Technology and Communications Infrastructure** – Using the technology-centric programs outlined in the GridMod Plan, COR3 will work with PREPA’s technology teams to detail the sequencing and integration of IT/OT systems, communications networks upgrades, and their associated cybersecurity activities.
- **Emergency Preparedness** – The 2019 storm season is fast approaching; preparedness is a foundational aspect of ensuring that ongoing investments in the reconstruction efforts to transform Puerto Rico’s energy system are harmonized with organizational effectiveness in emergency planning and execution.



APPENDIX



APPENDIX A. GLOSSARY

Term	Definition
Advanced Distribution Management Systems (ADMS)	An ADMS is a grid management platform that integrate distribution operations with outage management and SCADA systems, maintaining a single as-operated model of the distribution network that is based off of the as-built model.
Automated Feeder Switching (AFS)	Process that automatically isolates and reconfigures faults along the distribution or transmission system via sensors, controls, switches and communication systems in order to limit outages.
Asset Management System (AMS)	AMS provide utilities with a means of managing infrastructure components to extend service life, reduce maintenance costs, and address potential failure points.
Cable	A conductor with insulation, or a stranded conductor with or without insulation and other coverings (single-conductor cable), or a combination of conductors insulated from one another (multiple-conductor cable).
Capacity	The maximum output of electricity that a generator can produce under ideal conditions.
Circuit	A conductor or system of conductors through which an electric current is intended to flow.
Combined Cycle (CC)	A form of power generation that captures exhaust heat often from a CT (or multiple CTs) to create additional electric power beyond that created by the simple CT and enhance the overall efficiency of the unit by producing more output for the same level of input.
Combined Cycle Gas Turbines (CCGT)	Generation technology that uses gas-fired turbines to create energy and then captures resulting heat waste to create steam, which powers steam turbines to increase energy output and efficiency.
Combustion Turbine (CT)	A form of power generation that forces air into a chamber heated through the combustion of a type of fuel (often diesel or natural gas) which causes the heated air to expand and power the circulation of a turbine that spins an electric generator to produce electricity.
Conductor	A wire or combination of wires not insulated from one another, suitable for carrying electric current.
Customer Information Systems (CIS)	The utility customer information system (CIS) market is composed of utility companies looking for commercial off-the-shelf software packages that address business-critical utility meter-to-cash (M2C) and customer service business processes. M2C functions covered include: account maintenance, order processing, product/service management, rate design, billing, credit collection, accounts receivable, statement preparation, and payment processing.
Damage Assessment & Emergency Response Tools	Centralized platform with mobile components to assess and respond to system emergencies. These system coordinate assets, people, and technology to more efficiently responds to disasters.
Data Analytics	Applications and systems drawing insights from raw information sources grounded upon improved assets, grid operations, and customer systems such as: DER, DR.
Data Center	Centralized location of computer systems and communications systems.
Disconnect Switches	Disconnect switches or circuit breakers are used to isolate equipment or to redirect current in a substation.
Distribution Communications	Communication systems providing monitoring and control of distribution assets in substation, feeders, and customers.
Distributed Energy Resources (DER)	Physical and virtual assets that are deployed across the distribution grid, typically close to load, and usually behind-the-meter, which can be used individually or in aggregate to provide value to the grid, individual customers, or both.
Distributed Energy Resource Management System (DERMS)	DERMS enables optimized control of the grid and DER (to the extent that a utility may be able to dispatch and control DER). To minimize disruptions and the presence of phantom loads, utilities need to manage the grid more proactively. Common use cases include volt/volt-ampere reactive (Volt/VAR) optimization, power quality management, and the coordination of DER dispatch (when possible) to support operational needs.
Distribution System	A system that originates at a distribution substation and includes the lines, poles, transformers, and other equipment needed to deliver electric power to the customer at the required voltages.
Distribution Management System (DMS)	A DMS is a suite of application software supporting electric distribution system operations. These may consist of real-time, simulation, and static engineering applications.
Demand Response Management Systems (DRMS)	DRMS helps utilities manage DR programs and improve program ROI. It allows utility operators to view and add to the database of loads available for DR, to call events and/or issue pricing signals, and to perform the measurement and verification after events to determine how much customers need to be compensated for reducing their load.

EXHIBIT A

Term	Definition
Electric Circuit	Path followed by electrons from a power source (generator or battery) through an external line (including devices that use the electricity) and returning through another line to the source.
Emerging Technologies Testing and R&D Center	Validation and verification of technology and its application within the PR grid, focused upon meeting functional and integration requirements and training next generation workforce.
Energy Efficiency (EE)	Any number of technologies employed to reduce energy consumption. Examples include more efficient lighting, refrigeration, heating, etc.
Energy Management System (EMS)	An EMS interacts with generation and grid assets via SCADA to perform grid operations.
Enterprise System Bus (ESB)	An ESB is fundamentally an architecture, set of rules and principles for integrating numerous applications together over a bus-like infrastructure. An ESB provides handling of data from separate systems to independent dissimilar. Example would be meter outage data to and Outage Management System.
Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR)	FLISR technologies and systems involve automated feeder switches and reclosers, line monitors, communication networks, DMS, outage management systems (OMS), supervisory control and data acquisition (SCADA) systems, grid analytics, models, and data processing tools. These technologies work in tandem to automate power restoration, reducing both the impact and length of power interruptions.
Feeder	A circuit, such as conductors in conduit or a busway run, which carries a large block of power from the service equipment to a sub-feeder panel or a branch circuit panel or to some point at which the block power is broken into smaller circuits.
Fossil Fuel	A fuel source that is derived from the decomposition of plant and animal matter under the ground. Typically, coal, oil, and natural gas fall under the definition of fossil fuels.
Generation	Refers to the amount of electricity that is produced over a specific period of time.
Geographic Information System (GIS)	GIS consisting of a database of assets location, characteristics, and interdependencies. A GIS captures, stores, manipulates, analyzes, and manage all types of geospatially referenced data.
Historian	Historian is a time series data used to collect and store status point from all grid devices, providing a platform to examine data from multiple perspectives based upon a historical view for planning, analysis, and verification of performance.
Integrated Resource Plan (IRP)	The process of projecting future energy demand, and analyzing current and future energy, transmission, and distribution resources to plan to meet such future demand at minimized cost to the system owner/operator and its stakeholder.
Meter Data Management System (MDMS)	A MDMS is a software application that accepts the input of data from utility meters, validates that data, and makes the data available for use in other applications.
Microgrids	A group of interconnected loads and DER within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. A microgrid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island mode.
Mobile Work Management System (MWMS)	Software tool designed to help improve efficiencies of team work. Specifically related to prioritization, documentation, and flow of work in the field.
Oil Circuit Breakers	Oil circuit breakers are used to switch circuits and equipment in and out of a system in a substation.
Outage Management System (OMS)	OMs are software applications, often integrated with other utility applications, used to detect, diagnose, and plan assistance in the restoration of power during an outage.
Photovoltaics (PV)	Method of converting solar energy into direct current electricity using semiconducting materials that exhibit the photovoltaic effect.
Power Purchase Operating Agreement (PPOA)	A contract between PREPA and an energy producer (the "counterparty"). The counterparty agrees to produce electricity and to operate the resource that produces that electricity for PREPA over a specified period of time. PREPA agrees to pay for the energy produced (and associated Green Credits as applicable).
Radio Frequency Mesh (RF Mesh)	A communications network (typically used in AMI) consisting of nodes, relays and access points that are interconnected to form a "mesh topology."
Renewable Portfolio Standard (RPS)	An energy policy which specifies the proportion of the energy mix that must come from renewable resources for an electricity provider. Typically, an RPS will require a certain age of renewables be used (on a capacity or energy basis) by a certain year in the future.
Right of Way (ROW)	The legal right, established by usage or grant, to use land for the purpose of expansion or maintenance of services such as transportation, electrical lines or gas pipelines.
SCADA Communications	Communication systems providing monitoring and control of transmission and substations assets.

EXHIBIT A

<i>Term</i>	<i>Definition</i>
Substation	A high voltage electric system facility used to switch generators, equipment, and circuits or lines in and out of a system, as well as to change voltages from one level to another or current.
Transformer	Converts the generator's low voltage electricity to higher voltage levels for transmission to the load center.
Transmission System	Series of towers and wires that transmit high voltage electricity from the generation source or substation to another substation in the electric distribution system.
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	Refers to computer-based control systems used in a wide variety of industrial monitoring and process control applications used in many industrial and utility applications. SCADA systems generally include specific types of sensing, control, and computing devices connected by some form of local or wide area network communications.
Voltage	The effective potential difference between any two conductors or between a conductor and ground.

Energy Sector Courses of Action	Transformation Categories									
	Trans & Subs	Dist	Gen & Fuel Infra	Grid & DERs	Tech	Sec	Sys Ops	Emer Prep	Policy & Regs	Ops Eff
COA-001 <i>Establish and Enforce Best Practices for Electricity Grid</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	All of the transformation categories are directly or indirectly affected by the establishment and enforcement of grid standards aligned with industry best practices tailored to the unique conditions in Puerto Rico as recommended by ENR COA-001. Extensive review of codes and standards that are currently in effect will have to be completed and considerations to the upgrade of these codes and standards need to consider the reliability and resiliency requirements for the trasformed energy system.									
COA-002 <i>Design, Build, and Maintain “Islandable” Portions of the Electrical Grid</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
	ENR COA-002 entails the design and creation of “islandable” or sectionalized grids that can balance generation and load to continue delivering locally generated electricity if sections of the transmission grid fail. Modifications to the transmission, substations, generation controls and corresponding technology to coordinate the control of the “islandable” grids are essential elements to consider. Once fully integrated, “islandable” grids will be a major part of PREPA’s emergency preparedness plan.									
COA-003 <i>Harden Supporting Infrastructure for the Electricity System, Including Communications</i>	✓	✓			✓	✓	✓			
	ENR COA-003 involves strengthening the electricity system by hardening supporting infrastructure, such as control centers, communication systems, and collection systems. Implementation plans within this report includes an assessment of existing communication infrastructure that supports grid monitoring and control functionality. Hardened and redundant (with diverse communications paths) control centers are key enablers for resiliency and efficient grid operations.									
COA-004 <i>Perform Routine Operations and Maintenance Informed by Periodic Risk Assessment</i>	✓	✓	✓		✓	✓	✓			
	ENR COA-004 aims to improve O&M with ongoing risk assessments and predictive maintenance. In the operational efficiencies and technology categories discuss tools and practices that support periodic risk assessments that will inform maintenance of the electrical system.									
COA-005 <i>Design and build hardened grid assets to support critical infrastructure</i>	✓	✓			✓	✓	✓			
	ENR COA-005 prioritizes the hardening of electricity and distribution assets. Programs/initiatives are outlined to design assets that enable rapid response time for electricity to support other critical infrastructure. Although focused on the distribution assets, the tie to the transmission and substation assets are also addressed.									
COA-006 <i>Improve Grid Assets’ Resilience to Flooding</i>	✓	✓					✓			
	ENR COA-006 prioritizes hardening the grid to flooding. As recommended by this COA, transmission, substations, and distribution programs/initiatives include (1) altering siting requirements in floodplains; (2) altering asset types to reduce vulnerability; (3) reducing exposure by moving, raising, or waterproofing assets; (4) strengthening assets against hydrostatic and hydrodynamic pressures; (5) decommissioning assets where flood risks are too costly to mitigate; and (6) expediting repairs to reduce mold and rot damage. This is particularly addressed with the substations that were severely impacted by the storms.									

Energy Sector Courses of Action	Transformation Categories									
	Trans & Subs	Dist	Gen & Fuel Infra	Grid & DERs	Tech	Sec	Sys Ops	Emer Prep	Policy & Regs	Ops Eff
COA-007 Improve Grid Assets' Resilience to High Windspeeds	✓	✓	✓				✓			
Similar to ENR COA-006, ENR COA-007 prioritizes hardening the grid to high wind speeds. As recommended by this COA, transmission, substations, and distribution programs/initiatives include (1) underground high risk lines for critical loads; (2) designing and installing poles and towers to withstand a minimum of 150 mph winds, per US standards; (3) vegetation management; (4) reducing T&D distances by moving generation closer to load centers; (5) structural analysis of the transmission system structures and distribution system poles; and (6) establishing dual-use programs to better manage third-party use of assets. The generation plan details the move to more flexible generation closer to load centers.										
COA-008 Maintain Disaster-Resilient Generation Assets			✓	✓	✓	✓	✓			
ENR COA-008 prepares the generation system for disaster impacts. The generation plan outlined in this plan is consistent with prioritizing the maintenance of generation assets that were resilient to hurricane damage or that were newly installed during the power restoration efforts to ensure resilience to future disasters. An assesment of the current state of generation assets and the necessary close coordination to PREPA's IRP are discussed in this plan.										
COA-009 Design and Build Fuel Supply Chain to Provide Reliable Energy Source			✓					✓		
ENR COA-009 establishes a fuel and materials supply chain that is prepared for future disasters. The Emergency Preparedness category addressed developing a comprehensive Supply & Logistics Plan, Depots and Staging Sites.										
COA-010 Improve the Availability of Ancillary Services for the Grid	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
COA-010 entails improving the availability of ancillary services by (1) upgrading generation blackstart capacity; (2) repairing or replacing damaged or high risk supervisory control and data acquisition (SCADA) systems; (3) selectively installing redundant battery systems and backup generators for charging; (4) expanding the use of renewable and DER. These are all discussed in the generation plan as well as in the microgrids and "islandable" grid integration sections of this plan. To efficiently put these into effect, the corresponding technology upgrades/installations need to be included.										
COA-011 Design and Deploy Technologies to Improve Real-Time Information and Grid Control	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
ENR COA-011 recommends installing distributed energy resource management system (DERMS), advanced metering infrastructure (AMI), improving the monitoring and analytic capabilities of the EMS and the supervisory control and data acquisition (SCADA), etc. These and other technology-related initiatives are discussed thoroughly in this report. With the integration of "islandable" grids, the report also discusses developing control system strategies to maintain adequate operational security margins and system stability under major events and significant system perturbations.										
COA-012 Coordinate Federal and State Emergency Response with the Private Sector								✓	✓	
ENR COA-012 is not directly assigned to PREPA; this is assigned to the State Agency for Emergency Management and Disaster Management. However, this report discusses the need for improved emergency response plan. It includes the recommendation to evaluate response efforts and design new incident response										

Energy Sector Courses of Action	Transformation Categories									
	Trans & Subs	Dist	Gen & Fuel Infra	Grid & DERs	Tech	Sec	Sys Ops	Emer Prep	Policy & Regs	Ops Eff
	plans that efficiently align resources, lines of authority, and areas of need for the power sector (capitalizing on previous work with the After Action Reports).									
COA-013 <i>Pre-Position Materials and Prepare Workforce for Rapid Response</i>								✓		
	ENR COA-013 is not directly assigned to PREPA; it is assigned to the Department of Economic Development and Commerce. However, this report discusses the need for improved emergency response plan. This report discusses the development of Supply & Logistics Plan, Depots and Staging Sites.									
COA-014 <i>Design and Build Grid Assets to Meet Current and Future Demand</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	
	ENR COA-014 recommends to design and build generation, transmission, and distribution assets to meet current and future demand projections, including right-sizing and relocation as required. This report is closely aligned to PREPA's IRP. The Technology category complements current efforts by PREPA that include updating and strengthening analytical tools, especially for dynamic system monitoring.									
COA-015 <i>Enable Private Standby Generation to Provide Emergency Power</i>			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	ENR COA-015 recommends the creation and enforcement of policies requiring certain private facilities, such as hospitals and communication towers, to maintain backup generation. Establish enforceable inspection and maintenance measures for compliance with requirements. The regulatory and policy category included discussions to incent consumer investment in DER that could provide emergency energy services.									
COA-016 <i>Provide Backup Generation to Priority Loads</i>			✓	✓			✓			
	ENR COA-016 recommends the maintenance of electricity delivery to priority loads — water, communications, manufacturing, health services, schools, airports, and seaports — to ensure the sustained delivery of public services in the absence of the bulk power system. This is addressed in the microgrid integration initiatives in this report.									
COA-017 <i>Provide Energy and Water to Critical Facilities That Serve as Congregate Shelters</i>								✓		
	ENR COA-017 creates a reliable energy source after a catastrophe. Enhances emergency response. Identification of these critical facilities and necessary investments are addressed by the Emergency Preparedness category.									
COA-018 <i>Right-Size and Train the Future Energy Workforce</i>										✓
	ENR COA-018 is not directly assigned to PREPA; it is assigned to the Department of Economic Development and Commerce. This ENR COA requires training a workforce capable of installing, operating, and maintaining Puerto Rico's future energy system (especially in asset management, system planning, and data management) and of quickly responding to and repairing damages to the electric system. Investments within this ENR COA are related to the operational efficiencies category.									
COA-019					✓	✓				✓

Energy Sector Courses of Action	Transformation Categories									
	Trans & Subs	Dist	Gen & Fuel Infra	Grid & DERs	Tech	Sec	Sys Ops	Emer Prep	Policy & Regs	Ops Eff
Design and Deploy Data Systems to Inform Response and Improve Operations and Maintenance	ENR COA-019 requires the establishment of data systems to inform decisions during response and improve ongoing O&M. Technology systems to support inventory and asset management is included as one of the key investment items.									
COA-020 Design and Build Capital Assets to Reduce Restoration Time and Cost	✓	✓	✓		✓		✓	✓		
	ENR COA-020 recommended (1) investments to enhance maintenance and operations, (2) standardization of components, (3) relocation of T&D assets to improve access, (4) stockpiling of rapidly deployable grid restoration assets, (5) installation of additional assets to reduce failures, and (6) the redesign of some existing generation and substation units. This ENR COA focuses on restoration time and both asset and technology investments are necessary. These are discussed in the technology and emergency preparedness sections of this report.									
COA-021 Establish Energy Response and Preparedness Plan								✓		
	ENR COA-021 entails the creation and maintenance of an emergency response and preparedness plan. Reevaluate and update plans on a regular schedule. Establish and update mutual aid agreements. Streamline an incident command system. These are the areas of focus of the 2019-2020 initiatives outlined in the emergency preparedness section of this report.									
COA-022 Enable and Promote Distributed Generation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
	ENR COA-022 recommends integrating DER and energy efficiency improvements, and maintaining service continuity to critical customers and loads. These prevent cascading failures and provides emergency power to critical needs and provides reliable power options to consumers. The move toward a decentralized and flexible generation with the integration of distributed generation is an essential transformation initiative outlined in this report.									
COA-023 Design Best Strategies for Renewable Energy Resources	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
	ENR COA-023 Determine the appropriate strategies for all types of existing and potential renewable energy resources (e.g., wind, solar, biomass, hydro, tidal). Assess the possibility of revitalizing hydropower facilities across Puerto Rico, especially facilities with black start or “islanding” capabilities. Prioritize the development of ideal renewable energy sites.									
COA-024 Design Best Strategies for Affordable and Stable Energy Prices	✓	✓	✓	✓	✓		✓			✓
	ENR COA-024 requires the establishment of a system that provides affordable, reliable, and high-quality electric power to small businesses, commercial and industrial users, and the broader economy of Puerto Rico. The generation mix and the move to a more flexible/renewable sources supports this ENR COA. The corresponding T&D grid investments provide the infrastructure that provide high-quality electric power to small businesses, commercial and industrial users, and the broader economy of Puerto Rico.									

Energy Sector Courses of Action	Transformation Categories									
	Trans & Subs	Dist	Gen & Fuel Infra	Grid & DERs	Tech	Sec	Sys Ops	Emer Prep	Policy & Regs	Ops Eff
COA-025 <i>Build Capacity for Municipality Decision-Making of Energy Systems</i>	COA-025 requires increasing the capacity for municipalities to make decisions concerning energy systems. This ENR COA is not addressed in this report, but will be reflected during plan implementation as integration with legislative initiatives evolves.									
COA-026 <i>Establish Energy Sector Governance Responsibilities for State-Level Agencies</i>	ENR COA-026 is not directly assigned to PREPA; it is assigned to the Office of the Governor. This ENR COA is not addressed in this report.									
COA-027 <i>Establish Regulations to Transform the Energy Sector</i>	 ENR COA-027 is not directly assigned to PREPA; it is assigned to the Department of Economic Development and Commerce. Part of the discussion within this report is to identify possible regulatory policies, guidelines and/or requirements that need to be addressed to support the GridMod Plan.									

APPENDIX C. DETAILED SYSTEM COST ESTIMATES

Table C-1. Detailed Transmission Cost Estimates (230 kV/115 kV)

<i>Hazard Type</i>	<i>Hazard</i>	<i>Mitigation</i>	<i>Unit Cost (\$TH)</i>	<i>Number</i>	<i>Units</i>	<i>Total Cost (\$M)</i>
Wind damage	Pole failure from wind loading	Replace poles for higher wind loading	\$195	500	poles	\$98
Pole failure from contacts	Pole failure from contacts	Tree removal & trim	\$19.5		Circuit Mile	
	Wind damage cannot be mitigated	Underground transmission wires	\$19,500	45	Circuit mile	\$878
	Conductors Slapping	Install intermediate poles	\$195	400	poles	\$78
	Debris damage to conductors or equipment	Install wider spacing	\$650		Linear Mile	
Insulator failure	Salt water contamination	Replace insulators with higher insulation level	\$195	50	linear Mile	\$10
	Insulator failure	Replace insulators with newer designs	\$195	50	linear mile	\$10
Flooding	Poles fail because of ground subsidence or water-driven debris	Straighten & Grout existing or Replace poles with deeper sub-subgrade or engineered foundations	\$1,625	300	Circuit Miles	\$488
	Poles fail because of water-driven debris	Underground transmission wires	\$19,500	5	Circuit Miles	\$98
Wind damage & accessibility	230 kV OH lines susceptible to failure during storms	Rebuild/strengthen lines; replace lattice towers w/ monopole design	\$4,600	350	Circuit mile	\$1,610
Total						\$3,270

Table C-2. Detailed Substation Cost Estimates (230 kV/115 kV)

<i>Hazard Type</i>	<i>Hazard</i>	<i>Mitigation</i>	<i>Unit Cost (\$TH)</i>	<i>Number</i>	<i>Units</i>	<i>Total Cost (\$M)</i>
Wind damage	Fence Failure	Install Hurricane-rated fencing	\$940	18	site	\$17
	Control building damage	Replace or reinforce control building	\$11,489	15	site	\$172
	Structure Failure	Replace with Hurricane-rated structure	\$1,300	5	site	\$7
	Salt water contamination	Replace insulators with higher insulation level	\$650	10	site	\$7
Water damage	Flooded control Equipment	Replace with newer design	\$1,560	34	site	\$53
	Flowing water/debris displaces subs. equipment	Relocate or elevate substation	\$36,400	2	site	\$73
	Rain intrusion into equipment	Install water-tight enclosures for control equipment	\$520	16	site	\$8
	Water intrusion into transformers, regs & breakers	Elevate equipment or equipment air vents	\$104	10	site	\$1
	Site Flooding	Install water barriers & engineered solutions	\$5,700	16	site	\$91
	Incomplete situational awareness	Install SCADA and remote video monitoring, and water alarms	\$1,170	34	site	\$40
Command and control	Inability to synchronize or black start	Install remote synchronization and black start schemes	\$6,500	6	site	\$39
	Breakers fail to open or close - At/near end of life	Replace breakers	\$650	80	per unit	\$52
Unreliable operation	Grounding Systems Compromised	repair/Replace grounding Systems	\$130	26	site	\$3
	Inadequate spill control	Install SPCC Containment	\$2,600	34	system	\$88
	Batteries discharge during extended outages	Install redundant batteries and backup generation	\$130	12	site	\$2
	Transformers at/near end of life	Replace transformers	\$2,600	59	unit	\$153
	No remote control on high side	Install high side switchers or breakers	\$520	11	site	\$6
	Total					\$812

Table C-3. Detailed Substation Cost Estimates (38 kV)

<i>Hazard Type</i>	<i>Hazard</i>	<i>Mitigation</i>	<i>Unit Cost (\$TH)</i>	<i>Number</i>	<i>Units</i>	<i>Total Cost (\$M)</i>
Wind damage	Fence Failure	Install Hurricane-rated fencing	\$130	107	site	\$14
	Control building damage	Replace or reinforce control building	\$5,238	80	site	\$419
	Structure Failure	Replace with Hurricane-rated structure	\$1,300	163	site	\$212
	Salt water contamination	Replace insulators with higher insulation level	78	25	site	\$2
Water damage	Flooded control Equipment	Replace with newer design	\$5,238		site	
	Flowing water/debris displaces subs. equipment	Relocate or elevate substation	\$5,238		site	
	Rain intrusion into equipment	Install water-tight enclosures for control equipment	\$33	25	site	\$1
	Water intrusion into transformers, regs & breakers	Elevate equipment or equipment air vents	\$4	25	site	\$-
	Site Flooding	Install water barriers & engineered solutions	\$1,420	50	site	\$71
Command and control	Incomplete situational awareness	Install SCADA and remote video monitoring, and water alarms	\$130	100	site	\$13
	Inability to synchronize or black start	Install remote synchronization and black start schemes			N/A	
Unreliable operation	Breakers fail to open or close - At/near end of life	Replace breakers	\$325	96	per unit	\$31
	Grounding Systems Compromised	repair/Replace grounding Systems	\$65	100	site	\$7
	Inadequate spill control	Install SPCC Containment	\$208	176	site	\$37
	Batteries discharge during extended outages	Install redundant batteries and backup generation	\$65	50	site	\$3
	Transformers at/near end of life	Replace transformers	\$325	50	unit	\$16
	No remote control on high side	Install high side switchers or breakers	\$390	78	site	\$30
Total						\$856

Table C-4. Detailed Distribution System Cost Estimates

<i>Distribution Initiative</i>	<i>Estimated Cost Comments</i>	<i>Estimated Cost (\$M)</i>
Overhead Distribution (Includes 38 kV)		
Pole Strengthening for Wind Damage	Estimated cost includes the following mitigation actions for approximately 40,000 distribution poles and 150,000 connections on 2,000 linear miles of distribution infrastructure: (a) replacing poles for higher wind loading, (b) installing breakaway service connections, (c) installing tree wires, (d) installing intermediate poles, and (e) installing wider spacing or install tree wire; associated construction costs were estimated using NY utility comparator data (need to be refined when actual PREPA data is obtained)	\$3,432
Insulator Replacement for Wind Damage	Estimated cost includes the following mitigation actions for 1,000 linear miles of distribution infrastructure: (a) replacing insulators with higher insulation level and (b) replacing insulators with newer designs; associated construction/unit costs were estimated using NY utility comparator data (need to be refined when actual PREPA data is obtained)	\$208
Submersible and Flood-Proof Equipment	Estimated cost includes costs for 40,000 poles that failed because of ground subsidence, 50 linear miles of poles failing because of water-driven debris and 1,000 poles failing because of water-driven debris; associated construction/unit costs were estimated using NY utility comparator data (need to be refined when actual PREPA data is obtained)	\$965
Accessibility	Estimated cost includes costs for 150 linear miles for overhead lines are not easily accessible (50 linear miles are assumed to be replaced with underground); associated construction/unit costs were estimated using NY utility comparator data (need to be refined when actual PREPA data is obtained)	\$429
Distribution Automation for Faster Service Restoration	Estimated cost includes costs for 1,200 feeders to add automated switches with FDIR capability; associated construction/unit costs were estimated using NY utility comparator data (need to be refined when actual PREPA data is obtained)	\$234
Distribution Automation for DER Integration	High level estimate, hosting capacity studies need to be completed to confirm DER integration mitigation costs; assumes 300 feeder sets @ \$1M	\$400
Underground Distribution		
Storm Surge/Flooding/Flowing water	Estimated cost includes costs for 30 linear miles for underground infrastructure to install submersible equipment, to install equipment or terminations flooding for 100 sites, replacing 10 linear miles with overhead, and installing engineered protection of cables and conduits for 10 linear miles; associated construction/unit costs were estimated using NY utility comparator data (need to be refined when actual PREPA data is obtained)	\$35

Table C-5. Short-Term Substation Reliability Projects

<i>PREPA Damage Facility</i>	<i>Cost Estimates</i>	<i>PREPA Damage Facility</i>	<i>Cost Estimates</i>
Substation Num. 9404, La Virgencita	\$ 2,749,883	Substation Num. 7008, Victoria TC	\$ 10,677,534
Substation Num. 8008, Charco Hondo	\$ 4,421,813	Substation Num. 6801 & 6802, Acacias TC	\$ 3,557,933
Substation Num. 8104, San José	\$ 3,164,013	Substation Num. 5402, Tallaboa	\$ 2,365,404
Switching-transition Station, Punta Lima	\$ 1,649,915	Substation Num. 5005, Pámpanos	\$ 2,382,605
Substation Num. 9203 & 9207, Dorado TC	\$ 8,362,320	Substation Num. 8002, Arecibo Pueblo	\$ 5,293,361
Substation Num. 8004, Cambalache TC	\$ 8,642,543	Substation Num. 1802, Bayview	\$ 3,292,375
Substation 2302, Alturas de Río Grande	\$ 1,617,509	Substation Num. 1801, Cataño	\$ 4,377,330
Substation 2306, Río Grande Estates	\$ 1,669,123	Substation Num. 1102, Tapia	\$ 2,048,500
Substation Num. 1911 & 1924, Caparra	\$ 6,815,380	Substation Num. 1401 & 1402, Fonalledas	\$ 2,953,434
Total for 18 Damage Substations: \$ 76,040,976			

Source: Scope of Work for Insurance Claim – Damage Substations

Table C-6. Detailed Distribution District Allocation Cost Estimates

	<i>District</i>	<i>Region</i>	<i>Distribution CAPEX for District (\$M)</i>	<i>Distribution CAPEX for Region (\$M)</i>
1	ARECIBO	ARECIBO	155	649
2	MANATÍ	ARECIBO	184	
3	QUEBRADILLAS	ARECIBO	182	
4	UTUADO	ARECIBO	127	
5	BAYAMÓN	BAYAMÓN	291	889
6	COROZAL	BAYAMÓN	225	
7	TOA BAJA	BAYAMÓN	101	
8	VEGA BAJA	BAYAMÓN	272	
9	BARRANQUITAS	CAGUAS	186	1,177
10	CAGUAS	CAGUAS	489	
11	CAYEY	CAGUAS	186	
12	HUMACAO	CAGUAS	315	
13	CANÓVANAS	CAROLINA	163	502
14	CAROLINA	CAROLINA	177	
15	FAJARDO	CAROLINA	161	
16	AGUADILLA	MAYAGÜEZ	228	782
17	MAYAGÜEZ	MAYAGÜEZ	175	
18	SAN GERMÁN	MAYAGÜEZ	253	
19	SAN SEBASTIÁN	MAYAGÜEZ	126	
20	GUAYAMA	PONCE	185	903
21	PONCE	PONCE	358	
22	SANTA ISABEL	PONCE	183	

	<i>District</i>	<i>Region</i>	<i>Distribution CAPEX for District (\$M)</i>	<i>Distribution CAPEX for Region (\$M)</i>
23	YAUCO	PONCE	177	803
24	GUAYNABO	SAN JUAN	296	
25	MONACILLOS	SAN JUAN	323	
26	RÍO PIEDRAS	SAN JUAN	184	

Table C-7. Detailed Generation and Fuel Infrastructure Cost Estimates

<i>2019-2028</i>	<i>Estimated Cost (\$M)</i>
Hardening and reliability of existing assets	\$35.6
Conversion of Mayagüez	\$55
Replacement of 17-18 Peakers to CT or RICE	\$380
Yabucoa CCGT	\$300
Bayamón CCGT	\$300
LPG at San Juan	\$205
Renewables and Batteries	\$1,986
Fuel infrastructure Investments	\$290

Table C-8. Detailed Grid Control and Automation Cost Estimates

<i>Grid Control and Automation</i>	<i>Estimated Cost (\$M)</i>
SCADA Communications	\$200
Distribution Communications	\$150
Geographic Information System	\$45
Asset Management System	\$40
Energy Management System (System Islanding Eight Segments)	\$75
Advanced Distribution Management System	\$40
Work Management System	\$40
Data Center	\$20
Historian	\$20
Enterprise Service Bus	\$20
Damage Assessment & Emergency Response Tools	\$20
Emerging Technologies Testing and R&D Center	\$50
Data Analytics	\$40
Demand Response Management System	\$40
Distributed Energy Resource Management System	\$20

Table C-9. Detailed Metering Systems Cost Estimates

<i>Metering Systems</i>	<i>Estimated Cost (\$M)</i>
AMI (MDMS, meter, installation)	\$475
AMI Communications	\$225
Smart Street Lighting	\$200

Table C-10. Detailed Customer Systems Cost Estimates

<i>Customer Systems</i>	<i>Estimated Cost (\$M)</i>
Customer Information Systems	\$115

PLAN DE MODERNIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA



Preparado para:
Oficina Central de Recuperación,
Reconstrucción y Resiliencia

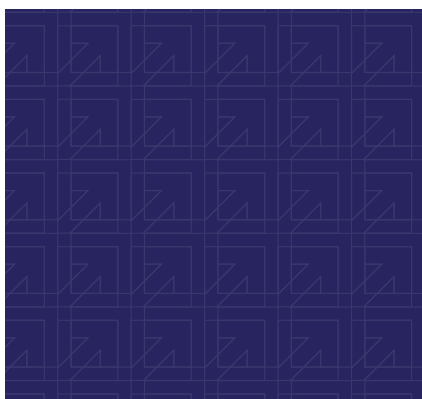


TABLA DE CONTENIDO

Resumen ejecutivo.....	v
1. Introducción	1
2. Perspectiva general del sistema de energía	6
3. Estrategia de transformación	15
4. Transformación de la infraestructura del sistema de energía.....	24
4.1 Transmisión y subestaciones.....	24
4.2 Distribución	44
4.3 Generación	55
4.4 Infraestructura de combustible	60
4.5 Recursos de energía distribuida	66
5. Transformación de la tecnología del sistema de energía	76
5.1 Tecnología	76
5.2 Seguridad.....	89
5.3 Sistema de Operaciones.....	98
6. Transformación de la administración del sistema de energía.....	104
6.1 Eficiencias operacionales	104
6.2 Preparación para situaciones de emergencia	110
6.3 Marco regulatorio y políticas	123
7. Conclusión y Próximos Pasos	134
Apéndice A. Glosario.....	136
Apéndice B. Esquema y sinopsis de los COA propuestos	139
Apéndice C. Estimados de costos detallados del sistema	144



TABLAS Y FIGURAS

Tabla 1. Resumen de estimados de costos por categoría	x
Tabla 2. Estimados de costos anuales por categoría	xii
Tabla 3. Estimados de costos acumulados por categoría	xiii
Tabla 1-1. Categorías de los grupos de trabajo	4
Tabla 3-1. Componentes del cambio organizacional para Puerto Rico	17
Tabla 3-2. Categorización de fuentes de fondos	19
Tabla 4-1. Información de daños a líneas de transmisión	26
Tabla 4-2. Información de daños a postes de transmisión	26
Tabla 4-3. Información de subestaciones inundadas de la AEE.....	27
Tabla 4-4. Información de inspección de subestaciones por NYPA.....	29
Tabla 4-5. Refuerzos de transmisión de norte a sur	34
Tabla 4-6. Proyectos de transmisión en el distrito de Humacao	35
Tabla 4-7. Mejoras al suministro del Aeropuerto LMM	36
Tabla 4-8. Mejoras al suministro del área noroeste	37
Tabla 4-9. Mejoras a las subestaciones del distrito de Humacao.....	40
Tabla 4-10. Mejoras al Distrito Médico de San Juan	41
Tabla 4-11. Mejoras al corredor farmacéutico de la región este	42
Tabla 4-12. Áreas de mayor inversión en transmisión y subestaciones	43
Tabla 4-13. Resumen de tecnologías de distribución y proyectos aplicables.....	46
Tabla 4-14. Mejoras a la distribución en Vieques y Culebra.....	52
Tabla 4-15. Mejoras al sistema de distribución del distrito de Humacao	53
Tabla 4-16. Áreas de mayor inversión en generación	60
Tabla 4-17. Suministro de combustible para la generación de energía	60
Tabla 4-18. Áreas de mayor inversión en infraestructura de combustible	66
Tabla 4-19. Áreas de mayor inversión en DER y microrredes.....	74
Tabla 5-1. Sistemas de control y automatización de la red	79
Tabla 5-2. Funciones del negocio que dependen del portafolio de sistemas de clientes	80
Tabla 5-3. Áreas de mayor inversión en tecnología	89
Tabla 5-4. Áreas de mayor inversión en seguridad (\$M).....	98
Tabla 5-5. Áreas de mayor inversión en la operación del sistema	103
Tabla 6-1. Áreas de mayor inversión en eficiencias operacionales	110
Tabla 6-2. Áreas de mayor inversión en preparación para emergencias (\$M).....	123
Tabla C-1. Estimado detallado de costos de transmisión (230 kV/115 kV)	144
Tabla C-2. Estimado detallado de costos de subestaciones (230kV/115kV)	145
Tabla C-3. Estimado detallado de costos de subestaciones (38kV)	147
Tabla C-4. Estimado detallado de costos del sistema de distribución.....	149
Tabla C-5. Proyectos para mejorar la confiabilidad de subestaciones a corto plazo	150
Tabla C-6. Distribución detallada de estimado de costos asignados por distrito.....	150
Tabla C-7. Estimado detallado de costos de generación e infraestructura de combustible	151
Tabla C-8. Estimado detallado de costos del control y automatización de la red	151
Tabla C-9. Estimado detallado de costos de sistemas de contadores electrónicos	152
Tabla C-10. Estimados detallados de costos de los sistemas de clientes	152
Figura 1. Postes de distribución rotos tras la tormenta	vii
Figura 2. AEE - Operación aérea de reconstrucción	vii
Figura 3. Estimados de costos anuales por categoría.....	xii



Figura 4. Estimados de costos acumulados por categoría.....	xiii
Figura 1-1. Objetivos de COR3	1
Figura 2-1. Capacidad instalada de generación en Puerto Rico.....	6
Figura 2-2. Centro de Control de Monacillo	8
Figura 2-3. Ubicación de instalaciones manufactureras en Puerto Rico	9
Figura 2-4. Trayectoria del huracán María e inundaciones	10
Figura 2-5. Estructura de transmisión derribada por el huracán María	10
Figura 2-6. Trayectorias históricas de tormentas y huracanes en Puerto Rico	11
Figura 2-7. Equipos de restauración de instalaciones del servicio eléctrico	12
Figura 2-8. Imperativos estratégicos	13
Figura 3-1. Fases de recuperación energética	15
Figura 3-2. Formulación de fondos y enfoque de ejecución del proyecto	22
Figura 4-1. Diagrama de transmisión de alto voltaje.....	25
Figura 4-2. Inundación de subestación en Dorado	27
Figura 4-3. Áreas en riesgo de inundación	28
Figura 4-4. Regiones propuestas para establecer redes aislables	31
Figura 4-5. Diseño de monopostes vs. torres de celosía	33
Figura 4-6. Barrera contra inundaciones en subestación	39
Figura 4-7. Reparaciones en líneas de distribución	45
Figura 4-8. Reconectores electrónicos, unidades de control y sensores de línea instalados por Duke Energy	50
Figura 4-9. Asignaciones de inversiones en distribución a regiones y distritos.....	54
Figura 4-10. Producción total acumulada por tipo de combustible	61
Figura 4-11. Suministro de combustible para la generación de energía en Puerto Rico.....	61
Figura 4-12. Delimitaciones recomendadas para las redes aislables propuestas.....	69
Figura 4-13. Instalación de energía solar	71
Figura 4-14. Proceso recomendado del desarrollo del programa DR.....	73
Figura 5-1. Transformando el sistema de energía de Puerto Rico.....	76
Figura 5-2. Transformación tecnológica de Puerto Rico.....	78
Figura 5-3. Ejemplo de contadores dañados y hurto de electricidad	80
Figura 5-4. Sistema de microrredes para Puerto Rico	84
Figura 5-5. Instalación de contadores eléctricos inteligentes (2011-2016, % de todo el sector).....	85
Figura 5-6. Centro de Operaciones de Seguridad.....	102
Figura 6-1. Pasos para planificar el manejo de activos, en cumplimiento con PASS 55 /ISO 55000	106
Figura 6-2. Ejemplo de instalación de prueba de reconectores en CenterPoint Energy	107
Figura 6-3. Estación de adiestramiento con cuarto de control y equipos	107
Figura 6-4. Campo de adiestramiento con instalaciones (T/D aérea y soterrada)	108
Figura 6-5. Ejemplo de un adiestramiento de contadores AML.....	108
Figura 6-6. Mapa de la Planta de Palo Seco y almacenes en área inundable	120
Figura 6-7. Mapa de Caguas (posible reubicación de almacén de Palo Seco)	121



RELEVO DE RESPONSABILIDAD

Este plan fue preparado por los integrantes del Grupo de Trabajo y facilitado por Navigant Consulting, Inc., n/k/a Guidehouse, Inc. La información presentada en este plan representa el juicio profesional del Grupo de Trabajo basado en la información disponible en el momento en que se preparó el plan. Toda la información presentada en este plan se ofrece “tal cual”. El Grupo de Trabajo no se hace responsable por las consecuencias que pueda tener el lector como resultado de usar o depender del plan, o de tomar alguna decisión basada en el plan. Los lectores del plan quedan advertidos de que asumen toda responsabilidad por las consecuencias que puedan tener ellos, o terceros, como resultado de confiar en el plan o en los datos, información, hallazgos u opiniones contenidos en el plan.

EL GRUPO DE TRABAJO, LOS INTEGRANTES DEL GRUPO DE TRABAJO Y SUS REPECTIVAS AFILIADAS, EL GOBIERNO DE LOS ESTADOS UNIDOS Y CUALQUIERA DE SUS AGENCIAS Y SUS RESPECTIVOS EMPLEADOS, LOS OFICIALES, DIRECTORES Y SÍNDICOS, CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS DE LOS INTEGRANTES DEL GRUPO DE TRABAJO Y SUS RESPECTIVAS AFILIADAS NO OFRECEN GARANTÍAS DE NINGÚN TIPO, NI EXPRESAS NI IMPLÍCITAS, INCLUYENDO, PERO SIN LIMITARSE A, GARANTÍAS DE MERCADEABILIDAD O ADECUACIDAD PARA UN PROPÓSITO EN PARTICULAR O DE NO INCUMPLIMIENTO, Y NO TENDRÁN RESPONSABILIDAD ALGUNA POR LA PRECISIÓN, INTEGRIDAD O UTILIDAD DE NINGUNA INFORMACIÓN, APARATO, PRODUCTO, RECOMENDACIÓN O PROCESO DIVULGADO EN ESTE PLAN O DE OTRO MODO.

Cualquier referencia aquí contenida a algún producto o proceso comercial, o servicio llamado por su nombre comercial, marca comercial, manufacturero, o de otra forma, no necesariamente constituye ni implica su endoso, recomendación o respaldo por parte del Grupo de Trabajo, los integrantes del Grupo de Trabajo o sus afiliadas, el Gobierno de los Estados Unidos o ninguna de sus agencias, o ningún contratista o subcontratista respectivo de estos. Los puntos de vista y opiniones de los autores aquí expresadas no necesariamente exponen o reflejan las del Gobierno de los Estados Unidos ni la de ninguna de sus agencias.



RESUMEN EJECUTIVO

En septiembre de 2017, Puerto Rico fue azotado por los huracanes Irma y María, dos de las tormentas del Atlántico más fuertes en las décadas recientes. Por la misma ruta y apenas dos semanas después de Irma, el huracán María azotó a Puerto Rico como un huracán de un nivel superior a la Categoría 4, con vientos sostenidos de sobre 150 mph y lluvias que excedieron las 24 pulgadas. María devastó la isla, que todavía estaba respondiendo a la situación de emergencia tras el paso de Irma. El impacto combinado de ambos huracanes provocó una falla total de la red de energía eléctrica de Puerto Rico, diezmando las líneas de transmisión y distribución (T&D) a lo largo de toda la isla, e inundando subestaciones e instalaciones de generación y distribución, lo cual resultó en la interrupción de servicio eléctrico más larga en la historia de los EE. UU.

Previo a los huracanes de septiembre de 2017, el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico tenía numerosas características que lo hacían altamente vulnerable:

- Mantener la confiabilidad, estabilidad y resiliencia de un sistema de energía eléctrica en una isla es más difícil que hacerlo en lugares como los E.U. continentales. La falta de interconexión con empresas de servicio público y sistemas de energía eléctrica adyacentes hace necesario que se provean cantidades adicionales de capacidad en reserva, puesto que no existe la posibilidad de depender de sistemas de entidades vecinas para darle estabilidad al sistema eléctrico. Esto aplica para la isla grande de Puerto Rico y para las islas más pequeñas de Vieques y Culebra. Además, los apagones y otros eventos se replican en cascada a través del sistema mucho más rápido y con mayores consecuencias en el sistema de energía eléctrica de una isla, aún en islas tan grandes como Puerto Rico.
- La ubicación y geografía de Puerto Rico crea retos ya que es montañosa y tiene una demanda de electricidad relativamente alta para una isla de su tamaño. Construir y mantener un sistema de transmisión y distribución robusto resulta más difícil por la topografía montañosa, el crecimiento de vegetación tropical durante todo el año y la proximidad de los edificios y calles en las áreas urbanas, tales como San Juan.
- Los generadores térmicos de la isla son sustancialmente más antiguos que el promedio en la industria, con baja eficiencia y alto nivel de consumo de combustible y costos operacionales. Los desgastados sistemas tienen una baja disponibilidad y algunos están inoperables, lo cual contribuye a un sistema de energía eléctrica poco fiable.
- Solo una pequeña porción (<2%) de la flota generatriz usa tecnología de energía distribuida o renovable. Una cantidad significativa de la generación eólica y solar, y sus sistemas de suministro, fue severamente dañada durante las tormentas y no está disponible.



- Una porción significativa del sistema de transmisión, particularmente la que corre de sur a norte, fue construida sobre la cordillera guardando una distancia subestándar del suelo y la vegetación. Se construyeron líneas principales sobre torres de celosía, algunas de las cuales no pudieron resistir los vientos sostenidos de Categoría 4 (150 mph). Los principales centros de carga (San Juan, noreste) y una porción significativa de la generación (suroeste) están separados geográficamente, por tanto, para suplir carga confiablemente al área altamente poblada de San Juan se requiere esa capacidad de transmisión. La geografía de la isla hace que esas líneas sean susceptibles a volver a sufrir daño en futuros eventos de huracanes.
- Gran parte del sistema de distribución también fue construido en pequeños corredores apiñados que guardan distancias subestándares para la industria de la vegetación, los edificios y el suelo. Dos terceras partes del sistema de distribución consiste en circuitos de 4 kV, que cumplen con estándares de hace 50 años —y que demostraron ser incapaces de resistir los vientos de Categoría 4 y 5 y las inundaciones asociadas.
- El sistema carecía de mecanismos adecuados de control, monitoreo, comunicaciones, sistemas de información y tecnología de generación de respaldo, lo cual limitaba la habilidad de monitorear interrupciones de servicio y actividades de restauración para aislar circuitos dañados y tomar medidas correctivas para asegurar que se pudiera llevar carga a instalaciones críticas como hospitales.

Dadas estas características físicas previas a los huracanes, el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico fue incapaz de resistir los huracanes Irma y María y sufrió daños devastadores y permanentes. Luego de la tormenta, varias organizaciones de los EE. UU. brindaron apoyo a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) en esfuerzos de respuesta y recuperación en Puerto Rico. Estas incluyeron entidades de servicios eléctricos de Nueva York, las cuales formaron el New York State Contingent (NYSC) y entidades que representaban a la American Public Power Association (APPA), al Edison Electric Institute (EEI), entre otras que trabajaron en los esfuerzos de recuperación desde septiembre de 2017 hasta abril de 2018 aproximadamente, en coordinación cercana con la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA), el Cuerpo de Ingenieros de los EE.UU. (USACE), organizaciones comerciales, agencias federales y el Gobierno de Puerto Rico.



Figura 1. Postes de distribución rotos tras la tormenta



Fuente: Public Broadcasting Service, por Patty Gorena Morales y Michael Ríos

Todavía se requieren reparaciones y reconstrucciones sustanciales para lograr llevar los sistemas de generación eléctrica y suministro de la isla al nivel de los códigos y estándares propuestos. Para restaurar un sistema de energía eléctrica en Puerto Rico que logre el nivel de confiabilidad y resiliencia estándar de la industria se requieren medidas que van mucho más allá de la reparación y reconstrucción de las instalaciones existentes y las dañadas.

Figura 2. AEE - Operación aérea de reconstrucción



Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Para apoyar todas las fases de los esfuerzos de recuperación a mediano y a largo plazo en Puerto Rico, el Gobernador Rosselló estableció la Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3) para Puerto Rico. Entre muchas otras tareas, la COR3 ha recibido la encomienda de desarrollar este Plan para la Modernización de la Red Eléctrica (Plan de Modernización) para desarrollar la visión, el enfoque



transformacional y el estimado de costos para la reconstrucción permanente de un sistema de energía eléctrica más confiable, resiliente y descentralizado para Puerto Rico.

El Plan de Modernización se desarrolla como una estrategia y guía para orientar a Puerto Rico sobre cómo trabajar con FEMA para financiar reparaciones y reconstrucciones en el sector de la energía y para iniciar actividades para diligenciar fondos de los programas de FEMA. Según sea necesario, también se tomarán en consideración otras fuentes de fondos. El Plan de Modernización está alineado con el Plan Integrado de Recursos (IRP) de la AEE, particularmente en cuanto a las inversiones en generación, e incluye inversiones adicionales identificadas para fortalecer los sistemas de transmisión y distribución. Según el IRP se revise y finalice, la implementación del Plan de Modernización también se revisará para reflejar el IRP finalmente aprobado por el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR). De igual manera, la implementación del Plan de Modernización se ajustará según sea necesario para reflejar legislación en desarrollo e iniciativas regulatorias que surjan a raíz de la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17 de 2019.

La COR3 gerencia un proceso colaborativo (denominado como las actividades del Grupo de Trabajo) para evaluar qué se necesita para reconstruir el sistema de energía de Puerto Rico y lograr llevarlo a los niveles de confiabilidad y resiliencia estándares en la industria. Dentro del Grupo de Trabajo, la COR3 reclutó grupos interesados clave, incluyendo la AEE, el New York Power Authority (NYPA), el U.S. Department of Energy (DOE), y sus laboratorios nacionales, y el Homeland Security Operational Analysis Center (HSOAC). El Grupo de Trabajo revisó los daños causados por los huracanes a los sistemas de generación, transmisión y distribución; repasó las lecciones aprendidas y las recomendaciones identificadas en informes posteriores a los huracanes tales como el Plan de Recuperación del Gobernador¹, el Build Back Better² y el NYPA³, y los informes de FEMA tras las acciones tomadas (After Action Reports)⁴; evaluó la tecnología y configuración del sistema completo usado en la isla; y determinó lo que se necesita para lograr los objetivos estratégicos identificados en el Plan de Recuperación del Gobernador.

A base de estos hallazgos, el Grupo de Trabajo desarrolló iniciativas y estimados de costos asociados usando los siguientes principios:

- El plan utiliza códigos y estándares aceptados en la industria como guía para la construcción de instalaciones nuevas y reconstruidas con el fin de cumplir con las mejores prácticas en la ingeniería y con las normas vigentes de diseño y construcción.
- El plan acoge infraestructura de redes tales como torres monopostes de transmisión y postes de distribución en concreto que están diseñados para resistir los vientos huracanados y recomienda que se reemplace la infraestructura de la red que fue severamente dañada por los huracanes, como los circuitos de distribución de 4 kV y ciertas torres de transmisión de celosía.

¹ *Transformation and Innovation in the Wake of Devastation: An Economic and Disaster Recovery Plan for Puerto Rico*

² *Build Back Better: Reimagining and Strengthening the Power Grid of Puerto Rico*

³ *The New York State Utility Contingent Emergency Response to Hurricane Maria After Action Report*

⁴ *2017 Hurricane Season FEMA After-Action Report*



- El plan toma en consideración la geografía única de Puerto Rico y recomienda una transformación hacia una red eléctrica descentralizada que utilice fuentes renovables distribuidas, almacenamiento, recursos de generación térmica, redes aislables y microrredes para mejorar la confiabilidad de la red en el área local⁵. Esta transformación es sumamente importante para prevenir fallas generalizadas en la red eléctrica durante eventos catastróficos.
- El plan reconoce la necesidad de hacer inversiones en tecnología de información y esfuerzos de ciberseguridad para asegurar que los operadores de la red tengan comunicación redundante y diversa, funcionalidad automatizada y controles de monitoreo y operacionales para operar la red distribuida de manera confiable y segura.
- El plan recomienda la reparación y reemplazo de los recursos térmicos existentes con nueva tecnología de ciclo combinado y ciclo simple, con el fin de mantener la confiabilidad mientras Puerto Rico hace la transición hacia un 100 por ciento de energía renovable para el 2050. También recomienda la implementación de una flota de generación más distribuida, incluyendo recursos renovables y recursos para almacenamiento de energía, la flexibilización de las horas de consumo máximo y microturbinas para apoyar las redes aislables y las microrredes.
- El plan reconoce que la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico requerirá cambios a gran escala en una variedad de áreas complementarias que posibilitan la operación de una red de energía eléctrica más moderna, resiliente y flexible. Estas áreas focales se pueden categorizar como “Gente, Proceso, Organización y Desempeño”, elementos en los que será crítico hacer cambios para lograr correr una operación transformada en la entidad de servicio.
- Tener un compromiso con nuevas formas de trabajo será esencial según la AEE cambie fundamentalmente mediante la implantación de programas de capital a gran escala, nuevos esquemas reglamentarios y políticas normativas. Estos cambios, junto con los retos de capital humano que hay en la AEE asociados con la reducción en la plantilla, las brechas de conocimiento y la pérdida significativa de personal experimentado, requerirán un cambio organizacional significativo. Los proyectos de cambio organizacional y operacional en estas áreas se deben manejar como un programa coherente e integrado con el calendario de implementación del programa de capital definido mediante el Plan de Modernización.

En general, estas iniciativas y costos estimados⁶ se desarrollaron partiendo de la premisa de que las instalaciones dañadas deben ser reconstruidas en cumplimiento con los estándares de la industria propuestos y que una reconstrucción requiere la reconfiguración y expansión del sistema eléctrico para convertirlo en un modelo operacional más descentralizado.

Resumen de resultados

El Grupo de Trabajo estima que se necesita un total aproximado de \$21,000 millones en inversiones para reconstruir el sistema eléctrico de Puerto Rico al nivel de los estándares de la industria, según se

⁵ Las redes aislables y microrredes difieren en el contexto de este documento. Las redes aislables se refieren a las redes separadas (ocho redes aislables) del sistema de energía eléctrica integrado diseñadas para aislarse bajo condiciones de estrés, lo cual le permite a cada una subsistir. Las microrredes se refieren a entidades dentro del sistema o dentro de una red aislable individual.

⁶ La mayoría de las inversiones son inversiones de capital con programas o iniciativas de Operaciones y Mantenimiento (O&M) limitados.



muestra en la Tabla 1. Los gastos mayores se concentran en la reconstrucción de los sistemas de transmisión, subestaciones y distribución para fortalecer la red eléctrica y mejorar su habilidad para resistir condiciones huracanadas. El total de gastos en esas categorías es de \$12,200 millones, o 60% del total. Las tablas y gráficas que se muestran a continuación presentan un resumen agregado de los niveles de gastos basados en la evaluación del Grupo de Trabajo. Las descripciones más detalladas de los propulsores principales comprendidos en los gastos requeridos y sobre cómo se deben priorizar e implementar estos requisitos se bosquejan en las Secciones 4 a la Sección 6.

Tabla 1. Resumen de estimados de costos por categoría

Categoría	Estimados de costos (\$M)
Transmisión y subestaciones ⁷	\$ 6,498
Distribución	\$ 5,703
Generación y combustible	\$ 3,868
Tecnología	\$ 1,835
DER y microrredes	\$ 1,755
Seguridad	\$ 290
Operación del sistema	\$ 215
Preparación para situaciones de emergencia	\$ 112
Eficiencias operacionales	\$ 21
Marco regulatorio y políticas	\$ 12
TOTAL	\$ 20,309

En la categoría de Transmisión y Subestaciones (T&S), los gastos proyectados se enfocan principalmente en aumentar la confiabilidad y resiliencia, y fortalecer el sistema de energía eléctrica para protegerlo de condiciones huracanadas del nivel superior de la Categoría 4. Por ejemplo, dos de las iniciativas de inversión más cuantiosas incluyen \$1,700 millones para fortalecer 350 millas de la red de transmisión de 230 kV y \$1,300 millones para reforzar y reubicar subestaciones existentes de mediano y alto voltaje y para digitalizar subestaciones a más largo plazo. Las inversiones propuestas para transmisión alinean con el IRP de 2019 y se requieren para todos los escenarios de recursos y estrategias evaluados en el IRP.

Las inversiones para transmisión incluyen como \$500 millones para líneas de transmisión y subestaciones nuevas o mejoradas que hacen falta para crear ocho redes aislables que puedan operar independientemente en el evento de daños mayores a la generación de energía eléctrica o las instalaciones de suministro.

En la categoría de Distribución, los estimados de costos también se concentran en fortalecer el sistema para resistir condiciones huracanadas. Por ejemplo, dos de las iniciativas más cuantiosas incluyen \$3,400 millones dedicados a fortalecer postes de distribución para resistir vientos y aproximadamente \$1,000 millones para actualizaciones a equipos de distribución sumergibles y a prueba de inundaciones. Al igual que la transmisión, todas las inversiones propuestas para la distribución corresponden y son requeridas para cada escenario de recursos y estrategia esbozada en el IRP.

⁷ Incluye todas las subestaciones catalogadas con voltajes de transmisión y distribución.



En la categoría de Generación y combustible, la inversión principal a corto plazo va dirigida a mejorar la fiabilidad de las unidades existentes, mejorando a su vez la flexibilidad operacional para propiciar que el sistema de generación reaccione más rápidamente, y contribuyendo a apoyar la integración de un sistema de energía eléctrica descentralizado. Por ejemplo, se asignan \$140 millones para mejorar la confiabilidad de la generación térmica existente y convertir instalaciones clave a tecnología de gas natural licuado. Unos \$500 millones adicionales se dirigen a reemplazar unidades de generación existentes, muchas de las cuales necesitan reparaciones.

Los gastos de capital para generación y combustible listados en la Tabla 1 representan solo los proyectos y categorías de gastos que el Grupo de Trabajo entiende que potencialmente pueden obtener fondos de FEMA para mejorar la confiabilidad del sistema y mitigar peligros futuros⁸. Para transformar totalmente el sector de energía eléctrica de Puerto Rico, y lograr llegar a los niveles estándares de la industria en confiabilidad y resiliencia, harán falta gastos de capital adicionales en el renglón de generación y combustible. El total estimado de gastos de capital de fondos federales y privados para generación y combustible es de \$9,200 millones para el periodo de 2019-2028. Ese estimado incluye 2,580 MW de nuevos recursos solares y 1,120 MW de recursos de almacenamiento en baterías identificados en el IRP del 7 junio de 2019 de la AEE, para cumplir con los requisitos ampliados del Estándar de la cartera de recursos renovables (RPS, por sus siglas en inglés) a tenor con la Ley 17 de 2019. Anticipamos que los recursos adicionales provendrán de fondos de fuentes privadas que serán contratadas por la AEE o serán generados por los consumidores y comercios de Puerto Rico.

En la categoría de Tecnología, se destinan \$700 millones a establecer la infraestructura de control. Además, se asignan unos \$700 millones más para la instalación de infraestructura de medición avanzada (AMI), que permitirá a los operadores de la red restaurar la electricidad más rápidamente luego de fuertes tormentas y facilitará la expansión e integración de tecnología solar en los techos.

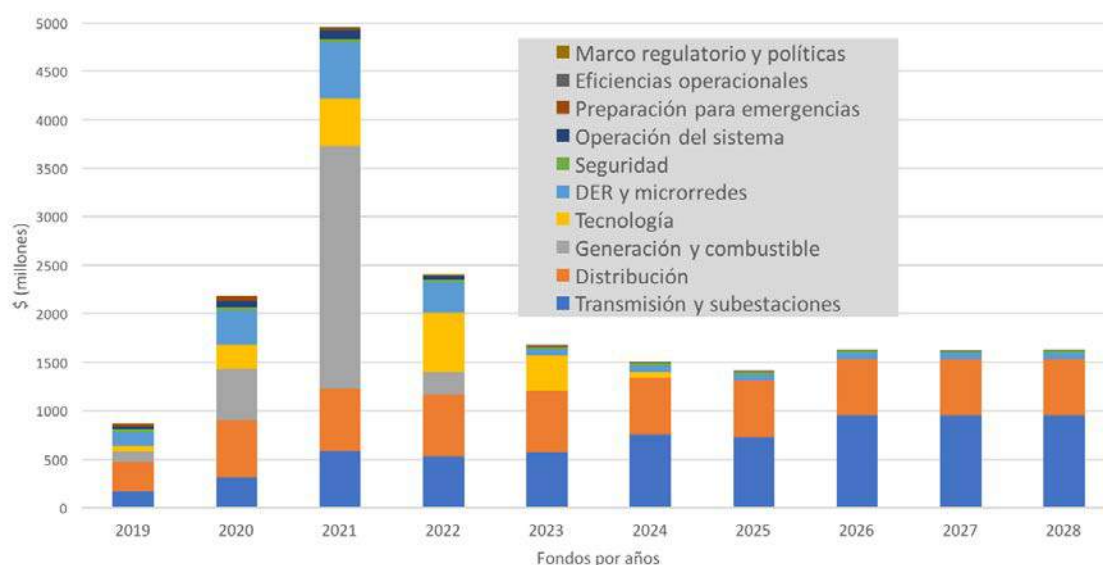
En la categoría de DER y microrredes, se requiere inversión para implementar una red eléctrica más descentralizada y flexible y asegurar que se pueda servir carga a las instalaciones de infraestructura crítica. De los gastos proyectados en esta área, \$1,200 millones van dirigidos a la implementación de microrredes. Esa cantidad es adicional a los gastos listados en otras categorías que son necesarios para modernizar la transmisión e instalar generación flexible para implementar el concepto de redes aislables recomendado en la IRP de la AEE.

La Figura 3 y la Tabla 2 ilustran los patrones de gastos anuales. La Figura 4 y la Tabla 3 presentan los patrones de gastos acumulados. Como se ilustra, se proyectan gastos de \$6,600 millones para los primeros 3 años y de sobre \$12,000 millones para los primeros 5 años.

⁸ El estimado incluye gastos de capital destinados particularmente a mejorar la confiabilidad de los recursos de generación existentes y cubrir los gastos del programa de reemplazo de unidades de respuesta rápida, el almacenamiento en baterías identificado en el IRP y la infraestructura de combustible para los LNG.



Figura 3. Estimados de costos anuales por categoría



Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

Tabla 2. Estimados de costos anuales por categoría

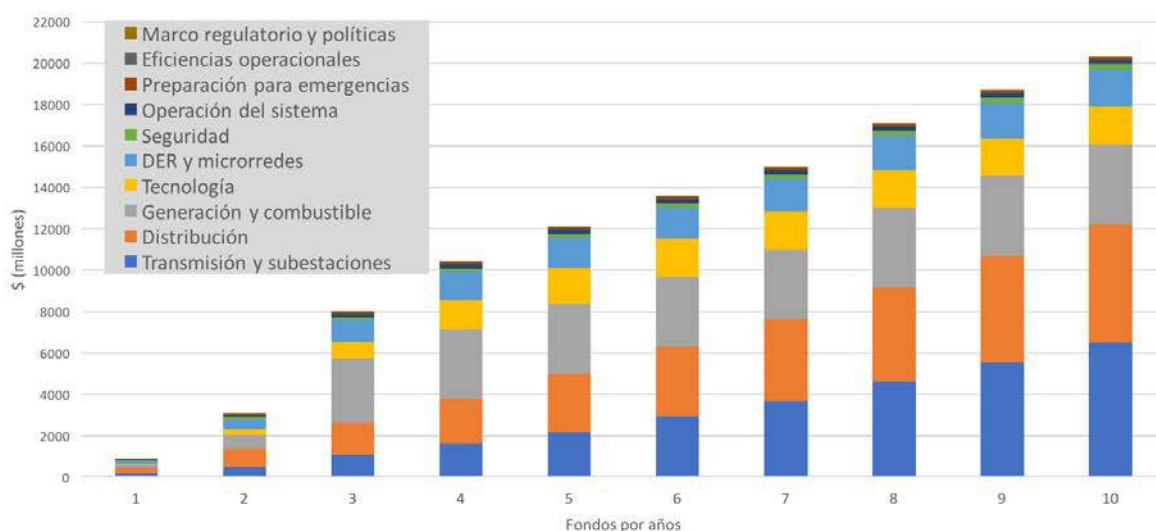
Categoría	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Transmisión y subestaciones	\$ 168	\$ 318	\$ 590	\$ 530	\$ 572	\$ 752	\$ 727	\$ 947	\$ 947	\$ 947	\$ 6,498
Distribución	\$ 302	\$ 583	\$ 633	\$ 633	\$ 633	\$ 584	\$ 584	\$ 584	\$ 584	\$ 584	\$ 5,703
Generación y combustible ⁹	\$ 112	\$ 531	\$ 2,504	\$ 234	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3,868
Tecnología	\$ 56	\$ 244	\$ 496	\$ 612	\$ 365	\$ 62	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,835
DER y microrredes	\$ 136	\$ 360	\$ 572	\$ 313	\$ 58	\$ 62	\$ 63	\$ 64	\$ 63	\$ 64	\$ 1,755
Seguridad	\$ 40	\$ 32	\$ 38	\$ 31	\$ 29	\$ 30	\$ 24	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 290
Operación del sistema	\$ 23	\$ 65	\$ 92	\$ 35	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 215
Preparación para emergencias	\$ 25	\$ 42	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 112
Eficiencias operacionales	\$ 1	\$ 4	\$ 8	\$ 3	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 21
Marco regulatorio y políticas	\$ 3	\$ 4	\$ 3	\$ 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 12
Total	\$ 865	\$ 2,182	\$ 4,945	\$ 2,404	\$ 1,668	\$ 1,501	\$ 1,405	\$ 2,105	\$ 1,617	\$ 1,618	\$ 20,309

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

⁹ El Grupo de Trabajo apunta que la trayectoria de implementación para la capacidad solar y de almacenamiento de energía y las correspondientes proyecciones de costos propuestas en la versión actual del IRP pueden resultar cuesta arriba. Sin embargo, el Grupo de Trabajo usó los valores del IRP actual en este informe.



Figura 4. Estimados de costos acumulados por categoría



Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

Tabla 3. Estimados de costos acumulados por categoría

Categoría	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Transmisión y subestaciones	\$ 168	\$ 486	\$ 1,076	\$ 1,606	\$ 2,178	\$ 2,930	\$ 3,657	\$ 4,604	\$ 5,551	\$ 6,498
Distribución	\$ 302	\$ 884	\$ 1,517	\$ 2,150	\$ 2,782	\$ 3,367	\$ 3,951	\$ 4,535	\$ 5,119	\$ 5,703
Generación y combustible	\$ 112	\$ 643	\$ 3,147	\$ 3,382	\$ 3,382	\$ 3,382	\$ 3,382	\$ 3,868	\$ 3,868	\$ 3,868
Tecnología	\$ 56	\$ 300	\$ 796	\$ 1,408	\$ 1,773	\$ 1,835	\$ 1,835	\$ 1,835	\$ 1,835	\$ 1,835
DER y microrredes	\$ 136	\$ 496	\$ 1,068	\$ 1,381	\$ 1,439	\$ 1,501	\$ 1,564	\$ 1,628	\$ 1,691	\$ 1,755
Seguridad	\$ 40	\$ 71	\$ 109	\$ 141	\$ 170	\$ 200	\$ 224	\$ 247	\$ 268	\$ 290
Operación del sistema	\$ 23	\$ 88	\$ 180	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215	\$ 215
Preparación para emergencias	\$ 25	\$ 67	\$ 77	\$ 87	\$ 97	\$ 107	\$ 112	\$ 112	\$ 112	\$ 112
Eficiencias operacionales	\$ 1	\$ 5	\$ 12	\$ 15	\$ 16	\$ 17	\$ 18	\$ 19	\$ 20	\$ 21
Marco regulatorio y políticas	\$ 3	\$ 7	\$ 10	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 12
Total	\$ 865	\$ 3,047	\$ 7,992	\$ 10,396	\$ 12,064	\$ 13,565	\$ 14,969	\$ 17,074	\$ 18,691	\$ 20,309

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización



ESTA PÁGINA SE HA DEJADO EN BLANCO INTENCIONALMENTE.





INTRODUCCIÓN



1. INTRODUCCIÓN

Propósito

El propósito de este documento es formular la visión, enfoque de transformación y estimado de costos para la reconstrucción permanente del sistema de energía de Puerto Rico. La intención primordial del documento es presentar los programas propuestos y el plan de inversión para transformar el sistema de energía eléctrica actual en un sistema de energía eléctrica más confiable, resiliente y descentralizado. El documento también ofrece una guía a la Agencia Federal para el Manejo de Emergencia (FEMA, por sus siglas en inglés) para la evaluación de los programas que puedan proveer fondos para apoyar el plan. Esta iniciativa es dirigida por la Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3) para Puerto Rico, en asociación con la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE). La COR3 fue creada como una división dentro de la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas (P3A) para lograr los objetivos ilustrados en la Figura 1-1.

Figura 1-1. Objetivos de COR3



Cónsono con este mandato, COR3 ha contratado a Navigant Consulting, Inc., n/k/a Guidehouse Inc. (en adelante, Navigant) para proveer servicios de asesoría técnica, manejo de programas y formulación de solicitudes de fondos federales para definir y presentar el nuevo sistema de energía eléctrica para Puerto Rico, en coordinación con la AEE, la Autoridad de Asesoría Financiera y Agencia Fiscal de Puerto Rico (AAFAF) y asesores relevantes. Asesores adicionales de la COR3 y la AEE han participado en el desarrollo de este Plan para la Modernización de la Red, incluyendo DCMC Partners, Ankura, Filsinger Energy Partners, y ICF. El plan también recoge colaboraciones y perspectivas de otras entidades, incluyendo la New York Power Authority (NYPA) y el Centro de Análisis Operacional del Departamento de Seguridad Nacional (HSOAC). También se ha consultado personal de la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico (JSAF)¹⁰ para el desarrollo del plan. Colectivamente nos

¹⁰ La Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico fue creada al amparo de la Ley de Supervisión, Administración, y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA, por sus siglas en inglés) de 2016. La Junta se compone de siete miembros designados por el presidente de los EE. UU. y un miembro *ex officio* designado por el gobernador de Puerto Rico.



referimos a estas entidades como el Grupo de Trabajo. Personal del Departamento Federal de Energía (DOE), por conducto de sus Laboratorios Nacionales, también participó en sesiones del Grupo de Trabajo y proveyó asesoramiento técnico y recomendaciones, pero no asumió posiciones respecto a ninguna iniciativa específica del proyecto o de gastos.

Enfoque

El 24 y 25 de octubre de 2018, COR3 convocó la Cumbre sobre la Modernización del Sistema Eléctrico (ESM, por sus siglas en inglés) en el Centro de Convenciones de Puerto Rico en San Juan. El propósito de la Cumbre fue reunir a las partes interesadas con el fin de alinear a una amplia gama de entidades e individuos como “Un Solo Equipo”, aprender unos de otros y continuar consolidando los esfuerzos para reconstruir y transformar el sector de energía y sistema eléctrico de Puerto Rico. Un componente importante de esta alineación fue la formación el Grupo de Trabajo (y subgrupos por las principales categorías de fondos), con la encomienda de desarrollar y completar este PLAN DE MODERNIZACIÓN.

En la cumbre de ESM, el equipo de la COR3 indicó que el Grupo de Trabajo aprovecharía el trabajo ya completado y las lecciones aprendidas para construir el Plan de Modernización. La COR3 también presentó varias sugerencias preliminares como punto de partida para generar la discusión para cada categoría del Grupo de Trabajo.

Mediante las discusiones en la Cumbre, también se reconoció que:

- Ya se habían identificado varios proyectos potenciales para promover la transformación y la confiabilidad, unos que no requieren más estudios y otros que requieren análisis adicional.
- La priorización inicial de proyectos sencillos y factibles sería un primer paso clave en el proceso de planificación.
- Hay varios proyectos complejos, de alta prioridad, tales como la expansión y relocalización de la transmisión o la creación de microrredes, que requieren una toma de decisiones colaborativa ya que juegan un papel determinante en la definición y formación del progreso futuro del sistema en muchas áreas.

En comunicaciones de seguimiento con las partes interesadas en Puerto Rico, la COR3 confirmó y recibió información adicional sobre iniciativas de privatización y transformación que se estaban adelantando paralelamente en Puerto Rico. Las iniciativas requerían cooperación, colaboración e intercambio de información adicional antes del desarrollo del Plan de Modernización.



Dada la urgencia de estas iniciativas, el proceso de preparar este documento se dividió en dos etapas:

- 1ra etapa: La COR3 desarrolló un borrador preliminar inicial más detallado y completo del Plan de Modernización para proyectos e iniciativas de modernización durante los próximos 10 años, incluyendo la caracterización de las decisiones probables sobre los proyectos complejos. Para completar la estrategia del borrador inicial ampliado, la COR3 abordó grupos de interesados disponibles y trabajó con la AEE, Filsinger Energy Partners, Ankura, Siemens y otros.
- 2da etapa: La COR3 convocó al Grupo de Trabajo a revisar y refinar más a fondo el Plan de Modernización preliminar y completar los análisis más detallados que fueran necesarios.

El Grupo de Trabajo recurrió a numerosas fuentes para evaluar el estado actual de los activos de T&D para desarrollar un plan de implementación a 10 años. El informe Build Back Better y el Plan de Recuperación del Gobernador fueron dos fuentes clave. Cada uno de estos informes fueron preparados a base de las aportaciones de numerosos grupos de trabajo, laboratorios gubernamentales, expertos de la industria y oficiales de la AEE.

Otras fuentes y contribuciones fundamentales para el análisis del Grupo de Trabajo incluyeron:

- Los informes de evaluación de daño del informe Build Back Better
- Los informes de evaluación de daños de la AEE (también reportados por NYPA)
- Inspecciones de campo realizadas por la COR3
- Informes de evaluación de daños en curso
- Entrevistas extensas con la AEE y peritaje provisto por el Grupo de Trabajo
- Normas de diseño y planificación de FEMA
- Códigos y estándares desarrollados en representación de la COR3 y la AEE
- Hojas de trabajo del proyecto (PW) preparadas a la fecha de este informe
- Estudios técnicos del DOE
- Informes posteriores a las acciones tomadas preparados por New York State Contingent y FEMA

En la Cumbre de ESM, la COR3 solicitó que las partes interesadas del Grupo de Trabajo y los participantes se anotaran para participar en una o más de las 10 categorías del Plan de Modernización a base de la experiencia y peritaje de cada cual. La Tabla 1-1 resume dichas categorías y sus principales áreas focales.



Tabla 1-1. Categorías de los grupos de trabajo

<i>Categoría de grupo de trabajo</i>	<i>Áreas focales</i>
Transmisión y subestaciones	Fortalecimiento y refuerzo, integración de recursos renovables, relocalización de líneas, factores ambientales, manejo de vegetación, mitigación de inundaciones y digitalización
Distribución	Fortalecimiento, alimentadores radiales, automatización, manejo de vegetación
Generación y combustible	Retiro del servicio y mejoramiento de generadores, integración de energía renovable, suministro y almacenamiento de combustible, almacenamiento en baterías
DER y microrredes	Diseño de las redes aislables, recursos de energía distribuida (DER), eficiencia energética (EE), respuesta a la demanda (DR), microrredes, redes inteligentes, modernizaciones en la comunicación y diagnósticos
Tecnología	Automatización de la red, sistemas de contadores (AMI), alumbrado público inteligente y sistemas de clientes (CIS)
Seguridad	Sistemas físicos y de ciberseguridad, etc.
Operación del sistema	Mejoras al centro de control, fortalecimiento de las instalaciones, procedimientos operacionales revisados, operaciones centralizadas, descentralizadas y operaciones aislables.
Eficiencias operacionales	Mejoras a las prácticas operacionales y de mantenimiento para aumentar la eficiencia operacional de la organización y la preparación para situaciones de emergencia catastrófica
Preparación para situaciones de emergencia	Respuesta de restauración posterior a tormentas y planificación anticipada, planificación de asistencia mutua, planificación de suministro y logística, fortalecimiento de repositorios centrales y área de montaje, manejo de inventario y activos, planificación del centro de operaciones de emergencia, adiestramiento y ejercicios prácticos.
Marco regulatorio y políticas	Marco regulatorio, políticas e iniciativas para propiciar el desarrollo e implementación de las inversiones y actividades recomendadas para cada categoría.

Los subgrupos del Grupo de Trabajo colaboraron mediante sesiones de trabajo presenciales, llamadas de conferencia e intercambios de mensajes o documentos por correo electrónico. El Grupo de Trabajo ha proporcionado contribuciones y peritaje valiosos para el desarrollo del Plan de Modernización final, y la COR3 agradece la participación de cada individuo.



Organización

Este plan está estructurado para proveer:

- Información de trasfondo sobre el sistema de energía de Puerto Rico antes y después de los huracanes Irma y María (Sección 2).
- Una perspectiva general de la estrategia de transformación del sistema de energía y el conjunto de acciones propuestas (COA) para lograr la visión esbozada en el Pla de Recuperación del Gobernador (Sección 3).
- Una descripción del estado actual y futuro de cada una de las categorías del Grupo de Trabajo antes identificadas, así como un plan de implementación detallado sobre cómo lograr el estado futuro recomendado (Sección 4 hasta la Sección 6).
- Un resumen de los próximos pasos requeridos para implementar el Plan de Modernización (Sección 7).

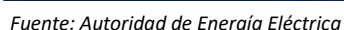




PERSPECTIVA GENERAL DEL SISTEMA DE ENERGÍA



Figura 2-1. Capacidad instalada de generación en Puerto Rico



¹² Este total de subestaciones se refiere al número de circuitos de transmisión de voltaje en la parte alta y a las subestaciones de subtransmisión.

Las ventas de electricidad en Puerto Rico han disminuido un 18% desde la recesión de 2008 y debido a la migración neta. Comenzando en el 2007, y hasta el 2017, el producto interno bruto real de Puerto Rico se contrajo por aproximadamente 17% y su población se redujo por más de 15%. Para el año fiscal 2018, las ventas totales de energía eléctrica declinaron un 22% desde el 2017, lo cual refleja las interrupciones en las redes de transmisión y distribución (T&D) debido a los huracanes, así como a los retrasos en la facturación a los clientes.

El sistema de energía eléctrica presta servicios a todo Puerto Rico, un área geográfica de aproximadamente 110 millas de este a oeste por 35 millas de norte a sur. La isla incluye cordilleras montañosas que se extienden a lo largo de la isla de este a oeste, con picos tan altos como de 4,390 pies. Las bajas llanuras costeras formadas por la erosión de las montañas centrales se extienden tierra adentro unas 8 a 12 millas en la costa norte y unas 3 a 8 millas en la costa sur. Las llanuras costeras del norte son húmedas, mientras que las de la costa sur de la isla son semiáridas.

Como se ilustra en la Figura 2-1, la geografía, el clima y la dispersión de los clientes de la energía eléctrica a través de toda la isla de Puerto Rico presentan muchos retos para la operación y el mantenimiento del sistema de energía eléctrica. Estos retos son la razón principal por la que el Grupo de Trabajo está recomendando un esfuerzo de reconstrucción sustancial, dirigido a reparar y fortalecer las instalaciones averiadas, pero también a transformar el sistema de energía eléctrica en una red más descentralizada y flexible.

El sistema de energía eléctrica consiste en la generación, transmisión, distribución, comunicación y centros de control, y se opera como un solo sistema integrado. Los sistemas de T&D de la AEE, la mayoría de los cuales están sobre tierra, fueron particularmente vulnerables a los fuertes vientos, las lluvias torrenciales y los deslizamientos por erosión asociados con los huracanes. Los vientos intensos pueden exceder las clasificaciones estructurales y las escorrentías pluviales que bajan de las montañas pueden causar serios problemas de inundaciones que resultan en largos periodos de reparaciones para restaurar la infraestructura de la red de energía eléctrica.



Figura 2-2. Centro de Control de Monacillo



Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica

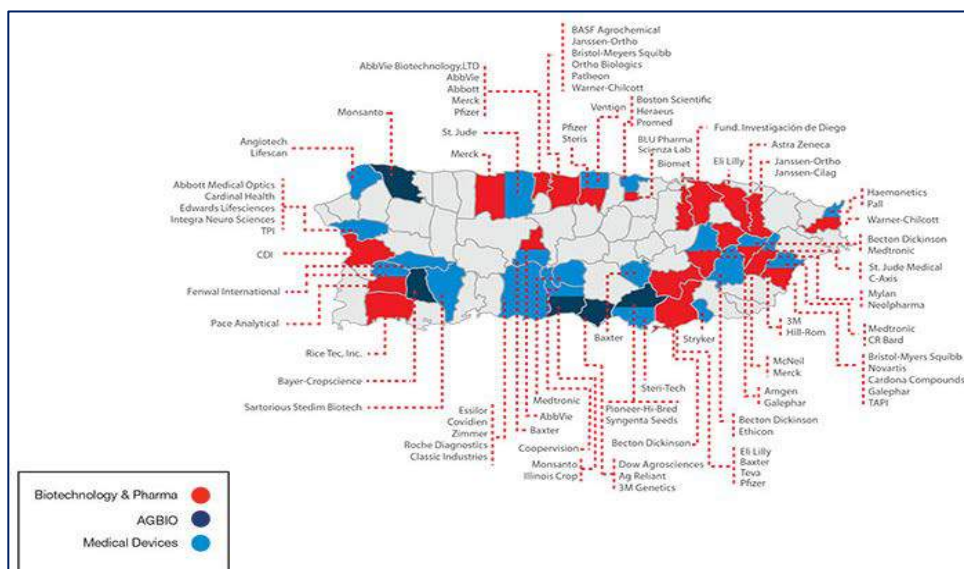
La generación y el flujo de electricidad dentro del sistema se mantiene y controla por centros de control y despacho primarios y de respaldo. El centro de despacho primario está ubicado en Monacillo, aproximadamente 7 millas al sur de San Juan. Se utilizan sistemas de manejo de energía y de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) para controlar de manera remota el flujo de energía eléctrica en la isla, incluyendo grandes unidades generatrices y varias subestaciones. El centro de control de respaldo de Ponce tiene el propósito de mantenerse conectado constantemente para asumir el control del sistema en la eventualidad de que el centro de control primario deje de funcionar.

La red de transmisión interconectada incluye circuitos de suministro con clasificación de 230 kV, 115 kV y 38 kV, que transmiten energía eléctrica de las plantas generatrices a las subestaciones de distribución, de donde se transmite a los clientes a través de líneas de distribución de menor voltaje. El sistema de transmisión consiste en 2,585 millas de circuitos de líneas: 413 millas de circuitos de líneas de 230 kV, 700 millas de circuitos de líneas de 115 kV y 1,472 millas de circuitos de líneas de 38 kV. Estos totales incluyen aproximadamente 37 millas de cable de 115 kV soterrado, 63 millas de cable de 38 kV soterrado y 55 millas de cable de 38 kV submarino.

La generación que es propiedad de la AEE está ubicada principalmente a lo largo de las costas del norte y el sur. En la costa sur están dos de las plantas generatrices más grandes y críticas—Aguirre y Costa Sur. Las instalaciones generatrices de energía eléctrica están interconectadas mediante líneas de transmisión aéreas de alto voltaje y conectadas al norte a través de terreno montañoso. Debido a su ubicación física, estas conexiones eléctricas están expuestas a los vientos de fuerza huracanada y tienen más posibilidades de fallar, como ocurrió durante el huracán María. Cuando estos ramales principales quedan inservibles, el grueso de la generación eléctrica en el sur no se puede transferir a la parte norte de la isla, donde está el mayor nivel de demanda eléctrica.



Figura 2-3. Ubicación de instalaciones manufactureras en Puerto Rico



Fuente: Build Back Better ¹³

Esto representa un reto porque la mayor porción de la demanda de energía eléctrica de la isla está concentrada en el noreste, en y alrededor de la ciudad de San Juan. La densidad de alta demanda de energía se debe a la alta concentración de población y la presencia de áreas comerciales, un puerto marítimo, el puerto principal de la isla y plantas manufactureras. La manufactura en Puerto Rico, uno de los principales sectores de la economía de la isla, consiste mayormente en farmacéuticas y dispositivos médicos, con muchas plantas importantes ubicadas en la parte noreste de la isla, según se ilustra en la Figura 2-3. Estas instalaciones representan aproximadamente 65% de la demanda energética del sistema.

Impactos de los desastres naturales

El huracán Irma azotó la costa norte de Puerto Rico durante el 6 y 7 de septiembre de 2017 como una tormenta Categoría 5, dejando sin servicio eléctrico a más de 1 millón de residentes e infraestructura crítica. Ese fin de semana, la AEE restauró el servicio a aproximadamente 70% de los clientes afectados, mientras para otros se anticipaba que tomaría meses la restauración del servicio.

Dos semanas más tarde, el 20 de septiembre de 2017, el huracán María entró al Caribe como un huracán Categoría 4, trayendo vientos de sobre 150 mph y descargando 25 pulgadas de lluvia sobre Puerto Rico. Como se muestra en la Figura 2-4, el Huracán María traía una trayectoria en dirección noroeste cuando llegó a Puerto Rico, azotando primero la punta sureste de la isla que fue una de las áreas más afectadas.

¹³ Leyenda: Biotecnología y Farmacéuticas | Biología agrícola (AGBIO) | Dispositivos médicos

Figura 2-4. Trayectoria del huracán María e inundaciones



Fuente: KatRisk LLC

Finalmente, la tormenta impactó la mayoría de la isla con una combinación de fuertes vientos e inundaciones. Otras áreas severamente afectadas fueron la costa norte, ya que la rotación del huracán causó marejadas en las costas que confluyeron con la escorrentía de lluvia de las montañas, causando inundaciones prolongadas.

Las líneas de transmisión en el centro de la isla fueron severamente impactadas, ya que los fuertes vientos fueron canalizados a través de la topografía del terreno y averiaron grandes torres de transmisión de celosía. Las trayectorias históricas de tormentas ilustradas en la Figura 2-6 sugieren que se pueden esperar impactos similares en el futuro.

El huracán María devastó la isla, que todavía estaba en un proceso de respuesta de emergencia tras Irma. El impacto combinado de los dos huracanes ocasionó una falla total de la red de energía eléctrica de Puerto Rico, con apagones que se prolongaron durante varios meses. Debido al daño extendido y sin precedentes, una porción significativa de la generación, la transmisión y la distribución del sistema debe ser reconstruida, incluyendo líneas de transmisión de alto voltaje que pueden resistir huracanes de menor categoría.

Figura 2-5. Estructura de transmisión derribada por el huracán María



Fuente: Institute of Electrical and Electronics Engineers



- Edison Electric Institute (EEI)
- AVANGRID (NYSEG, RG&E)
- Central Hudson Gas and Electric Corporation
- Consolidated Edison, Inc.

Siete equipos de Manejo de Incidentes (IMT, por sus siglas en inglés) formados por las entidades de servicio eléctrico de Estados Unidos se asignaron a áreas específicas de la isla, para trabajar bajo el Grupo de Comando Unificado con el fin de acelerar los esfuerzos de restauración. La Figura 2-7 ilustra las áreas de responsabilidad de cada IMT.

En fin, el daño causado por los huracanes resultó en el apagón eléctrico más prolongado en la historia de los Estados Unidos. El servicio de energía eléctrica eventualmente se restauró para prácticamente todos los clientes en Puerto Rico en agosto de 2018, 11 meses después de los huracanes Irma y María. Sin embargo, todavía es necesario realizar reparaciones y reconstrucciones sustanciales para lograr que el sistema de generación y los sistemas de suministro de toda la isla cumplan con los códigos y estándares vigentes.

Figura 2-7. Equipos de restauración de instalaciones del servicio eléctrico¹⁴



Fuente: U.S. Geological Survey

¹⁴ Referida en el testimonio de Carlos D. Torres ante el Comité de Energía y Comercio de la Cámara de Representantes de los EE. UU., abril 2018.



Transformación del sistema de energía

El gobernador llamó este un “momento transformativo en la historia de Puerto Rico.” La devastación del sistema de energía eléctrica presenta una oportunidad sin precedentes para reconstruir y transformar el sistema en uno que sea más fuerte, inteligente, eficiente, limpio y menos dependiente de importaciones de combustible fósil. El nuevo sistema será diseñado y construido usando los códigos y estándares vigentes para sistemas de energía eléctrica con tecnologías de redes modernas. Las recomendaciones en este plan se han formulado recogiendo la experiencia de grupos participantes en fortalecer sistemas de energía eléctrica tras huracanes ocurridos en los EE. UU. durante la última década.

Este futuro sistema de energía eléctrica de Puerto Rico dependerá de una mayor cantidad de recursos de energía renovable, tales como de viento y solar, incorporará nuevas tecnologías de recursos de energía distribuida, tales como almacenamiento de energía y microrredes, y hará posible que la energía sea más asequible y sustentable para mejorar la forma de vida de los ciudadanos de Puerto Rico.

La visión del Plan de Recuperación del Gobernador se resume en la siguiente declaración y las cinco razones esenciales para modernizar el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico se destacan en la Figura 2-8.

Visión del Gobernador:
“Transformar el sistema de energía eléctrica para garantizar un servicio eléctrico centrado en el cliente, asequible, resiliente, confiable y adaptable que incorpore más recursos renovables, microrredes, recursos de energía distribuida (DER); que pueda propulsar nuevos negocios y oportunidades de empleo y sustentar el bienestar de los residentes.”

Figura 2-8. Imperativos estratégicos



Fuente: ESM Summit



Los principios clave para el Plan de Modernización de la Red incluyen:

- Modernizar la cartera de generación térmica para reducir el costo de combustible y mejorar la flexibilidad operacional.
- Descentralizar la generación y evolucionar a fuentes de energía más limpias y sustentables, apoyando así las metas de energía renovable de Puerto Rico.
- Optimizar la flota de generación mediante el retiro del servicio de las unidades ineficientes o que no cumplen con las normas ambientales, invertir en reparaciones de instalaciones de base y proyectos de confiabilidad, desarrollar un inventario de partes de repuesto y fortalecer las estaciones de generación para resistir condiciones de fuertes vientos e inundaciones.
- Actualizar las estaciones de generación actuales para que usen gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés) y expandir la capacidad de importar y almacenar para mejorar la disponibilidad y habilidad de suministro del LNG, una fuente combustible más diversa y económica.
- Usar tecnologías emergentes probadas, tales como almacenamiento de energía, microrredes y eficiencia energética para proveer mayor flexibilidad y resiliencia al sistema a través de la isla.
- Reparar y fortalecer la infraestructura de T&D a tono con los códigos y estándares vigentes de la industrial y diseñarla para resistir tormentas extremas de Categoría 4 (vientos sostenidos de 150 mph+).
- Reforzar las subestaciones mediante un enfoque detallado de defensa para resistir vientos, inundaciones y deslizamientos de terrenos; implementar microrredes y usar sistemas soterrados para infraestructura crítica (ej., hospitales, estaciones de policía y bomberos, refugios de emergencia, infraestructura de comunicaciones críticas, como torres de telefonía móvil, plantas de tratamiento de agua, aeropuertos, puertos marítimos, centros comerciales y centros industriales).
- Mejorar los voltajes del sistema donde sea necesario para atender problemas de capacidad y desempeño, y mejorar la flexibilidad y resiliencia del sistema (p. ej., 4 kV a 13 kV para distribución, 398 kV a 115 kV para transmisión).
- Mejorar la disposición de la seguridad cibernética de las redes de control operacional para garantizar el suministro confiable de la energía eléctrica.
- Implementar protecciones con un enfoque detallado de defensa en los centros de control y puntos de generación para cumplir con las protecciones de seguridad física de la industria.
- Usar tecnologías y automatización moderna para reducir la cantidad de apagones, los tiempos de recuperación, los costos de operación y propiciar la integración de recursos de energía sustentable.
- Seguir las recomendaciones del informe posterior a las acciones tomadas tras el huracán María (Hurricane María After Action Report) para desarrollar un enfoque de seguir las mejores prácticas de la industria en la preparación, respuesta y asistencia mutua de emergencia para la AEE.





ESTRATEGIA DE TRANSFORMACIÓN



3. ESTRATEGIA DE TRANSFORMACIÓN

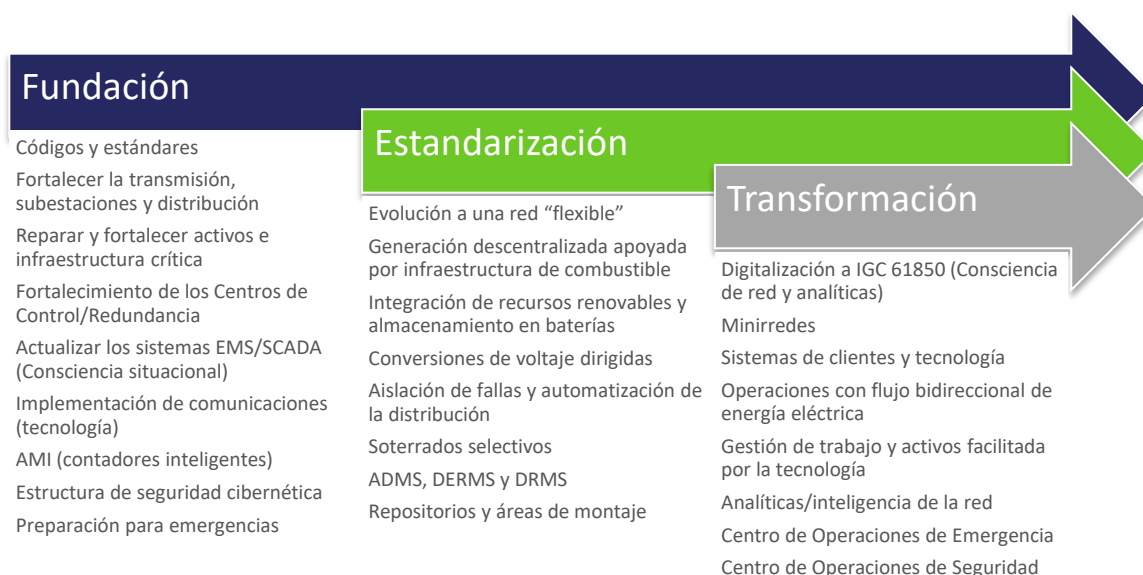
La reconstrucción y transformación del sistema de energía de Puerto Rico es una tarea compleja. Actualmente se dirigen recursos sustanciales a este esfuerzo, liderados por COR3 en asociación con la AEE, y apoyados por múltiples grupos interesados y expertos en la materia, tanto locales como de fuera de la isla. El esfuerzo de transformación reconoce que hay inversiones a corto plazo y proyectos que pueden atender los riesgos actuales de confiabilidad y calidad del servicio eléctrico y proporcionar beneficios inmediatos al pueblo y los comercios de Puerto Rico. En estos momentos, estos proyectos se están identificando y priorizando a la par con el desarrollo de este Plan de Modernización.

En este plan, el Grupo de Trabajo ha abordado las necesidades de transformación del sistema en tres fases:

- Prioridades a corto plazo (1-3 años)
- Prioridades a mediano plazo (3-7 años)
- Iniciativas de reconstrucción a largo plazo (7-10+ años)

En el plan, estas fases están lo suficientemente detalladas como para garantizar que el nuevo sistema de energía transformado pueda ser comisionado, operado y mantenido efectivamente durante el programa de reconstrucción. Esto incluye la consideración estratégica de entrar en un contrato de concesión para la operación futura de la transmisión, distribución y generación de activos y servicios, según se ilustra en el calendario de implementación en la Figura 3-1.

Figura 3-1. Fases de recuperación energética



Para capitalizar las oportunidades de transformación a corto plazo, la AEE ha estado desarrollando e iniciando un proceso de contratación de recursos y tecnologías que se puedan implementar para



mejorar la confiabilidad y resiliencia de las áreas de alto riesgo de su sistema. COR3 está coordinando con la AEE para revisar y priorizar todas las actividades de contratación y garantizar un proceso de contratación cooperativo, transparente y conforme con las normas aplicables para todos los trabajos contratados para proyectos permanentes en el futuro. Estas actividades se han coordinado dentro del Grupo de Trabajo y con las iniciativas en este documento.

El gobierno de Puerto Rico y los líderes de diferentes sectores han identificado la necesidad de implantar un cambio abarcador en múltiples áreas para materializar la red de energía eléctrica del futuro para Puerto Rico. Estas se esbozan en el informe del Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de (ICSE) de Puerto Rico, *Colaboración pública para la transformación energética de Puerto Rico* (octubre 2018), como áreas de oportunidad para cambios:

- Promoción de una visión de autosuficiencia y credibilidad
- Un ente regulador independiente con poderes para exigir cumplimiento
- Un marco regulatorio moderno y un plan integrado de recursos (PIR)
- Participación de las cooperativas y de los municipios en la transición

Identificar programas de trabajo y lograr promover el cambio con éxito en cada una de estas áreas de oportunidad ayudará a generar una red de energía eléctrica más *resiliente*, más *confiable*, más *sustentable*, más *asequible* y más *centrada en el cliente*. Todos estos son atributos clave de la futura red eléctrica estatal definida en este plan.

Como eje de la transformación reflejada en el Plan de Modernización está el cambio fundamental en la manera en que se generará y se distribuirá la electricidad y la evolución de la relación tradicional entre las partes interesadas en todo el sistema eléctrico. También es claro que estas oportunidades de cambio se extienden a las áreas focales medulares que establecen la estructura dentro de la cual se realizan los trabajos, a las cuales nos referimos comúnmente como: **“Gente, Proceso, Organización y Desempeño.”**

- **Gente:** Levantar la fuerza trabajadora del futuro que esté alineada con los nuevos requisitos operacionales de entidades eléctricas; ajustando la entidad con un enfoque en adiestramiento, sucesión y mejoramiento.
- **Proceso:** Diseñar e implementar procesos de negocio repetibles para actividades clave de la entidad; crear una cultura de procesos de negocio, ejemplificada en el mejoramiento continuo.
- **Organización:** Construir un modelo operacional que esté alineado con la Visión, Misión y Objetivos de la entidad, considerando los roles, los alcances de control y la gobernanza en el diseño organizacional.
- **Desempeño:** Definir métricas, medir y reportar el desempeño de la entidad respecto a sus metas, construir la disciplina de desempeño que provee la base para evaluaciones, compensación y mejoramiento.



Diseñar e impulsar exitosamente cambios en estas áreas será determinante para lograr la transformación global del sistema eléctrico en todos los horizontes de planificación previstos en este documento. La Tabla 3-1 muestra ejemplos de los elementos clave dentro de estas áreas focales.

Tabla 3-1. Componentes del cambio organizacional para Puerto Rico

Área focal	Descripciones	Definición
Gente	Capacidades	Destrezas requeridas para operar y mantener el sistema en el futuro.
	Niveles de personal	Ajustar las operaciones de la entidad a las nuevas estrategias y requisitos operacionales.
	Optimización de recursos	Identificar la combinación correcta de empleados y contratistas para asegurar una ejecución óptima.
	Adiestramiento y sucesión	Mejorar constantemente la fuerza trabajadora para lograr mayores niveles de productividad
	Reclutamiento y sucesión	Identificar y retener los mejores recursos, formando la próxima generación de líderes
Proceso	Eficiencia	Prestar servicios “correctos de primera instancia” con el mínimo desperdicio
	Calidad	Producir resultados de la más alta calidad, haciendo esfuerzos constantes por mejorar las operaciones
	Innovación	Implantar métodos para identificar y aplicar nuevas técnicas para ejecutar los trabajos de la mejor manera
	Mejoramiento continuo	Diseñar prácticas que propicien una cultura de aprendizaje y mejoramiento continuos
Organización	Modelo operacional	Convertir la visión estratégica en principios de diseño de los procesos organizacionales
	Ámbito de control	Establecer jerarquías y relaciones de presentación de informes para lograr efectividad óptima
	Diseño de roles y puestos	Diseñar roles clave alineados con los procesos y requisitos operacionales
	Gobernanza y toma de decisiones	Adoptar políticas y protocolos que especifiquen los niveles de autoridad y responsabilidades.
Desempeño	Metas del negocio y métricas	Identificar metas claras, objetivos y métricas en áreas claves de desempeño.
	Recompensas y compensación	Aplicar sistemas y protocolos estándares de manejo de desempeño a los empleados.
	Presentación de informes	Producir informes constantes de métricas diversas para proveer información sobre el desempeño.

Adoptar proyectos en estas áreas clave e integrarlos a los planes de gastos será imperativo para el éxito a largo plazo del programa de transformación. Además, incorporar herramientas y técnicas de manejo de cambios al programa a largo plazo será crítico. La disciplina de Manejo de Cambios ha tomado auge en el sector de las entidades de servicios públicos durante los últimos años según las entidades han pretendido transformar planes estratégicos y modelos de negocio, implementar y utilizar nuevas formas de tecnología y atender retos de sucesión y manejo de talentos. Elementos comunes de procesos globales de manejo de cambios (incluyendo cambios en los estatutos y planes gerenciales, en el involucramiento de las partes interesadas y la comunicación, así como la evaluación del grado de preparación de la entidad para el cambio) serán elementos esenciales para el manejo del PLAN DE MODERNIZACIÓN.



Enfoque de ejecución de la Oficina del Sector Energético

La AEE y la COR3 han creado la Oficina del Sector Energético (ESO, por sus siglas en inglés) para regir conjuntamente la transformación del sistema energético en Puerto Rico. Las dos organizaciones formalizaron la creación de la ESO mediante un Acuerdo de Asociación que detalla los roles y responsabilidades y facilita la unidad de propósito para planificar, involucrar a las partes interesadas y ultimadamente ejecutar el PLAN DE MODERNIZACIÓN. Dentro de la ESO, se ha establecido una oficina de manejo de programa (PMO, por sus siglas en inglés) con expertos de la industria de Navigant, TRC Solutions, Stantec, Ankura, Filsinger Energy Advisors y socios locales para liderar la planificación, definición de proyecto, formulación del esquema de fondos, manejo y administración del programa.

La primera prioridad para la PMO ha sido aprovechar el conocimiento de los expertos técnicos de clase mundial para cristalizar una ruta de mejoramiento verdaderamente innovativa para lograr los objetivos de diseñar un sistema de energía más centrado en el cliente, asequible, resiliente y sustentable. Como se describe aquí, durante los pasados cinco meses, la PMO ha acometido un proceso con las partes interesadas para involucrar expertos de la industria del Departamento de Energía, grandes empresas de servicio público de energía y otros para producir este plan. Además de definir las inversiones requeridas para una red de energía más moderna, resiliente y sustentable, este plan incluye la estrategia de tecnología y el plan de ejecución para la modernización de la red. Esto incluye recomendaciones para establecer los sistemas y tecnologías digitales de base, la planificación de nuevos sistemas de control de energía, la automatización de las subestaciones y la distribución, una red de comunicaciones de amplio alcance que abarque las operaciones de campo, la seguridad cibernética, la analítica de datos y aplicaciones relacionadas, e infraestructura de sistemas de tecnología de información (IT) y tecnología de operaciones (OT).

Otra prioridad clave de la PMO ha sido trabajar directamente con FEMA para coordinar y ejecutar inspecciones de daños en instalaciones e infraestructura de energía, descripciones de los trabajos de reparaciones/reemplazos y estimados de costos, análisis de cumplimiento y permisos requeridos por las normas ambientales y de preservación histórica, y la mitigación de riesgos y conceptualización de la resiliencia según requeridos por la Ley Stafford 428 y la Ley Bipartita de Presupuesto de 2018 (BBA). La PMO también está desarrollando nuevos códigos y estándares de diseño y construcción para la reconstrucción del sistema de suministro de energía, garantizando que se adhieran a los códigos y mejores prácticas vigentes de la industria, incluyendo medidas de viabilidad técnica y de resiliencia costo-efectiva. Más aún, la PMO tiene la responsabilidad primaria sobre la implementación, monitoreo, control y rendición de informes¹⁵ para los 27 COA de energía (ENR COA) relacionadas con la reconstrucción de la red eléctrica y la transformación global del sistema de energía.

Finalmente, la PMO definirá y ejecutará el plan de comunicaciones del programa de recuperación de energía, enfocado en crear una voz del cliente y una alineación clara con el marco regulatorio para el PLAN DE MODERNIZACIÓN. El análisis de los grupos interesados está en proceso, con planes de realizar una campaña informativa por toda la isla para compartir el plan y generar el apoyo necesario entre el sector empresarial y la comunidad. El plan de comunicaciones luego se extenderá a Washington, D.C con el

¹⁵ No todos los COA del sector energético están asignados a la AEE; la PMO coordinará con otras agencias según sea necesario para la implantación, seguimiento, control y preparación de informes de estos COA.



objetivo de procurar el apoyo necesario para este plan y conseguir los fondos requeridos para transformar el sistema de energía eléctrica para los negocios y el pueblo de Puerto Rico.

Fuentes potenciales de fondos

Este Plan de Modernización elabora la visión del Gobierno de Puerto Rico y sienta las bases para convertir esa visión en acción, lo cual resultará en un sistema de energía modernizado, estandarizado, resiliente y ampliable para Puerto Rico, que será centrado en el cliente y asequible. Por tanto, este plan se desarrolló sin tener en cuenta ninguna fuente de fondos en particular. Se explorarán múltiples fuentes de fondos para financiar los diversos elementos del Plan de Modernización a base de los diversos requisitos procesales, de elegibilidad y de disponibilidad de fondos de cada fuente. La Tabla 3-2 describe algunas de las fuentes principales de fondos que se explorarán con detenimiento para costear la ejecución e implementación (la lista no es exhaustiva).

Tabla 3-2. Categorización de fuentes de fondos

<i>Fuentes de fondos</i>	<i>Descripción</i>
Departamento de Seguridad Nacional (U.S. DHS), Programa de Asistencia Pública de FEMA (10% de pareo de costos para proyectos de trabajos permanentes bajo el programa de Desastre Presidencial Número 4339)	Fondos para restaurar infraestructura averiada o destruida a su estado, funcionamiento y capacidad previos al desastre, a base de los códigos y estándares aplicables. Hay fondos adicionales disponibles para medidas costo-efectivas que reduzcan daños futuros en eventos similares (mitigación 406). A tenor con la Sección 20601 de la Ley Bipartita de Presupuesto de 2018, FEMA puede proveer asistencia adicional para restaurar servicios críticos a los estándares de la industria independientemente de su condición antes del desastre
US-DHS, Programa de Subvenciones para Mitigación de Riesgos de FEMA (25% de pareo de costo para proyectos)	El programa de Subvenciones para Mitigación de Riesgos de FEMA (HMGP) provee fondos a los estados, tribus, gobiernos locales, y a organizaciones sin fines de lucro, luego de una declaración de desastre para reducir los riesgos a la vida y la propiedad pública o privada mediante medidas costo-efectivas de mitigación. El propósito principal de este programa de subvenciones administrado por el estado es que se legislen medidas de mitigación que reduzcan el riesgo de pérdida de vidas y propiedad por amenazas naturales.
Programa de Subvención en Bloque para Desarrollo Comunitario – Recuperación de Desastres, del Departamento de la Vivienda y Desarrollo Urbano de los EE. UU. (U.S. HUD) (Pareo – N/A)	La asignación especial provee fondos para las áreas más impactadas y afectadas para ayuda en casos de desastre, recuperación a largo plazo, restauración de infraestructura, vivienda y revitalización económica. Los fondos se pueden usar para parear otros recursos federales.
Departamento de Energía de los EE. UU.	Asistencia técnica y de otra índole para eficiencia y conservación energética, planificación estratégica de energía, energía renovable y resiliencia y recuperación en casos de desastre.
Administración de Desarrollo Económico de los EE. UU., Recuperación de Desastres	Facilita la entrega oportuna y efectiva de asistencia federal de desarrollo económico para apoyar la planificación e implementación, redesarrollo y resiliencia, de proyectos comunitarios de recuperación económica a largo plazo.
Departamento de Agricultura de los EE. UU., Desarrollo Rural	Ofrece préstamos, garantías de préstamos y subvenciones limitadas para atender los altos costos de energía, energía renovable y conservación, generación distribuida y otros propósitos.
Gobierno de Puerto Rico	Ofrece ayudas en situaciones de desastre y otras asignaciones suplementarias potenciales mediante el proceso legislativo de Puerto Rico.



Fuentes de fondos	Descripción
AEE	Los fondos operacionales y las asignaciones de la AEE se explorarán y evaluarán a cabalidad para determinar la disponibilidad de fondos para parear, complementar o financiar directamente proyectos y otros gastos necesarios para recuperación, reconstrucción y resiliencia.
Inversiones del sector privado	Según esté disponible mediante el sector privado para nuevos proyectos de generación y para la concesión de transmisión y distribución.
Compromisos y donaciones de organizaciones no gubernamentales	Se explorará, evaluará y considerará a cabalidad las posibilidades de asistencia técnica, recursos, donaciones y fondos de organizaciones privadas sin fines de lucro y no gubernamentales.
Asignaciones anuales de departamentos y agencias federales	En el futuro, se explorarán, evaluarán y considerarán a cabalidad las asignaciones federales anuales, las oportunidades de fondos mediante subvenciones, asistencia técnica y otros recursos.
Asignaciones suplementarias en años fiscales futuros	<i>Las insuficiencias y necesidades no satisfechas para la ejecución del Plan de Modernización se evaluarán para posibles solicitudes de asignaciones suplementarias del Congreso Federal en años futuros.</i>

Fuente: DCMC Partners

Ejemplo del Enfoque de Formulación de Proyecto para el Sistema Global US-DHS-FEMA Fondos de Asistencia Pública

Además de las facultades tradicionales propias del Programa de Asistencia Pública de proveer fondos para reparar o reemplazar instalaciones afectadas a base de los códigos y estándares aplicables y para medidas de mitigación costo-efectivas para reducir pérdidas futuras, la disposición especial mencionada a continuación aplica a proyectos del sector de energía en Puerto Rico después de los huracanes Irma y María.

La Sección 20601 de la Ley Bipartita de Presupuesto de 2018 (BBA) (L. P. 115-123) permite a FEMA proveer asistencia, a tenor con la Sección 428 de la Ley Robert T. Stafford de Alivio para Desastres y Asistencia de Emergencia, durante el periodo de recuperación para los incidentes DR-4336-PR, DR-4339-PR, DR-4340-USVI y DR-4335-USVI para—

- (1) reemplazar o restaurar la funcionalidad de una instalación o sistema a los estándares de la industria independientemente de la condición de la instalación o sistema previo al desastre; y
- (2) reemplazar o restaurar componentes de la instalación o sistema no averiado por el desastre cuando sean necesarios para llevar a cabo a cabalidad el reemplazo o restauración de componentes dañados por el desastre para restaurar la funcionalidad de la instalación o sistema a los estándares de la industria.

Mediante una evaluación a nivel del sistema total con un enfoque integral basado en soluciones de la recuperación, reconstrucción y componentes de resiliencia planificadas esbozadas en el Plan para la modernización de la red eléctrica, la necesidad de tales elementos, que deben cumplir con los estándares o con las mejores prácticas de la industria, será evaluada más adecuadamente como componentes del sistema en su totalidad en lugar de como componentes aislados.

Puerto Rico ha creado un esfuerzo unificado entre una amplia gama de partes interesadas para mejorar la respuesta de recuperación de desastres mediante asistencia para, e inversiones en, individuos, familias, viviendas, comunidades, infraestructura, esfuerzos de recuperación económica y el ambiente. Las fuentes de fondos presentadas anteriormente para las medidas de recuperación, reconstrucción y



resiliencia del sistema de energía apoyarán directamente la visión de recuperación del gobierno y ayudarán a lograr las acciones recomendadas (COA) descritas en el Plan de Recuperación del Gobernador. Todos los componentes dentro del sistema de energía se evaluarán como un sistema global para compatibilidad técnica y asignaciones potenciales de fondos. Es crítico que las revisiones técnicas y justificaciones de solicitudes de fondos estén fundamentadas por una evaluación a nivel global del sistema de los planes y diseños para la recuperación, reconstrucción y resiliencia basados en los estándares y mejores prácticas de la industria.

Cuando Puerto Rico mira hacia el futuro, ve el esfuerzo de recuperación como una oportunidad no solo para reconstruir lo dañado, pero también para transformar el sistema de energía de Puerto Rico implementando soluciones que:

- Sean costo-efectivas y de avanzada;
- Sean resilientes y construidas de acuerdo con los códigos, especificaciones y estándares de la industria;
- Capitalicen pensamientos innovadores y las mejores prácticas de todo el mundo; y
- Contribuyan a un mayor desarrollo económico, revitalización y crecimiento de Puerto Rico (a tono con esfuerzos más abarcadores del Gobierno para lograr estabilidad fiscal y económica)

Puerto Rico saldrá adelante en su recuperación económica y de desastres, incluyendo la transformación del sistema de energía, invirtiendo en infraestructura, en su gente y en el ambiente. Los fondos federales de FEMA y otras entidades del gobierno ayudarán a lograr esta visión. Para alcanzar todas las metas económicas, de infraestructura y sociales identificadas por el Gobierno y destacadas en este plan, también será necesario aunar la creatividad y recursos del sector privado.

Los fondos de FEMA u otros fondos de subvenciones federales para recuperación de desastres estarán disponibles para financiar parcialmente la restauración del sistema de energía de la AEE.

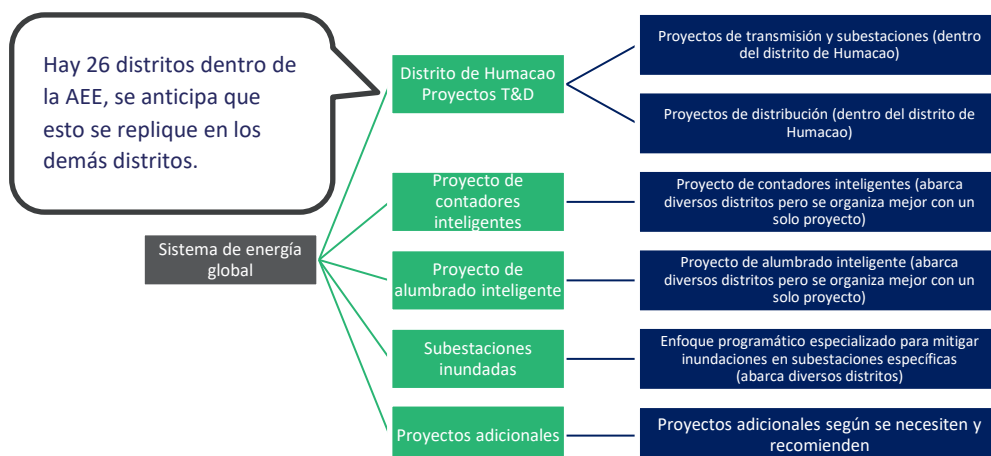
Formulación del esquema de fondos del proyecto

Para organizar la ejecución de los proyectos de energía de conformidad con los procedimientos establecidos por FEMA, el grupo completo de proyectos del sector de la energía se pueden agrupar en una sola Hoja de Trabajo de Proyecto (PW). Los proyectos en los subgrupos o individuales se pueden organizar como Sitios de Proyectos (sombreados en verde abajo). La Figura 3-2 ilustra una agrupación conceptual¹⁶. El enfoque para organizar la ejecución de los proyectos de energía será validado con FEMA para asegurar que el proceso de formulación y consecución de fondos sea eficiente. COR3 tiene la intención de trabajar estrechamente con FEMA para asegurarse de que las especificaciones de las PW se estructuren para cumplir lo mejor posible con los requisitos de FEMA, y para facilitar la entrega, revisión y obtención de fondos para los proyectos descritos en este Plan de Modernización dentro de los plazos establecidos.

¹⁶ El equipo continuamente trabaja con FEMA para optimizar los grupos de proyectos durante el proceso de desarrollo de proyectos.



Figura 3-2. Formulación de fondos y enfoque de ejecución del proyecto



Conjuntos de acciones propuestas (COA)

En agosto del 2018, la oficina del gobernador Rosselló publicó un plan comprensivo para la recuperación de la isla titulado *“Transformation and Innovation in the Wake of Devastation: An Economic and Disaster Recovery Plan for Puerto Rico”* (también conocido como el Plan de Recuperación del Gobernador). El Plan de Recuperación del Gobernador, que incluye soluciones analíticas del Centro de Análisis Operacional del Departamento de Seguridad Nacional (HSOAC),¹⁷ incluye 27 conjuntos de acciones propuestas (COA) para el esfuerzo de recuperación de energía y responde la Ley Bipartita de Presupuesto de 2018 (Ley pública 115-123). El Plan de Recuperación del Gobernador sostiene que implementar una nueva visión para el sector de la energía es una oportunidad para literalmente propulsar el futuro de Puerto Rico. En específico, el Plan establece que los esfuerzos de recuperación deben enfocarse primero en los clientes, pero también hace énfasis en establecer un sistema de energía financieramente viable, confiable, resiliente y sustentable que impulse el motor económico de Puerto Rico.



Desde el 1 de mayo de 2019, COR3 ha reestructurado los 27 COA del sector energético en 10 (categorizados en los COA del Plan de Modernización) que crearon una alineación entre el Plan de Recuperación del Gobernador y el Plan de Modernización.

Relación con las categorías de transformación

Para organizar el Plan de Modernización, las iniciativas y programas se han agrupado en 10 categorías principales de transformación. El Apéndice B resume cómo estas categorías de transformación se alinean con cada uno de los COA del sector energético (según aplique). Por ejemplo, la acción de adecuar los estándares de la red a las mejores prácticas de la industria y asegurar su cumplimiento e implementación dentro de los términos requeridos, y usar los estándares de USDA RUS para la reconstrucción de la red (ENR COA-001) está alineada con todas las categorías de transformación (indicado con una marca de cotejo verde). La tabla también explica el contexto de la relación de cada ENR COA con las categorías de transformación. En algunos casos (p.ej., ENR COA-026), la alineación no existe. Las categorías de transformación no abordan la planificación de implementación específica del ENR COA-026 en este plan. Además, excepto donde se indica lo contrario, todos los ENR COA están asignados a la AEE.

El Grupo de Trabajo recomienda que se revisen más a fondo las alineaciones entre los COA del sector energético y las categorías de transformación durante la fase de implementación del Plan de Modernización. Esta alineación se usará para reconfigurar los COA del sector energético y alinearlos con las categorías de transformación para propiciar un proceso de rendición de informes más eficiente del plan de acción.

¹⁷ HSOAC es un centro de investigación y desarrollo financiado con fondos federales operado por RAND Corporation mediante un contrato con el Departamento de Seguridad Nacional (DHS).





TRANSFORMACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA DE ENERGÍA



4. TRANSFORMACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA DE ENERGÍA

4.1 Transmisión y subestaciones

Las secciones 4.1 y 4.2 describen el estado actual y el propuesto para el futuro del sistema de suministro de energía eléctrica para los activos de transmisión, subestaciones y distribución. Las secciones detallan el enfoque del Grupo de Trabajo para identificar los activos que fueron averiados por los huracanes o que no cumplen con los estándares de diseño vigentes, con los conjuntos de acciones propuestas que se deben tomar para lograr los objetivos de confiabilidad y resiliencia para la isla. Se documentan las mejoras propuestas y un plan de implementación a corto plazo (2019 al 2022) y a mediano y largo plazo (2023 al 2028). Las reparaciones y actualizaciones propuestas para el sistema de suministro de energía eléctrica por el Grupo de Trabajo toman en consideración recomendaciones de informes previos de la agencia.

El plan de transformación de 10 años para los activos de transmisión, subestaciones y distribución presume que los activos que fueron reparados luego del huracán María serían actualizados a los estándares de diseño vigentes, que para la mayoría de los activos es para resistir vientos sostenidos de Categoría 4 (150 mph) o superiores.¹⁸ Los activos críticos que pueden haber sobrevivido la tormenta, pero aun así están averiados, obsoletos o bajo los estándares respecto a su desempeño y confiabilidad también se han señalado para reemplazo. Las inversiones propuestas son cónsonas con el Plan Integrado de Recursos del 2019 (IRP) y se requieren para todos los escenarios de recursos y estrategias evaluadas en el IRP. Sin embargo, el Plan de Modernización incluye inversiones para fortalecer una cantidad aún mayor de líneas de transmisión y subestaciones de las que se contemplan en el IRP, particularmente en el sistema de 230 kV, donde el Plan de Modernización presume que la mayoría de las líneas requieren reforzarse para resistir vientos del nivel superior de la Categoría 4.¹⁹

No todos los activos de T&D serán reemplazados. Los activos menos críticos—los que son relativamente nuevos, están en buenas condiciones o se han reconstruido según los estándares vigentes—están excluidos de la lista propuesta para el reemplazo de activos. Por ejemplo, algunas líneas y subestaciones ubicadas en áreas (p. ej., valles) donde los vientos de fuerzas huracanadas son atenuados o bloqueados por la topografía se clasifican como baja prioridad y se excluyen. El Grupo de Trabajo adoptó un proceso de selección estructurado y manejable para el reemplazo de activos, basado en un plan y calendario de trabajo realistas que se puede implementar de manera segura y confiable, cónsono con los objetivos del Plan de Recuperación del Gobernador.

La identificación de los activos de T&D para reemplazo se basa en criticidad y condiciones conocidas. Los informes de inspecciones que fueron completados poco después de María (y usados para sustentar los estimados de costos en el informe Build Back Better) proveyeron evaluaciones de condición para muchas subestaciones y líneas de transmisión, incluyendo componentes específicos del equipo tales como paneles de aparellaje en las subestaciones y torres de transmisión. Estos informes fueron sucedidos por recomendaciones para reparaciones y mejoras de activos que el Grupo de Trabajo usó

¹⁸ *Energy Resilience Solutions for the Puerto Rico Grid*, Recomendación Núm. 5, p. 18.

¹⁹ El IRP presume que se mejoran tres líneas de 230 kV.



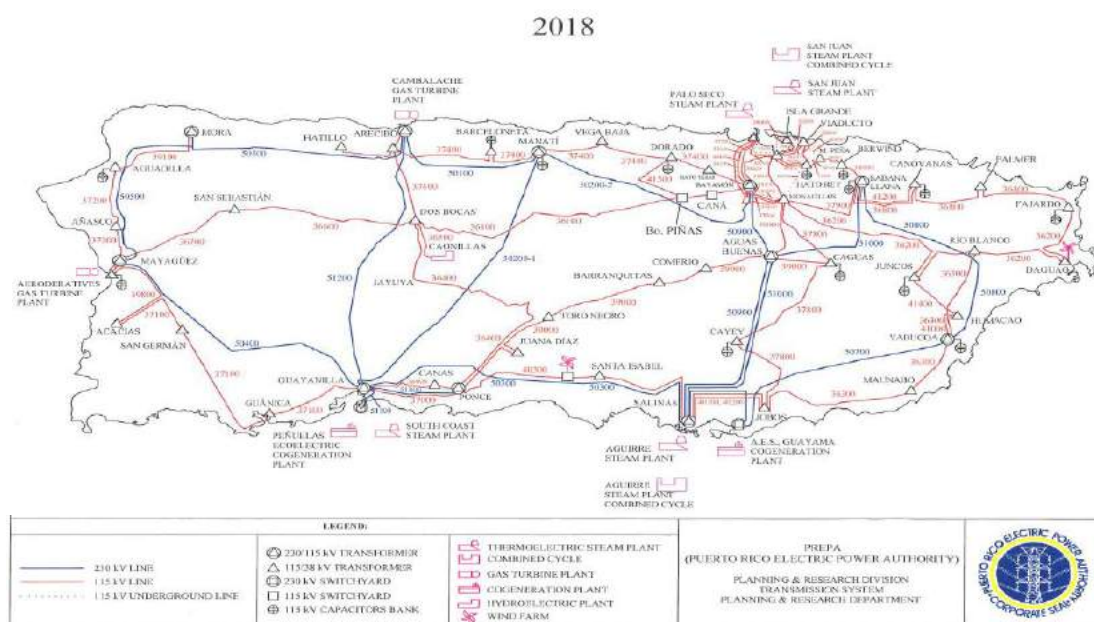
para sustentar los hallazgos descritos en las próximas secciones. La AEE proveyó datos adicionales sobre la condición de los activos y reparaciones adicionales que hacían falta. El Grupo de Trabajo reconoce que es necesario hacer estudios técnicos de ingeniería para refinar la selección de activos y los costos presentados en este plan. Por tanto, luego de la entrega de este informe, el Grupo de Trabajo espera refinar la lista de activos y costos según se completen las evaluaciones detalladas de daños, las descripciones de los trabajos y los estimados de costos.

Los costos presentados en este informe son a nivel presupuestario y se refinarán según se preparen evaluaciones de daños más detalladas y se completen estudios técnicos de ingeniería de activos específicos. Los costos de reemplazo de activos se desarrollaron a base de los costos actuales por unidad provistos por la AEE y el equipo del Grupo de Trabajo, con ajustes adicionales basados en condiciones conocidas y tipo de activo. Los costos por unidad para las líneas y subestaciones fueron determinados a nivel de componente, siempre que fue posible; por ejemplo, por interruptores individuales en las subestaciones. Por lo demás, los costos se prepararon a base de costo por milla para algunas líneas de transmisión o costos representativos para subestaciones por clase de voltaje y capacidad. Otros costos fueron derivados y obtenidos del IRP e incorporados a este plan. Los costos para las mejoras al sistema de distribución se asignan a, su vez, al nivel del distrito.

Estado actual

El sistema de transmisión consiste en 2,585 millas de circuito de líneas: 414 millas de circuito de líneas de 230 kV, 700 millas de circuito de líneas de 115 kV y 1,472 millas de circuito de líneas de 38 kV. En estos totales se incluyen aproximadamente 37 millas de cable de 115 kV soterrado, 63 millas de cable de 38 kV soterrado y 55 millas de cable de 38 kV submarino, la mayoría de los cuales se muestran en la Figura 4-1.

Figura 4-1. Diagrama de transmisión de alto voltaje



Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Muchas de las líneas de transmisión de la AEE averiadas durante las tormentas fueron construidas hace décadas, ubicadas en servidumbres de paso difíciles de acceder con muchas secciones de líneas que cruzan crestas de montes y cumbres de montañas. No es inusual encontrar tramos demasiado largos. La geografía de la isla puede dificultar la construcción de líneas de transmisión. La AEE indicó que solo el 15% de sus líneas de transmisión fueron construidas para resistir vientos de tormentas de intensidad del punto medio de la Categoría 4 y el restante 85% se construyó según estándares menores.

La Tabla 4-1 presenta informes de evaluación de daños preparados para el informe Build Back Better para líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV. La evaluación de daños en la distribución incluyó líneas de 38 kV ya que muchas están ubicadas a lo largo de la carretera y están construidas según los estándares de construcción similares a los de líneas de menor voltaje. La Tabla 4-2 presenta datos de evaluación de daños por región y tipo de estructura de transmisión preparados por la AEE.

Tabla 4-1. Información de daños a líneas de transmisión

<i>kV</i>	<i>Segmento de la línea</i>	<i>Estructuras (Torres/postes)</i>	<i>Daños (Conductores/Aisladores)</i>
230	17	106	220
115	84	530	453
Totales	101	636	673

Fuente: Tabla 3-1 del Build Back Better

Tabla 4-2. Información de daños a postes de transmisión

<i>Región</i>	<i>Postes rotos Madera</i>	<i>Postes rotos Acero</i>	<i>Postes rotos Concreto</i>	<i>Postes inclinados Madera</i>	<i>Postes inclinados Acero</i>	<i>Postes inclinados Concreto</i>
Arecibo	217	83	34	55	38	12
Bayamón	151		29	18	3	9
Caguas	173	7	211	30	1	10
Carolina	146	1	186	6		30
Mayagüez	258	14	13	33	7	
Ponce	597	5	38	63	16	19
San Juan	152	1	40	10		8
Total	1,694	111	551	215	65	88

Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

La mayoría de las subestaciones sufrieron algún nivel de daño con el huracán María. Varias sufrieron daños severos y algunas subestaciones ubicadas en áreas inundables deberán reubicarse o elevarse. Los informes de inspección de la NYPA de las subestaciones individuales proveen evaluaciones de daños a nivel de los componentes principales basados en inspecciones visuales; las inspecciones no incluyeron pruebas de los equipos para detectar daño interno o pérdida de funcionalidad. La Figura 4-2 muestra un ejemplo de una subestación severamente inundada.



Los informes indican que varias subestaciones sufrieron daños críticos o quedaron inaccesibles debido a deslizamientos e inundaciones, con daños severos al aparellaje, la protección y los sistemas de control causados por las inundaciones. Este nivel de daño por lo general es visible mediante inspecciones *in situ*. Varias casetas de control de subestaciones sufrieron daños por la entrada de agua de las escorrentías y la lluvia impulsada por el viento. Los inspectores de campo reportaron que muchas subestaciones afectadas por inundaciones quedaron inoperables debido a la presencia de contaminantes y daño físico. La Tabla 4-3 presenta las subestaciones o cuartos de control de subestaciones que se inundaron durante el huracán. Las 18 subestaciones en la tabla están identificadas como de alto riesgo.

Figura 4-2. Inundación de subestación en Dorado



Fuente: NYPA Substation Assessment Report

Tabla 4-3. Información de subestaciones inundadas de la AEE

Estación	Notas	¿Ubicada en área inundable?
Acacias		Sí
a. 6801	Subestación inundada – Edificio de relés y protecciones no inundado	
b. TC 6802	Subestación inundada – Edificio de relés y protecciones no inundado	
Arecibo Pueblo 8002	Subestación y edificio de relés y protecciones	Sí
Bayview 1802	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Cambalache TC 8004	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Caparra 1911 & 1924	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	No
Cataño 1801	Edificio de relés y protecciones inundado	No
Charco Hondo 8008	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	No
Dorado TC 9203	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Fonalledas	Subestación y edificio de retransmisión inundados	Sí
a. 1401		
b. 1421		
La Virgencita 9404	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Pámpanos 5005	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Punta Lima	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Río Grande 2302	Edificio de relés y protecciones inundado	No

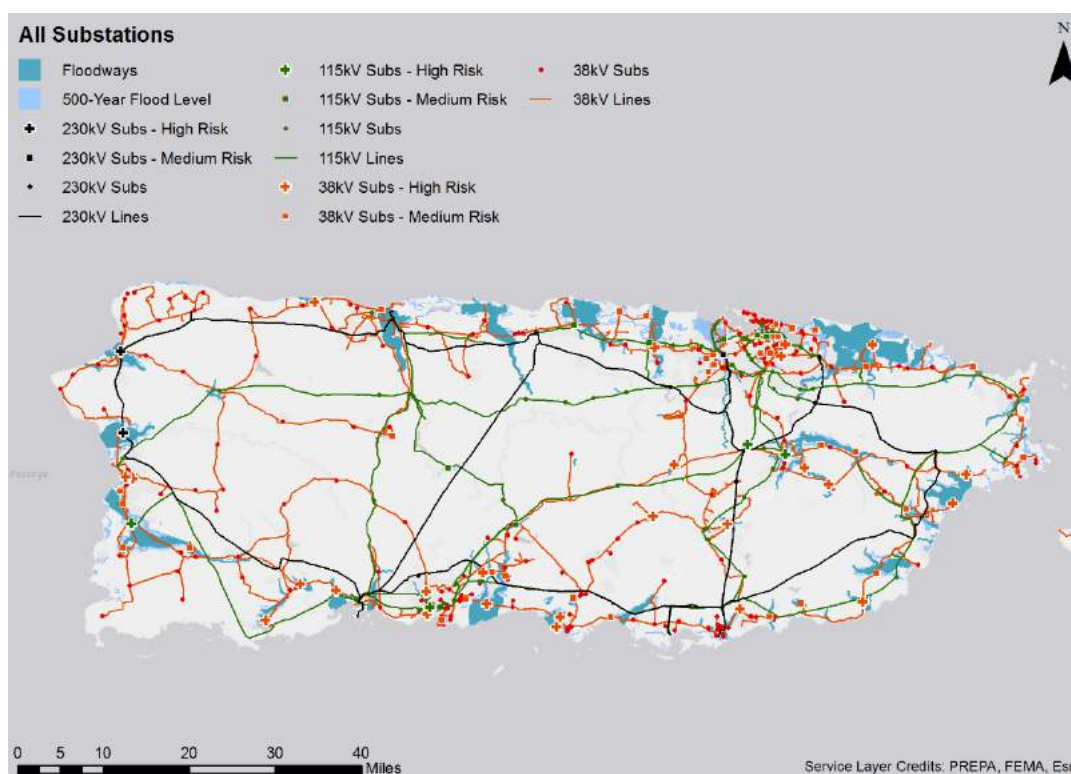


Estación	Notas	¿Ubicada en área inundable?
Río Grande Estates 2306	Edificio de relés y protecciones inundado	No
Subestación San José 8104	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
Tallaboa 5402	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	No
Tapia 1102	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	No
Victoria	Subestación y edificio de relés y protecciones inundados	Sí
a. TC 7001		
b. 7008		

Fuente: Informe de verificación de los daños de María: Subestaciones de la AEE – Resumen Ejecutivo, NYPA, octubre 2017

La Figura 4-3 ilustra las zonas inundables en la isla y la ubicación de subestaciones dentro de estas zonas. El mapa también muestra el nivel de riesgo que se le ha asignado a cada subestación.

Figura 4-3. Áreas en riesgo de inundación



Vías de inundación

Nivel de inundación por 500 años

Subestaciones de 230 kV – Alto riesgo

Subestaciones de 230 kV – Mediano riesgo

Subestaciones de 230 kV

Líneas de 230 kV

Subestaciones de 115 kV – Alto riesgo

Subestaciones de 115 kV – Mediano riesgo

Subestaciones de 115 kV

Líneas de 115 kV

Subestaciones de 38 kV – Alto riesgo

Subestaciones de 38 kV – Mediano riesgo

Subestaciones de 38 kV

Líneas de 38 kV



Millas

Créditos de capas de servicio: AEE, FEMA, Esri

Fuente: Informe de verificación de los daños de María: Subestaciones de la AEE – Resumen Ejecutivo, NYPA, octubre 2017

La Tabla 4-4 presenta información de evaluación de daños del informe Build Back Better. Aunque estas subestaciones fueron reparadas para devolverlas a su operación normal, el equipo continúa en riesgo con muchos componentes del equipo legado en condiciones obsoletas o por debajo de los estándares vigentes para diseño y materiales

Tabla 4-4. Información de inspección de subestaciones por NYPA

Región	Número de estaciones	En buenas condiciones	Alguna exposición	Daños menores	Daños mayores	Estación vieja
Arecibo	41		11	26	3	
Bayamón	60	6	7	28	18	
Caguas	51	6	4	27	11	
Carolina	31		1	3	23	
Mayagüez	54		21	21	10	
Ponce	32			7	24	
San Juan	60		12	8	40	
Vieques	5			1	2	1
Total	334	12	56	121	131	1

Fuente: Tabla 3-4 del Informe Build Back Better

Muchas subestaciones de la AEE que sufrieron daños menores están equipadas con sistemas de protección legados que no cumplen con los estándares de diseño vigentes, tales como interruptores de circuito de aceite que tienen décadas, que conjuntamente tienen una alta probabilidad de fallar o de afectar los relés electromecánicos. También hay muchas subestaciones de 38 kV que sirven líneas de 4.16 kV y otras líneas de distribución de bajo voltaje que se deben convertir a operar a 13.2 kV. Las conversiones de voltaje de la distribución se discuten en más detalle en la Sección 4.2

Estado futuro

El estado del sistema de transmisión y las subestaciones planificado para el futuro se ha estructurado para priorizar el gasto en activos de suministro de energía a mediano y largo plazo, definidos desde el 2024 hasta el 2028, respectivamente. Para el corto plazo, el énfasis será en fortalecer y actualizar activos que sirven cargas críticas y necesidades inmediatas que se puedan diseñar y construir dentro de los próximos años.

A mediano y largo plazo, se necesitan líneas de transmisión nuevas y mejoradas para interconectar activos nuevos o actualizados de generación de manera confiable, los cuales pueden incluir sobre 2,000 MW en generación solar y unidades de combustión interna en ocho o más regiones, según esbozado en el IRP. Más aún, las inversiones de transmisión propuestas para el sistema futuro se requieren para todos los escenarios de recursos y estrategias evaluadas en el IRP.²⁰ Sin embargo, el Plan de Modernización incluye inversiones para fortalecer las líneas de distribución y subestaciones más allá

²⁰ El análisis del Grupo de Trabajo para la transmisión presume que a los dueños de grandes fuentes de energía renovable se les requerirá que paguen por cualquier inversión adicional para interconectar sus proyectos con el sistema de transmisión y distribución de la AEE.



de las contempladas en el IRP, que se enfoca principalmente en las mejoras requeridas para las redes aislables y las cargas críticas.

El Grupo de Trabajo espera que los planes para la transmisión se refinan según las condiciones cambien (p. ej., que surjan mayores cantidades de generación renovable instalada que las anticipadas) y se identifiquen oportunidades para gastos más eficientes. Todas las mejoras se basan en cumplir con los códigos y estándares de la industria que la AEE está preparando²¹. Esto incluye diseñar todas las líneas de 38 kV y subestaciones nuevas o reconstruidas a niveles de aislación básicos (BIL) de 46 kV para alinearlas con los estándares de la industria de los EE. UU.²² A tono con el ENR COA-001, esto incluye incorporar los estándares de USDA-RUS a los códigos y estándares de la AEE, donde aplique.

La Figura 4-4 presenta las ocho áreas para redes aislables propuestas en Puerto Rico para interconectar activos de generación nuevos o mejorados.

Estas áreas de redes deben tener las siguientes características y capacidades:

- El sistema de T&D se debe configurar en ocho redes aislables para favorecer la resiliencia y facilitar la integración de recursos de energía renovables y distribuidos.
 - Estas redes aislables serían operadas como entidades independientes en la eventualidad de una falla de la red y apoyadas por suficientes recursos de generación distribuida para servir las cargas críticas.
 - Previenen apagones de todo el sistema si fallan líneas de transmisión clave.
 - Mejoran la habilidad de responder y a recuperarse de eventos catastróficos.
 - Adoptan sistemas de protección eléctrica que ajustan automáticamente las configuraciones de los relés cuando están operando en la “modalidad de islas”

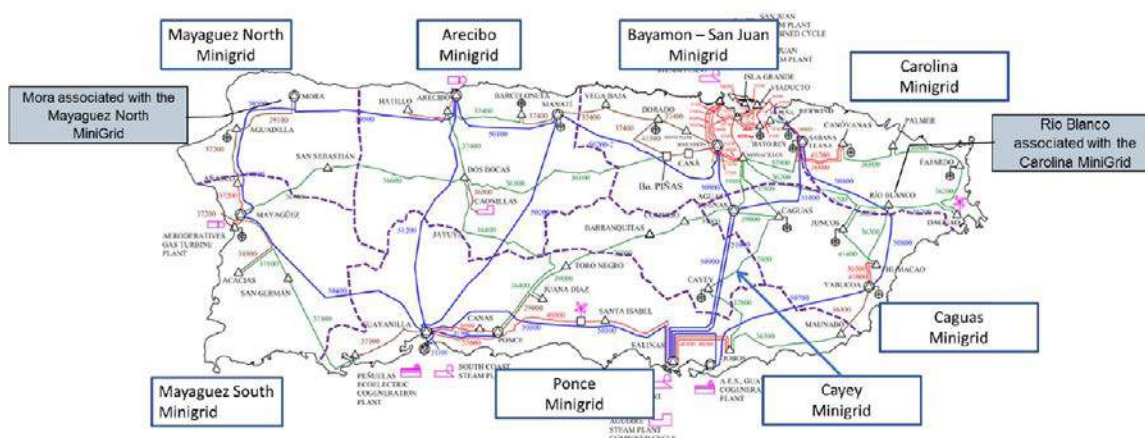
Dentro de cada red aislable, microrredes de pequeña escala apoyarán la infraestructura de cargas críticas tales como los hospitales, las estaciones de policía y las comunicaciones. Esto provee una capa adicional de resiliencia y fortalecimiento para los centros operacionales clave.

²¹ COR3 reconoce que hay varios códigos y estándares en desarrollo al momento en que se publica este informe. Las recomendaciones, planes y costos presentados en este informe podrían ser ajustados según se preparen los estándares nuevos o revisados.

²² Aunque las nuevas instalaciones de 38 kV se insularán para 46 kV, continuará operando a 38 kV.



Figura 4-4. Regiones propuestas para establecer redes aislables



Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Aunque muchos activos de transmisión y subestaciones existentes no cumplen con los estándares para vientos del nivel superior de la Categoría 4 establecidos como guía para el esfuerzo de reconstrucción, el Grupo de Trabajo reconoce que no es posible ni práctico reconstruir el sistema de suministro completo, ni es necesario por las siguientes razones:

- Muchas líneas están protegidas de los vientos fuertes o ubicadas en áreas donde los vientos son atenuados por la topografía.
- El IRP visualiza un sistema de distribución de energía que sea resiliente y capaz de resistir la pérdida de líneas principales mediante la operación en la modalidad de red aislable.

Sin embargo, el concepto de redes aisladas requerirá líneas de transmisión de 115 kV y 38 kV nuevas o mejoradas dentro de cada una de las ocho regiones para lograr esa visión, con los consiguientes costos que conllevan la generación eléctrica y la infraestructura de suministro, comunicaciones y control. Cada una de estas áreas se discute en esta y otras secciones del plan.

Los proyectos prioritarios a largo plazo incluyen:

- Enfocarse en fortalecer las líneas de 230 kV y 115 kV luego de que las líneas de 230 kV de norte a sur y otros proyectos críticos a corto plazo de líneas de 115 kV y 38 kV se hayan completado.
- Enfocarse en otras subestaciones críticas luego de que las que están ubicadas en zonas inundables se hayan reparado o reubicado.
- Reconstruir la transmisión de 38 kV al estándar de diseño de 115 kV para una futura conversión de voltaje.

Se anticipa que los proyectos futuros de transmisión incorporen los nuevos diseños y estándares de equipo que cumplen con los criterios del nivel superior de la Categoría 4, pero a un costo menor. Algunas líneas se pueden construir a lo largo de nuevas servidumbres de paso donde carreteras nuevas o expandidas puedan acomodar nuevas líneas de transmisión. Estas líneas nuevas se construirán usando diseños simplificados que mejoran la estética a la vez que maximizan el uso de corredores de espacio



limitado; por ejemplo, el uso de diseños con estructuras monopostes de acero para la transmisión y postes circulares cuando se utilice el concreto.

AVANCE DE COA

ENR COA-007: Mejorar la resiliencia de los activos de la red ante vientos de alta velocidad

El plan para la transmisión a largo plazo también provee para la integración de nuevas instalaciones de generación a la vez de cumplir con los criterios de contingencias a nivel isla para las operaciones del sistema global de energía eléctrica. Es posible que se necesiten líneas nuevas o mejoradas para garantizar el voltaje y la estabilidad de la generación para el IRP recomendado. Estas mejoras incluyen identificar las líneas de transmisión de 38 kV que se puedan convertir a 115 kV en servidumbres de paso que puedan acomodar la distancia de seguridad adicional requerida para mayores voltajes de operación. El plan a largo

plazo de la COR3 convierte como un 10% de las líneas existentes de 38 kV a 115 kV. Como muchas de las líneas de 38 kV existentes también tienen líneas de distribución que corren paralelas a las de transmisión, estos proyectos incluirán la separación de las líneas de distribución en sus propias estructuras.

Para el corto plazo, la mayoría de las reparaciones y reubicaciones de subestaciones usarán los estándares de diseño vigentes. Para los proyectos a largo plazo, COR3 propone introducir nuevos estándares de diseño basados en el protocolo de comunicaciones estándar IEC 61850. Esto incluye mayor uso de equipo digital y dispositivos electrónicos inteligentes (IED, por sus siglas en inglés) tales como relés digitales. Mientras los códigos y estándares revisados recientemente incorporan la automatización de subestaciones (p. ej., el monitoreo de los transformadores), la COR3 anticipa introducir automatización y controles más avanzados para mejorar la consciencia situacional y la confiabilidad. La COR3 recomienda la aplicación de estas medidas en dos o tres subestaciones piloto para confirmar su funcionalidad y efectividad operacional. Sujeto al éxito de las pruebas, los estándares de diseño para las subestaciones se mejorarán para las subestaciones nuevas y mejoradas. Los nuevos estándares de diseño pueden incluir transformadores de instrumentación no convencionales, aplicaciones de procesos de bus y eliminación del cableado de cobre, lo cual puede reducir el tamaño que ocupa la subestación por hasta 30% a la vez de reducir su costo y aumentar su nivel de seguridad.

Guía de implementación

El objetivo principal de reforzar los activos de transmisión es mejorar su habilidad de resistir vientos de fuerzas huracanadas. Como para las subestaciones, el diseño propuesto de modernización de transmisión se resume mejor en el ENR COA-007 del Plan de Recuperación del Gobernador.

Dada su geografía y la trayectoria general de los huracanes en el Caribe, la parte sur de la isla es más susceptible y vulnerable a los huracanes fuertes. Esto pone los centros de cargas clave del norte en riesgo, puesto que la generación ubicada en el sur es necesaria para servir cargas en el norte según la disposición del sistema de energía eléctrica actual de Puerto Rico. Por tanto, el foco de la reconstrucción a corto plazo es en las líneas de transmisión que transfieren potencia de las plantas generatrices



ubicadas en el sur de la isla a la sección del norte. Las dos líneas de transmisión norte-sur de 230 kV, que sufrieron daños considerables durante la tormenta, están señaladas para fortalecimiento y mejoras.

La reconstrucción del sistema de transmisión se basa en un estándar de diseño capaz de resistir tormentas del nivel superior de la Categoría 4. Se incluye un margen suficiente de refuerzo en el diseño para asegurar que el sistema sobreviva eventos de Categoría 5 en áreas donde es más probable que ocurran daños.

Por otra parte, los postes de 115 kV existentes que están diseñados para condiciones de Categoría 4 y localizados en áreas susceptibles donde los vientos fuertes podrían inclinarlos o arrancarlos están señalados para reforzarse. Aquellos que están averiados y no cumplen con los estándares de Categoría 4 se reemplazan, mientras que otros en áreas susceptibles a deslizamientos o donde pudieran inclinarse reciben inyecciones de lechada de cemento alrededor de la base de anclaje para fortalecer y estabilizar los cimientos. Se debe diseñar y construir nueva transmisión con estructuras monopostes de acero, aislantes de alta resistencia y construcción vertical. Cabe señalar que durante la tormenta a las estructuras monopostes les fue mejor que a las torres de celosía, como se ilustra en la Figura 4-5.

Figura 4-5. Diseño de monopostes vs. torres de celosía



Fuente: New York Power Authority and Con Edison Damage Assessments

El sistema de 115 kV se reforzará y mejorará dentro de cada región para hacer factible la operación de redes aislables. El sistema de 115 kV se configurará como la troncal central de suministro para las ocho redes aislables, capaz de transferir la producción de generadores independientemente a las cargas críticas dentro de cada área aislable. En varias subestaciones es necesario hacer actualizaciones para proveer la aislación requerida del resto de la red totalmente integrada de manera que cada red sea capaz de operar como una red independiente. También se requieren interruptores de circuito y elementos de control para aislar y servir cargas críticas mientras se opere en la modalidad de red aislada. Se han identificado cientos de proyectos individuales para acomodar la operación autónoma de cada una de las ocho regiones, lo cual mejorará la condición y resiliencia de la red. Las mejoras a las líneas de 115 kV requeridas para las redes aislables son comunes a todos los escenarios de recursos y estrategias esbozadas en el IRP del 2019.



Mejoras a la transmisión a corto plazo

Varias mejoras a la transmisión que se pueden realizar a corto plazo se han identificado como proyectos de alta prioridad. Los proyectos se concentran en las áreas más afectadas como el distrito de Humacao y otras áreas que sufrieron daños considerables, así como en el suministro a cargas de alta prioridad como instalaciones médicas y aeropuertos principales. Aunque la mayoría de los proyectos a corto plazo se enfocan en líneas de transmisión y sus conexiones con las estaciones de generación, también incluyen subestaciones nuevas o mejoradas necesarias para conectar o proveer capacidad de transformación adicional para acomodar las mejoras a las líneas.

La Tabla 4-5 presenta los refuerzos propuestos para las líneas críticas de 230 kV y 115 kV que transfieren la generación producida de las plantas en el sur a los centros de carga en el norte. Estas líneas son muy susceptibles a daños ocasionados por el viento y muchas estructuras se averiaron durante la tormenta. El proyecto de refuerzo se implementará en dos etapas. La primera etapa se concentra mayormente en las líneas de 115 kV y en subestaciones en las secciones este y norte de la isla. La segunda etapa refuerza líneas de 230 kV desde Aguirre hacia el norte, muchas de las cuales están ubicadas en cumbres de montes y en pendientes de difícil acceso.

Tabla 4-5. Refuerzos de transmisión de norte a sur

Nombre del proyecto: Troncales principales de transferencia de potencia de norte a sur	
Descripción	1ra Etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de los centros de transmisión y patios de interruptores - Subestaciones de TC aisladas de gas de Jobos de 115 kV y patios de interruptores de 46 kV - CT de Cayey - Subestaciones aisladas de TC Gas de 115 kV y patios de interruptores de 46 kV - CT de Caguas - Subestaciones aisladas de TC Gas de 115 kV y patios de interruptores de 46 kV b) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 37800 CT de Monacillo – Seccionadora del Buen Pastor - Línea 37800 Seccionadora del Buen Pastor – CT de Caguas - Línea 37800 CT de Caguas – CT de Cayey - Línea 37800 CT de Cayey – CT de Jobos 2da Etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 50900 Planta de vapor de Aguirre – GIS CTC de Aguas Buenas - Línea 51000 Planta de vapor de Aguirre – GIS CT de Aguas Buenas - Línea 50900 GIS CT de Aguas Buenas – CT de Bayamón - Línea 51000 GIS CT de Aguas Buenas – CT de Sabana Llana
Justificación	Son instalaciones de transmisión críticas para los sistemas de seguridad y confiabilidad; hacen que todo el sistema sea más resiliente; proveen alta interconectividad entre unidades generadoras confiables y seguras con centros de carga principales, lo cual provee resiliencia y confiabilidad luego de contingencias en el sistema, disturbios mayores en el sistema o eventos atmosféricos naturales que causan fragmentación de la red y condiciones de aislamiento local; la reconstrucción y el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión deteriorada aumenta los márgenes de seguridad operacional del sistema al potencialmente reducir el número de contingencias del sistema, fallas, interrupciones de servicio y disturbios transitorios del sistema.

Fuente: ESO Project Development

El distrito de Humacao sufrió daños considerables debido al huracán María. Su sistema de transmisión recibió un fuerte azote, que causó daños a líneas que todavía hoy continúan averiadas. Las mejoras propuestas incluyen nuevas líneas soterradas de 38 kV y subestaciones, el refuerzo de las instalaciones de 115 kV y líneas nuevas o reconfiguradas para acomodar la operación aislada y la conexión con los recursos de generación del área. Se deben construir subestaciones nuevas o totalmente reconstruidas



según el estándar de diseño del GIS. La Tabla 4-6 presenta un plan de tres etapas para las mejoras a los activos de transmisión en el distrito de Humacao.

Tabla 4-6. Proyectos de transmisión en el distrito de Humacao

Nombre del proyecto: Distrito de Humacao –Proyectos del sistema de transmisión	
Descripción	Los proyectos del sistema de transmisión del distrito de Humacao se dividen y agrupan en etapas. 1ra etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de Centros de transmisión y patios de interruptores - GIS de la seccionadora de 46 kV de Humacao Pueblo - GIS y patio de interruptores de 115 kV y 46 kV de Río Blanco b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 46 kV en la seccionadora de la Zona Industrial de Humacao. GIS – Seccionadora de Humacao Pueblo c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 36200 CT Río Blanco – CT Daguao - Línea 12500 CT Humacao – Seccionadora de Humacao Pueblo - Línea 3700 CT Humacao – Subestación 2901 de Yabucoa - Línea 5400 CT Río Blanco - Naguabo 2da etapa: a) Nuevos patios de interruptores - Seccionadora de Juan Martín 115 kV - GIS de la seccionadora de Naguabo 46 kV - GIS de la seccionadora de Pueblito del Río 46 kV b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 115 kV CT de Yabucoa -Sun Oil – Seccionadora de Juan Martín c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 9900 Seccionadora Humacao Pueblo – CT Río Blanco - Línea 3000 CT Río Blanco – Pueblito del Río - Línea 5400 CT Daguao - Naguabo 3ra etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de centros de transmisión y patios de interruptores - Seccionadora de Verdemar 46 kV b) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 36300 CT Yabucoa – Seccionadora de Juan Martín - Nueva línea de 46 kV Verdemar-GIS Seccionadora de Naguabo
Justificación	Son instalaciones de transmisión críticas para los sistemas de seguridad y confiabilidad; hacen que el distrito de Humacao sea más resiliente; proveen alta interconectividad con cargas críticas y centros de carga principales, los nuevos circuitos y subestaciones aisladas de gas soterradas estratégicamente planeadas y ubicadas proveen confiabilidad a subestaciones de distribución y cargas críticas; la integración con generación local existente y futura provee resiliencia y confiabilidad luego de contingencias del sistema, disturbios mayores del sistema o eventos atmosféricos naturales que causen fragmentación de la red y condiciones de aislamiento local; la integración estructural e interconectividad estratégica con las tecnologías estabilizadoras de la red planeadas como los sistemas de almacenamiento de energía en baterías apoya la calidad de energía y la respuesta de la red a disturbios del sistema; aumenta significativamente la confiabilidad para municipios remotos y cargas en el área este; la reconstrucción y el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión deteriorada aumenta los márgenes de seguridad operacional del sistema al potencialmente reducir el número de contingencias del sistema, fallas, interrupciones de servicio y disturbios transitorios del sistema.

Fuente: ESO Project Development

Otras regiones también sufrieron daños considerables o son susceptibles a una operación inestable, incluyendo cargas críticas en San Juan, Ponce y secciones del noroeste de la isla. Ciertas líneas críticas de transmisión de 115 kV que sufrieron daños considerables todavía están fuera de servicio. Por ejemplo, para atender los problemas y daños causados a las instalaciones del Aeropuerto Luis Muñoz Marín (LMM) en San Juan, se deben construir nuevas líneas de transmisión soterradas de 38 kV a corto plazo. Este plan de alta prioridad proveerá redundancia mediante conexiones mejoradas a la red de líneas de 115 kV y 38 kV, con conexión más directa con las plantas de generación del área. También se presenta



las mejoras propuestas para las líneas y subestaciones que sirven el aeropuerto, las cuales proveerán líneas alternas de suministro capaces de proveer suministro continuo durante eventos grandes de disrupción en el sistema.

Tabla 4-7. Mejoras al suministro del Aeropuerto LMM

Nombre del proyecto: Provisiones para el Aeropuerto Internacional LMM	
Descripción	1ra etapa: - Reconstrucción/Fortalecimiento de los centros de transmisión y patios de interruptores - Seccionadora de 46 kV de Villamar en subestación aislada de gas - Terminal de línea y Martín Peña - Patios de interruptores de 115 kV y 46 kV en la CT de Berwind b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Nueva línea soterrada de 46 kV y GIS Martín Peña – Seccionadora de Villamar - Nueva línea soterrada de 115 kV y GIS Martín Peña – CT Berwind c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 3600y GIS Martín Peña-Seccionadora de Lloréns Torres 2da etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de centros de transmisión y patios de interruptores - GIS y CT Sabana Llana para los patios de interruptores de 115 kV, 46 kV y 13.2 kV - GIS y seccionadora 46 kV en Los Ángeles b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Nueva línea soterrada de 115 kV en CT Sabana Llana – CT Berwind - Línea soterrada de 46 kV en CT Berwind – Seccionadora de Los Ángeles c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 6700 GIS y Martín Peña – Seboruco - Tapia 3ra etapa: a) Nuevos patios de interruptores - Seccionadora Vistamar 46 kV b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada 46 kV CT Sabana Llana - Vistamar – Seccionadora de Los Ángeles - Línea soterrada 3600 seccionadora Los Ángeles – Aeropuerto Subestación Núm. 2 1616 (ACB 3621C) c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 3600 CT Sabana Llana – Seccionadora Los Ángeles - Línea 38900 CT Sabana Llana – CT Berwind – GIS Martín Peña
Justificación	Hacen el aeropuerto internacional más resiliente mediante la integración estratégica de circuitos soterrados de transmisión y subtransmisión existentes y futuros con centros de transmisión e instalaciones de generación encapsuladas en gas; específicamente aumenta la confiabilidad del aeropuerto integrando la conexión eléctrica de las subestaciones del aeropuerto directamente con las instalaciones principales de generación en el norte al extender el circuito de lazo soterrado de 115 kV de la zona metro; sistema diseñado para mantener servicio continuo en múltiples escenarios de contingencia al proveer que el aeropuerto esté interconectado a una red robusta de transmisión y retransmisión mediante diferentes vías eléctricas y rutas geográficas; mejora la flexibilidad y capacidad operacional para proveer servicio a las instalaciones del aeropuerto incluso en condiciones operacionales luego de un evento severo de fragmentación del sistema

Fuente: ESO Project Development

El sistema de transmisión en la sección noroeste de la isla sufrió daños considerables, lo cual pone de manifiesto la necesidad de reforzar el suministro de transmisión a áreas críticas de cargas comerciales e industriales y al Aeropuerto de Aguadilla. Las instalaciones que sirven estas cargas no son confiables y están sujetas a disrupciones en el servicio. La Tabla 4-8 presenta un plan de refuerzo en tres etapas, que provee para el fortalecimiento de subestaciones y líneas de 38 kV. En las etapas 2 y 3 se proponen nuevas líneas de transmisión soterradas y el fortalecimiento de líneas existentes, que proveerán mayor redundancia y mejor confiabilidad al área.



Tabla 4-8. Mejoras al suministro del área noroeste

Nombre del Proyecto: Provisiones para el área noroeste (Instalaciones de servicio de apoyo del Aeropuerto de Aguadilla y Corredor tecnológico, electrónico y aeroespacial)	
Descripción	1ra etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de centros de transmisión y patios de interruptores - Patios de interruptores de 115 kV y 46 kV en las subestaciones aisladas de gas del CT Victoria - Patios de interruptores de 115 kV y 46 kV en las subestaciones aisladas de gas de CT Mora - Seccionador de Aguadilla D. H. 46 kV b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 46 kV Seccionadora de Aguadilla D. H. – Ramey Field 3(ACB 2813) - Línea soterrada de 46kV GSI de la seccionadora de Moca – Seccionadora de Aguadilla D. H. - Línea soterrada de 46kV CT Victoria – Hospital El Buen Samaritano – Seccionadora de Aguadilla D. H. c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 2800 CT Victoria – Seccionadora de Aguadilla D. H. 2da etapa: a) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 46 kV GIS de la Seccionadora de Moca-ACB 2727 (Zona Industrial Hewlett Packard) b) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 2700 CT Victoria – Seccionadora de Aguadilla D. H. - Línea 2700 CT Mora – Seccionadora de Aguadilla D. H. - Línea 2800 Seccionadora de Aguadilla D. H. – Ramey (ACB 2845) 3ra etapa: a) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 46 kV CT Mora – ACB 2717A b) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 6000 Seccionadora de Aguadilla D. H. – Ramey (ACB 6015) - Línea 2700 ACB 2791C – ACB 2745
Justificación	Provee apoyo a la red de la región noroeste; esencial para mantener la confiabilidad y continuidad del servicio a los importantes sectores industriales y comerciales en el municipio de Aguadilla, incluyendo la industria emergente de tecnología aeroespacial y las instalaciones esenciales del aeropuerto ubicado en la zona de la Base Ramey; el deterioro estructural avanzado y las limitaciones térmicas serias de las líneas de subtransmisión eléctrica existentes que suplen la Base Ramey causan apagones frecuentes, fallas en el sistema y costosas interrupciones en el servicio a las industrias y las instalaciones del aeropuerto, así como a clientes comerciales y residenciales ubicados en y alrededor del área de Ramey en Aguadilla.

Fuente: ESO Project Development

Como se describió anteriormente, gran parte del daño en las subestaciones fue causado por las inundaciones y los deslizamientos a consecuencia de las intensas lluvias. Por tanto, el diseño y refuerzo de subestaciones propuesto se resume mejor en el ENR COA-006 del Plan de Recuperación del Gobernador.²³

Las recomendaciones del DOE para las subestaciones, que proveen perspectivas y sugerencias adicionales para el diseño de la futura red, suplementan los ENR COA del plan. El siguiente extracto recoge recomendaciones claras y concisas que ayudan a dirigir al Grupo de Trabajo en su desarrollo de los planes para reforzar las subestaciones:²⁴

El equipo del DOE observó que varias subestaciones se inundaron (tanto con agua salada en las áreas costeras afectadas por la marejada ciclónica, como con el agua dulce asociada con las

²³ "Transformation and Innovation in the Wake of Devastation, an Economic and Disaster Recovery Plan for Puerto Rico", p. 221.

²⁴ Energy Resilience Solutions for the Puerto Rico Grid, Departamento de Energía de EE. UU., junio de 2018, Sección C1C.Subestaciones, p. 21.



inundaciones ocasionadas por la lluvia). El equipo del DOE recomienda que se estudien los nuevos FIRM (revised flood insurance rate maps) y que los activos de subestaciones que se encuentren en áreas inundables se reubiquen para evitar estas áreas o se eleven o, según proceda, utilizando materiales resistentes a inundaciones, y los anclajes requeridos para resistir estos eventos ²⁵. Además, para evitar estas áreas, las recomendaciones son que se eleven las subestaciones a la elevación de inundación de 0.2% de ser posible. Esto es particularmente importante para subestaciones clave que se consideran esenciales para la confiabilidad de la infraestructura de T&D total o asociada con activos de generación clave. Estos activos de subestaciones antes mencionados deben incluir transformadores, interruptores de circuitos, aparellajes asociados y particularmente equipo de control, incluyendo relés protectores y equipo de comunicaciones.

Los hallazgos y recomendaciones del Plan de Recuperación del Gobernador y los informes del DOE son congruentes con el diseño de las subestaciones y los criterios de selección del informe Build Back Better. Dicho informe recomienda el refuerzo y fortalecimiento a grado de tormenta de aproximadamente 90% de las instalaciones de subestaciones de 230 kV, 115 kV y 38 kV. Los reemplazos de subestaciones incluyen actualizar el equipo protector de relés y los SCADA para favorecer un mejor control del sistema, reforzar y fortalecer las instalaciones de subestaciones mediante un enfoque de defensa en profundidad con protección contra inundaciones y añadir acceso de seguridad y sistemas de monitoreo.

El Grupo de Trabajo recomienda que el equipo que estuvo expuesto a daño por inundaciones debe ser reemplazado. Esto incluye relés protectores, equipo electrónico de comunicaciones, bancos de baterías y cargadores de baterías, transformadores de tipo seco, interruptores de aire comprimido, transformadores de medida, contadores, motores, bombas, disyuntores, mecanismos de inserción de interruptores y SCADA, entre otras categorías de equipos.

El ASCE 24-14 provee directrices sobre los estándares de diseño que cumplen con los requisitos mínimos y el desempeño esperado para la ubicación, diseño y construcción de edificios y estructuras en áreas inundables. FEMA considera que el ASCE 24 cumple o excede los requisitos para edificios y estructuras del Programa Nacional de Seguros contra Inundaciones. Una lista de las estructuras aplicables, incluyendo estructuras comerciales, residenciales, industriales, educativas, de servicios de salud, instalaciones críticas y otros tipos de ocupaciones, está disponible en la Tabla 1-1 del resumen de puntos relevantes (“Highlights”) del código de diseño.²⁶ Las actualizaciones de códigos esbozadas en el Plan de Modernización serán cónsonas con el ASCE 24-14 y el ENR COA-006

AVANCE DE COA

ENR COA-006: Mejorar la resiliencia de los activos de la red en inundaciones

La susceptibilidad de muchas subestaciones a inundaciones, confirmada por los informes de daños resumidos en la Tabla 4-3, requiere que algunas subestaciones se reubiquen o refuercen. Se recomienda un enfoque de defensa en profundidad en las ubicaciones donde sea adecuado para fortalecer las subestaciones para resistir inundaciones y la entrada de agua o fango. Este enfoque fue implantado con éxito en Nueva York y Nueva Jersey luego del huracán

²⁵ FEMA P-348, Protecting Building Utility Systems from Flood Damage. 29 de febrero de 2017

²⁶ American Society of Civil Engineers Flood Resistant Design and Construction Standard International Code 24-14 Highlights.



Sandy y ha demostrado ser una alternativa costo-efectiva para elevar el equipo de una subestación o reubicarlas a terrenos más altos.

El enfoque de defensa en profundidad por lo general conlleva cuatro niveles de defensa:

1. El primer nivel incluye una barrera contra inundaciones alrededor del sitio, típicamente a lo largo de la verja. Aunque los terraplenes y muros de concreto son opciones, otro método costo-efectivo para construir estas barreras es usar sacos de arena de alta resistencia envueltos en malla metálica (Figura 4-6).
2. El segundo nivel incluye bombas de alta capacidad instaladas permanentemente dentro del perímetro con suficiente capacidad para acomodar tanto filtraciones como los niveles esperados de lluvia.
3. El tercer nivel envuelve proveer respaldo para equipo crítico manteniendo generadores de respaldo disponibles y equipando los edificios de control con muros de protección y bombas.
4. El cuarto nivel indica que, cuando sea necesario, componentes individuales como los gabinetes de control de transformadores y las rejillas de ventilación se deben elevar.

Figura 4-6. Barrera contra inundaciones en subestación



Fuente: Con Edison

Para las subestaciones señaladas para reforzarse o reemplazarse, el Grupo de Trabajo recomienda incluir diseños que cumplan con los estándares de diseño del nivel superior de la Categoría 4 tanto para vientos como para inundaciones. Sin embargo, estudios de vientos para las subestaciones de 38 kV indican que esas instalaciones pueden ser menos susceptibles a vientos fuertes ya que muchas están cerca de edificios, los cuales proveen protección parcial de los vientos en uno o más lados.

Las mejoras para todas las subestaciones deben incluir el reemplazo por fases del equipo no averiado pero obsoleto que, aunque esté marginalmente funcional, puede presentar mayores riesgos operacionales y dificultar la expansión de los DER. Las subestaciones nuevas o reconstruidas que están ubicadas en áreas muy susceptibles a daños o muy limitadas de espacio se deben construir con el



estándar de diseño para subestaciones aisladas de gas. Plantas solares se montarán sobre los techos de las casetas de control y las subestaciones para proveer un sistema de respaldo con baterías. Un proyecto piloto está en marcha en el Centro de Transmisión de Caguas para confirmar la aplicabilidad de esta tecnología.

También se necesitarán actualizaciones significativas a los esquemas de control y protección para las operaciones aisladas ya que las redes reconfiguradas (cuando estén operando en modalidad aislada) cambiarán los circuitos con fallas en cada interruptor. Se necesitarán configuraciones de relés ajustadas, sea automáticamente o mediante el control de un operador, para asegurar la seguridad y confiabilidad no se comprometa cuando la red opere de manera aislada. La Sección 5.1 provee detalles adicionales sobre el monitoreo y los sistemas de control que serán necesarios para apoyar la operación en modalidad aislada.

Mejoras a las subestaciones a corto plazo

A base de la evaluación del estado presente y la revisión de criticidad, se han identificado varias mejoras a subestaciones como proyectos de alta prioridad. Los proyectos están enfocados en las áreas más afectadas y en áreas con cargas de alta prioridad, tales como instalaciones médicas y aeropuertos principales. La Tabla 4-9 presenta una gama de mejoras necesarias para llevar las subestaciones y líneas de distribución del distrito de Humacao a cumplir con los estándares de diseño vigentes. El distrito de Humacao está ubicado en la sección sureste de la isla, una de las áreas que más daños sufrió por estar en la trayectoria directa del huracán María. Las mejoras se concentran en convertir el sistema legado de distribución de 8.32 kV para que opere a 13.2 kV, el estándar de voltaje actual de la AEE.

Varias subestaciones nuevas se tendrán que construir para servir las líneas de voltajes más altos en el distrito, junto con aumentos de capacidad en las estaciones existentes para servir cargas futuras y proveer capacidad de transferencia para localizar la falla, aislarla y restaurar el servicio (FLISR). La capacidad de FLISR y la conversión de distribución se discute en más detalle en la Sección 4-2. Se ubicarán dos nuevas subestaciones móviles en el distrito para proveer capacidad de respaldo para mantenimiento o pérdida de una subestación a causa de tormentas o fallas del equipo.

Tabla 4-9. Mejoras a las subestaciones del distrito de Humacao

Nombre del proyecto: Distrito de Humacao – Subestaciones	
Descripción	a) Nuevas subestaciones de distribución - Subestación de 13.2 kV en Las Piedras - Subestación de 13.2 kV en CT de Humacao TC - Subestación de 13.2 kV en Naguabo - Subestación de 13.2 kV en Yabucoa b) Aumento de capacidad - Subestación Verdemar - Subestación Candelero - Subestación Juan Martín c) Subestaciones móviles - 1 subestación de 115/13.2/8.32/4.16 kV - 1 subestación de 38/13.2/8.32/4.16 kV
Justificación	Instalaciones del sistema de distribución necesarias para mejorar y reemplazar las subestaciones de distribución existentes de 8.32 kV; mejorar los 8.32 kV en cargas del sistema de distribución a 13.2 kV; proveer la capacidad necesaria de transformación por subestación para manejar el proceso de conversión de voltaje; proveer suficiente capacidad para transferencia de carga entre los alimentadores de distribución y las subestaciones durante condiciones de contingencia; aumentar la confiabilidad del sistema de distribución; y suplir crecimiento de carga para desarrollo futuro.

Fuente: ESO Project Development



Las líneas y subestaciones que sirven los centros de cargas críticas también se han señalado para mejoras al corto plazo. La Tabla 4-10 resume los planes comprensivos para mejorar tanto la resiliencia como las fuentes de suministro del Distrito Médico de San Juan. El plan refuerza las subestaciones y las líneas de transmisión en tres etapas. La primera etapa es el fortalecimiento de los patios de interruptores de 115 kV y 38 kV (diseñados para 46 kV, pero que operaba a 38 kV, el voltaje de transmisión de la AEE), junto con nuevas líneas soterradas de 38 kV para proveerle redundancia de suministro al área. En la segunda y tercera etapa se refuerza aún más el área de las subestaciones asociadas a la red de 115 kV.

Tabla 4-10. Mejoras al Distrito Médico de San Juan

Nombre del proyecto: Distrito Médico de San Juan	
Descripción	Los proyectos del Distrito Médico de San Juan se dividen y agrupan en etapas. 1ra etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de centros de transmisión y patios de interruptores - GIS de la CT Monacillo para los patios de interruptores de 115 kV, 46 kV y 13.2 kV - GIS Centro Médico de San Juan para los patios de interruptores de 46 kV y 13.2 kV b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Terminales de la línea soterrada de 46 kV CT Hato Rey – Hospital del Veteranos - Línea soterrada de 46 kV CT Monacillo – Seccionadora de Centro Médico de San Juan - Línea soterrada de 46 kV CT Hato Rey – Seccionadora de Centro Médico de San Juan (interconexión al nuevo GIS de la seccionadora de Centro Médico de San Juan) c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea - Línea 8900 Seccionadora de Centro Médico de San Juan – Seccionadora de Venezuela 2da etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de centros de transmisión y patios de interruptores - GIS del CT Hato Rey para los patios de interruptores de 115 kV, 46 kV y 13.2 kV b) Nuevas estaciones conectoras - GIS del CT Venezuela para los patios de interruptores de 115 kV, 46 kV y 13.2 kV c) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Sistema de subtransmisión y circuitos soterrados para las instalaciones internas del Centro Médico de San Juan (incluye la integración de cargas críticas a un nuevo circuito) - Línea soterrada de 46 kV Seccionadoras de Centro Médico de San Juan – Reparto Metropolitano - Sistema de distribución soterrado para las instalaciones internas del Centro Médico de San Juan d) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 15500 CT Monacillo – Seccionadora de Centro Médico de San Juan - Línea 15500 Monacillo TC - San Juan Medical Center Sect. 3ra etapa: a) Nuevos patios de interruptores - GIS Seccionador Fonalledas 46 kV b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 46 kV CT Venezuela – Sector Fonalledas – Sector Centro Médico de San Juan c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 8900 Toma de Américo Miranda – Reparto Metropolitano (para reconfigurar la línea 8900 CT Venezuela-Jardines Metropolitanos – Reparto Metropolitano) - Línea 8900 CT Monacillo – Seccionadora del Centro Médico San Juan
Justificación	Hace que el Distrito Médico de San Juan sea más resiliente; provee múltiples vías de interconexión con centros de transmisión estratégicamente localizadas para proveerle altos niveles de confiabilidad a cargas críticas bajo diversos escenarios de contingencias; integra la red de hospitales e instalaciones médicas críticas del distrito médico a lazos soterrados de subtransmisión redundante; integra el distrito médico a lazo soterrado de 115 kV de la zona metro mediante diferentes rutas eléctricas y geográficas con el fin de proveer interconexión directa con la principales fuentes de generación del norte; mejora la flexibilidad y capacidad operacional para proveer servicio al distrito médico incluso en condiciones operacionales tras un evento severo de fragmentación del sistema; la infraestructura planificada sienta las bases para la



Nombre del proyecto: Distrito Médico de San Juan

evolución de un sistema local avanzado con capacidad de recuperarse para proveer niveles avanzados de confiabilidad al distrito

Fuente: ESO Project Development

La Tabla 4-11 resumen el plan para reforzar las subestaciones y líneas de transmisión necesarias para mejorar la confiabilidad y la estabilidad del voltaje del sistema de la región este. Las mejoras incluyen el fortalecimiento de líneas de transmisión y patios de interruptores de 115 kV y 46 kV, nuevas líneas soterradas y nuevos patios de interruptores.

Tabla 4-11. Mejoras al corredor farmacéutico de la región este

Nombre del proyecto: Corredor farmacéutico de la región este	
Descripción	1ra etapa: a) Reconstrucción/Fortalecimiento de centros de transmisión y patios de interruptores - GIS y patios de interruptores del CT Yabucoa 115 kV - GIS y patios de interruptores del CT Humacao 115 kV y 46 kV - GIS y patios de interruptores del CT Juncos 115 kV y 46 kV - Sector Villa Betina 115 kV - Sector Quebrada Negrito 115 kV b) Nuevos patios de interruptores - GIS y Seccionadora de la Zona Industrial Humacao 46 kV c) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 115 kV CT Yabucoa – CT Humacao - Línea soterrada de 115 kV CT Humacao – CT Juncos - Línea soterrada de 46 kV CT Humacao – GIS y seccionadora de la Zona Industrial Humacao d) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 36200 CT Juncos – CT Monacillo - Línea 5300 Seccionadora de Las Piedras – CT Juncos 2da etapa: a) Nuevos patios de interruptores - GIS Seccionadora de Las Piedras 46 kV b) Nuevas líneas y circuitos soterrados - Línea soterrada de 46 kV CT Juncos – Seccionadora de Las Piedras c) Reconstrucción/Fortalecimiento de líneas de transmisión - Línea 41400 CT Humacao – CT Juncos (incluye reubicación al CT Yabucoa) - Línea 5300 CT Humacao – Seccionadora de Las Piedras - Línea 12600 CT Humacao – GIS y nueva seccionadora de la Zona Industrial de Humacao
Justificación	Apoya instalaciones industriales farmacéuticas, biotecnológicas y de suministro de gas en Juncos, Las Piedras y Humacao; apoya infraestructura de transmisión crítica para la confiabilidad del sistema, así como para la estabilidad del voltaje en la región este; los nuevos circuitos soterrados estratégicamente planificados y localizados y subestaciones aisladas de gas proveen confiabilidad a cargas industriales críticas; la interconectividad estratégica con la generación local existente y futura provee resiliencia y confiabilidad luego de contingencias del sistema, disturbios mayores del sistema o eventos atmosféricos naturales que causen fragmentación del sistema y condiciones de mini islas locales; la integración estructural e interconectividad estratégica con las tecnologías estabilizadoras de la red planificadas como los sistemas de baterías para almacenar energía apoyan la calidad de la electricidad y la respuesta de la red a disturbios en el sistema; la reconstrucción y fortalecimiento de la infraestructura de transmisión deteriorada reduce las fallas en líneas, apagones y disturbios transitorios que causan disturbios en los procesos industriales susceptibles debido a las desviaciones y cambios súbitos en el voltaje y la frecuencia del sistema.

Fuente: ESO Project Development

La Tabla C-5 del Apéndice C presenta las reparaciones de alta prioridad a corto plazo para 18 subestaciones que sufrieron daños por agua para propósitos de estimados para el seguro —la COR3 anticipa que los estimados incluirán reparaciones y mejoras adicionales a esas. Estas subestaciones se clasifican como no confiables a base de los informes de evaluación de daños preparados por la NYPA



poco después de que el huracán María azotó la isla. La mayoría de los daños ocurrieron en la caseta de control, el aparellaje y en los dispositivos protectores que se inundaron. Algunas de estas subestaciones se reubicarán, mientras que otras se elevarán sobre los niveles mínimos de inundación según los códigos y estándares propuestos.

Estimados de costos

El próximo paso más importante es verificar la evaluación de daños a las subestaciones y líneas señaladas para hacerles mejoras a mediano y largo plazo. El proceso de evaluación de daños está en curso y las cantidades señaladas para reemplazo o mejoramiento que se incluyen en este plan serán refinadas a medida que vayan surgiendo nuevos datos. Los costos aquí presentados son cónsonos con las mejoras e inclusiones desglosadas en el IRP, pero incluyen inversiones para fortalecer aún más el sistema de T&D, particularmente las líneas de 230 kV, para que resista vientos del nivel superior de la Categoría 4.

El diseño de las ocho redes aislables requerirá estudios técnicos de ingeniería para confirmar la ubicación y rutas adecuadas de las nuevas líneas y subestaciones descritas en el IRP, así como la reconfiguración del sistema para conectarlo con las fuentes de generación, los arreglos reconfigurados de interruptores en las subestaciones y los nuevos esquemas de protección para cuando esté operando en la modalidad aislada. Más aún, el diseño de nuevas líneas y subestaciones puede ser alterado dependiendo de la cantidad y ubicación de la nueva generación convencional y renovable. Estas instalaciones se describirán con más detalle cuando se complete y acepte un plan de recursos recomendados para el IRP.

La mayoría de las inversiones en transmisión y subestaciones son proyectos de capital diseñados para fortalecer el sistema de suministro de energía eléctrica —principalmente dentro de las servidumbres de paso (ROW) existentes— para resistir vientos de fuerza huracanada, construidos usando estándares de diseños comunes con flexibilidad para proveer para la capacidad de la operación de redes aislables para mejorar la resiliencia y facilitar la integración de recursos renovables y DER. El Apéndice C presenta las principales inversiones en T&S.

Tabla 4-12. Áreas de mayor inversión en transmisión y subestaciones

Áreas de mayor inversión	Costo (\$M)
Fortalecer 350 millas de la red de transmisión de 230 kV, la mayoría en servidumbres de paso nuevas o existentes	\$ 1,700
Reforzar o reubicar subestaciones de alto o mediano voltaje existentes y digitalización	\$ 1,300
Fortalecer aproximadamente el 20% de las líneas de 115 kV existentes	\$ 500
Reconstruir aproximadamente el 10% de las líneas de 38 kV a los estándares de diseño de 115 kV	\$ 500
Nueva transmisión para apoyar ocho redes aislables	\$ 500

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

La Tabla C-1 del Apéndice C presenta un desglose detallado de los costos por componente para los trabajos en las líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV que fueron averiadas o no cumplen con el estándar de nivel superior de la Categoría 4 establecido para las líneas de transmisión aéreas. Una diferencia clave de las propuestas del informe Build Back Better es la eliminación de la presunción de que las líneas de 230 kV se reubicarían a lo largo de la carretera, manteniendo las líneas donde están



hasta que se haga la transición. Debido a las dificultades para obtener servidumbres permanentes y a la congestión en las áreas donde se reubicarían las nuevas líneas, el Grupo de Trabajo derivó los costos a base del fortalecimiento de algunas estructuras y el reemplazo de torres de celosía por postes de acero con una configuración en V invertida, como enfoque preferible para mejorar la confiabilidad y resiliencia del sistema de transmisión.

La Tabla C-2 y la Tabla C-3 del Apéndice C presentan un desglose detallado de los costos por componente para los trabajos en las subestaciones de 230 kV, 115 kV y 38 kV. Estas tablas muestran detalles que sustentan los trabajos y los costos derivados para cada subestación por componentes principales con los costos por unidad aplicados a las cantidades estimadas de los diseños que no cumplen con el estándar requerido, los equipos averiados o la susceptibilidad a inundaciones según descrito en las secciones anteriores. Estos incluyen nueva construcción o reconstrucción de subestaciones al estándar de diseño GIS en áreas de espacio limitado o donde las estaciones estén sujetas al embate de fuertes vientos o de escombros impulsados por el viento.

4.2 Distribución

Estado actual

El sistema de distribución no se diseñó originalmente para resistir un huracán Categoría 4. El huracán María causó daños significativos, con la consecuencia de que 75% de los circuitos necesitaron reparaciones. El equipo soterrado sufrió entrada de agua y contaminantes. Los postes de distribución —en su mayoría de acero galvanizado y concreto, y una cantidad limitada de madera— fueron susceptibles a los vientos. Los postes de concreto y madera sufrieron daños severos durante el huracán María, mientras que los de acero galvanizado lo toleraron mejor.

Antes de la tormenta, el sistema de distribución estaba compuesto de unos 1,200 circuitos que operaban a voltajes de 4 kV a 13 kV. Había 30,000 millas de líneas, con aproximadamente 28,200 millas de circuitos aéreos y el resto soterrados. El sistema aéreo incluía como 30 circuitos en lazo automáticos para proveer alimentación de subestaciones redundantes a los centros de demanda de los clientes.

Las líneas de distribución corrían cercanas a los postes de transmisión y otras estructuras, lo cual aumentó la probabilidad de que el viento causara que hubiera contacto y cortocircuitos. Largas secciones de líneas fallaron en un efecto dominó debido al uso limitado de dispositivos desconectivos para separar el voltaje en los postes. Había pocas conexiones de alimentación y una redundancia limitada, o automatización, para brindar respaldo o asistir en la restauración del servicio. Numerosas subestaciones ubicadas a lo largo de los circuitos de distribución para reducir los voltajes primarios a voltajes menores primarios o secundarios también se afectaron severamente. El sistema de distribución, incluyendo subestaciones de distribución, está equipado con un gran número de interruptores de circuito de aceite (OCB), transformadores de corriente viejos, aparellaje con envoltura metálica y fusibles en la parte de alto voltaje de los transformadores de electricidad, muchos de los cuales deben ser reemplazados para cumplir con los estándares vigentes de la industria.



Estado futuro

El sistema de distribución futuro de Puerto Rico usará estándares de diseño capaces de resistir vientos del nivel superior de tormentas de Categoría 4, con un margen suficiente de refuerzo en el diseño para asegurar que el sistema sobreviva eventos de Categoría 5 en áreas donde es más probable que ocurran daños. Sin embargo, la visión para el sistema de distribución del futuro va más allá de los estándares de diseño y conlleva transformar el sistema en una red moderna capaz de integrar DER. El estado previsto para la distribución futura es cónsono con todos los escenarios de recursos y estrategias evaluadas en el IRP, incluyendo la alta penetración de recursos renovables en los niveles de voltaje primarios y secundarios.

El Grupo de Trabajo recomienda aprovechar las tecnologías probadas para sistemas de energía eléctrica para controlar mejor los apagones, reducir los tiempos de recuperación, reducir los costos operacionales y habilitar el uso de más recursos de energía sustentable que reduzcan la dependencia en combustibles fósiles. Además, el Grupo de Trabajo recomienda que se aumente el uso de recursos de energía renovable, tales como la eólica y solar, y se incorporen nuevas tecnologías de recursos de energía

distribuida, tales como el almacenamiento de energía y las microrredes, para propiciar que haya energía abundante, asequible, sustentable y mejorar la calidad de vida de los ciudadanos de Puerto Rico.

Para lograr esta visión de futuro en el sistema de distribución, el Grupo de Trabajo recomienda una serie de iniciativas de fortalecimiento y modernización para la distribución, que se resumen en la Tabla 4-13. Estas tecnologías se deben implementar según su prioridad en las áreas críticas y los distritos más vulnerables a daños por huracanes (p. ej., Humacao, Vieques y Culebra). Esto incluye actualizar líneas y equipo de subestaciones para acomodar flujos de electricidad bidireccional y los sistemas protectores asociados necesarios para integrar recursos distribuidos. Se prestará mayor atención a la calidad de la energía eléctrica y a los métodos y equipos necesarios para mitigar impactos en el desempeño ocasionados por la producción variable de los recursos renovables. El Grupo de Trabajo recomienda ir implementando estas tecnologías sucesivamente en cada distrito de Puerto Rico según su nivel de daños y criticidad. Cada proyecto de distribución consistirá en etapas que corresponden al fortalecimiento y las tecnologías de modernización. Estas recomendaciones también se resumen en la Tabla 4-13.

La inversión propuesta para reconstruir el sistema de distribución de la AEE es de \$5,700 millones durante 10 años. El costo de los sistemas de tecnología, comunicaciones y operaciones usados en conjunto con muchas de las reconstrucciones propuestas se presenta en la sección de Operación del Sistema. Estos incluyen el uso de redes de fibra y redes en malla para la generación distribuida para proveer para que los operadores de la distribución puedan monitorear y, de ser necesario, controlar su

Figura 4-7. Reparaciones en líneas de distribución



Fuente: AEE



potencia de salida mediante SCADA para prevenir que se incumplan los criterios de operación y desempeño.

Tabla 4-13. Resumen de tecnologías de distribución y proyectos aplicables

Fortalecimiento de la distribución y tecnologías de modernización	
• Construir postes según los códigos e instalar tensor y dispositivos desconectivos para separar el servicio de bajo voltaje en postes en áreas de vientos fuertes. • Hacer soterrado selectivo de alimentadores de distribución que suplen instalaciones críticas y centros urbanos. • Mejorar el tamaño de los conductores y usar cables totalmente aislados en áreas donde hay árboles. • Reemplazar los aislantes por otros con mayor clasificación de aislación. • Instalar conmutadores automáticos y mejorar la protección y controles convirtiendo de relés electromecánicos a dispositivos más modernos y flexibles controlados por microprocesadores en segmentos de línea críticos. Se deben instalar al menos dos dispositivos seccionadores automáticos en secciones de líneas principales aéreas. • Convertir selectivamente líneas de bajo voltaje de 4, 7 y 8 kV para que operen a 13 kV, lo cual mejorará la eficiencia y la capacidad del sistema para restaurar el servicio de electricidad durante las tormentas. • Aumentar separación entre líneas y aislación a 25 kV o mayor, donde sea aplicable. • Mejorar la visibilidad en tiempo real para los operadores del sistema de distribución, con telemetría provista a través de los circuitos, facilitando que los problemas se identifiquen rápida y acertadamente. • Mejorar la capacidad remota para aislar fallas y restaurar el servicio, reduciendo así la duración de apagones y el área impactada. • Mejorar la flexibilidad operacional utilizando secciones de línea de tamaño apropiado para insertar interruptores de circuito, lo cual minimizará los apagones durante los trabajos de mantenimiento planificados y apagones no planificados. • Aumentar la consciencia situacional para las operaciones de DER, incluyendo el manejo y control de las interconexiones inteligentes de DER.	
 	
Proyectos a corto plazo (1-3 años)	Proyectos a mediano y largo plazo (4-10 años)
Mejoramiento de la distribución de Vieques y Culebra Mejoramiento de la distribución de Humacao	Desplegar tecnologías de fortalecimiento y modernización a la totalidad de los 26 distritos de Puerto Rico.

Para asegurar la vida útil de estas inversiones, el Grupo de Trabajo visualiza formar alianzas con instituciones locales educativas y de investigación. Estas alianzas colocarán a la AEE en el centro de la innovación en T&D en la isla y atraerán la próxima generación de talento que dirigirá el sistema de T&D del futuro. Estas inversiones se detallan bajo la sección de Eficiencias Operacionales (Sección 6.1).

Guía de implementación

Las siguientes soluciones están diseñadas para fortalecer el sistema de distribución de Puerto Rico contra futuras tormentas y poner el sistema a la par con la transformación a redes inteligentes que se está extendiendo por todos los EE. UU. continentales en el siglo 21.

Fortalecimiento de postes para resistir daño por viento

Los postes de distribución son muy vulnerables a vientos fuertes y a la caída de árboles. Para ayudar a minimizar el impacto de tormentas intensas, los activos de postes se deben mantener en buenas condiciones. Algunos postes de madera serán reemplazados por postes de concreto o acero, o por postes poliméricos en áreas críticas, para añadir resiliencia ante las tormentas. Estos postes críticos pueden incluir postes que conectan cables soterrados con líneas aéreas, postes que cruzan autopistas o vías fluviales y postes que sirven centros de carga importantes.



El Grupo de Trabajo recomienda un programa de reemplazo de postes utilizando un tipo de poste y cables más fuertes para resistir los vientos asociados con tormentas de Categoría 4 y Categoría 5. El equipo de otros servicios (cables de comunicación) que pueda estar instalado en el poste se debe tomar en consideración al evaluar la fortaleza que debe tener el poste. Los cables aéreos pequeños o estrechos que no puedan resistir vientos fuertes se deben sustituir por cables más fuertes y totalmente aislados para resistir vientos de Categoría 4.

En general, toda la construcción de postes se debe adherir a los códigos y estándares más recientes para huracanes de Categoría 4 siempre que sea posible. Se deben instalar postes intermedios en las distancias más largas de cable. El Grupo de Trabajo también recomienda instalar dispositivos desconectivos que separen los cables secundarios de bajo voltaje cuando sean azotados por árboles o escombros.

AVANCE DE COA

ENR COA-007: Mejorar la resiliencia de los activos de la red ante vientos de alta velocidad

Sistema desconectivo automático



En una tormenta, los cables vivos caídos representan una amenaza para la seguridad del público y de las brigadas de servicio. Un sistema con desconectivo automático asegura que las líneas se separen en el poste en lugar de en el cabezal de entrada. La línea cae desenergizada, minimizando la posibilidad de causar daño al equipo o la conexión. Las brigadas pueden restaurar el servicio más rápidamente sin necesidad de tirar nuevas líneas o hacer empalmes, sino simplemente reemplazando el dispositivo desconectivo.

Fuente: Thomas & Betts

Soterrado selectivo para resistir daño por viento

Soterrar el equipo es un método probado para lograr que las redes de electricidad sean más resilientes ante las tormentas. Sin embargo, es un proceso perturbador y costoso durante la fase de construcción. El Grupo de Trabajo recomienda soterrado selectivo de las líneas de distribución que sirven las cargas críticas, tales como los centros de los pueblos, las instalaciones médicas y los aeropuertos, o donde sea requerido por leyes o reglamentos de Puerto Rico. Los proyectos de soterrado se pueden programar para coincidir con otros proyectos mayores de construcción, tales como reparaciones o instalación de cables de fibra óptica en las carreteras, para aliviar el peso de los costos y las molestias causadas por el proceso.²⁷

Reemplazo de aislantes para resistir daño por vientos

Los fuertes vientos y la contaminación con agua salada en los aislantes de porcelana tradicionales son uno de los causantes principales de interrupción del servicio eléctrico durante una tormenta. Estos modelos obsoletos de aislantes predominan en el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico y son susceptibles a descargas

²⁷ Gelbien, L and Rasheed, B. For Extreme Storms, Utilities Must Go Beyond Business as Usual. Electric Light and Power, junio 2014.



eléctricas debido a la contaminación y, por tanto, no pueden mantener el cable en su sitio durante una tormenta intensa. Los aislantes modernos de polímeros con más altas clasificaciones básicas de aislación tienen mucho menor incidencia de descargas eléctricas. Los diseños *vise-top* pueden sostener el cable en su sitio durante vientos fuertes. Además, los aislantes de polímeros son livianos y no se astillan. El Grupo de Trabajo recomienda usar aislantes de polímeros en áreas susceptibles a fuertes vientos y contaminación de agua salada. Se necesitarán nuevas crucetas transversales para instalar los aislantes de polímero. El reemplazo de aislantes para resistir el daño por viento también alinea con el ENR COA-007 para mejorar la resiliencia de la red a los fuertes vientos.

La inundación de subestaciones y del aparellaje de distribución a lo largo de la costa noreste de los EE. UU. durante los huracanes Sandy e Irene causaron apagones masivos y prolongados. Incluso donde había cables soterrados, los gabinetes de transformadores y otros dispositivos interruptores sobre tierra fallaron debido a la inundación. La reparación y reemplazo de equipos importantes como estos, toma tiempo y es costosa. Entidades de servicio eléctrico de Nueva York utilizaron conductos de cable sellado soterrado, reemplazaron el alambre de cobre con fibra óptica en su cableado de control e instalaron conectores flexibles que pueden elevar sus paneles de relés 10-12 pies sobre el terreno en el evento de una tormenta intensa.²⁸ Además, según el DOE, muchas entidades a lo largo de la costa del Golfo en los EE. UU. han elevado sus subestaciones tanto como 25 pies basadas en las predicciones de tormentas de Categoría 3.

El Grupo de Trabajo entiende que el soterrado selectivo de construcción aérea será necesario en áreas inundables. En estas áreas se requerirán paneles de control y aparellaje totalmente sumergibles. El equipo soterrado incluiría cables, conductores, transformadores sumergibles, interruptores soterrados y terminaciones soterradas.

El Grupo de Trabajo también recomienda reemplazar los postes por otros con cimientos más profundos e implantar soterrado selectivo en áreas susceptibles a escombros impulsados por el viento. Otras recomendaciones se enfocan en reemplazos específicos de distribución soterrada con distribución aérea, e instalación de protección de cables y conductos especializados en áreas propensas a deslizamientos del terreno.

Conversión de voltaje para la distribución

Aproximadamente dos tercios o 750 de los 1,200 circuitos de distribución en Puerto Rico consisten en líneas de distribución aéreas de 4 kV, 7 kV y 8 kV. Los huracanes consecutivos María e Irma demostraron que muchas líneas de 4 kV no pudieron resistir los fuertes vientos y lluvias torrenciales de un huracán Categoría 4. Los circuitos de 4 kV sostuvieron algunos de los daños más severos en Puerto Rico durante los recientes huracanes.

Hay dos opciones para atender las deficiencias del sistema aéreo de 4 kV: 1) convertir selectivamente la construcción aérea de 4 kV en construcción soterrada; o 2) convertir selectivamente los circuitos de 4 kV en construcción aérea de 13 kV utilizando códigos y estándares de construcción actualizados. Convertirlos en un sistema soterrado es extremadamente costoso, causa molestias a los clientes y consume mucho tiempo. El Grupo de Trabajo considera que un método más costo-efectivo sería

²⁸ Departamento de Energía. "Hardening and Resiliency: US Energy Industry Response to Recent Hurricane Seasons", 2010



convertir el sistema aéreo de 4 kV en un sistema aéreo de 13 kV utilizando códigos y estándares modernos para que pueda resistir vientos de fuerza huracanada y lluvias torrenciales.

Como parte del proceso de conversión, se deben tomar en cuenta dos elementos: 1) El soterrado selectivo de áreas que suplen energía eléctrica a cargas críticas como hospitales, estaciones de bombeo y plantas de tratamiento de agua, instalaciones de telecomunicaciones, centros para refrescarse (p. ej., centros comerciales, centros de reubicación, etc.); y 2) en sitios donde los circuitos de 4 kV existentes tienen acceso limitado para un camión con canasta, lo cual dificulta y causa retrasos en las reparaciones, la línea se debe reubicar a un área que sea accesible para un camión con canasta para trabajos aéreos.

Para convertir los circuitos aéreos de bajo voltaje a que operen a 13.2 kV se requiere reconstruir el circuito usando nuevos postes, crucetas, aislantes, tensores apropiados para tormentas, interruptores de control remoto, transformadores de postes y actualizar los transformadores de las subestaciones para convertir estas líneas a 13.2 kV.

Más aún, la proliferación de una gran variedad de voltajes en operación hizo que los esfuerzos de restauración luego del huracán fueran complicados y largos. La adopción de un solo voltaje estándar (13.2 kV) simplificaría en el futuro los procesos para almacenar repuestos, estandarizar procesos operativos y coordinar reparaciones. Este programa aumentará significativamente la resiliencia y confiabilidad para los clientes en Puerto Rico.

Automatización de la distribución para agilizar el servicio de restauración

Según la red eléctrica se repara o reconstruye al nivel de los códigos y estándares más recientes, se estará preparando para las tecnologías del futuro. Por ejemplo, cuando las líneas de distribución se actualicen, se instalará equipo que se aprovechará para inversiones futuras.

Según la red eléctrica se repara o reconstruye al nivel de los códigos y estándares más recientes, se estará preparando para las tecnologías del futuro. Por ejemplo, cuando las líneas de distribución se actualicen, se instalará equipo que se aprovechará para inversiones futuras. Un ejemplo es que, en sitios específicos, en vez de instalar interruptores manuales, se instalarán interruptores automáticos. Los interruptores automáticos tendrán su funcionalidad avanzada desactivada hasta que las inversiones en la distribución automatizada y la FLISR se cristalicen. Así, se reduce el costo total y se elimina la posibilidad de tener que remover equipo que haya sido instalado recientemente.

Un ejemplo es que, en sitios específicos, en vez de instalar interruptores manuales, se instalarán interruptores automáticos. Los interruptores automáticos tendrán su funcionalidad avanzada desactivada hasta que las inversiones en la distribución automatizada (DA) y la capacidad de FLISR se cristalicen. Así, se reduce el costo total y se elimina la posibilidad de tener que remover equipo que haya sido instalado recientemente.

El Grupo de Trabajo recomienda reemplazar los relés electromecánicos obsoletos por relés modernos con microprocesadores para mejorar la protección y control de la red de distribución. Además, para mejorar sustancialmente la confiabilidad y resiliencia, el Grupo de Trabajo recomienda que se usen reconectores de supervisión (control remoto e indicadores) equipados con localización de fallas. En el futuro, se recomienda incluir capacidad de FLISR. Esto requerirá la



reconfiguración, extensión y actualización de los alimentadores de distribución para proveer capacidad de transferir la conexión a los alimentadores entre las subestaciones y los buses de las subestaciones.

La capacidad de FLISR se ha convertido en el estándar común en confiabilidad de servicio entre las entidades de servicio eléctrico en los Estados Unidos. Cuando ocurre una falla en un circuito de distribución, la FLISR puede reducir el número de clientes que pierden el servicio aislando automáticamente el área del problema y restaurando la energía eléctrica a los demás clientes redirigiendo la corriente por circuitos adyacentes. Además, esta tecnología puede ayudar a las brigadas a localizar las fallas más rápidamente, lo cual resultaría en una reducción en la duración de los apagones. Un estudio de cinco entidades de servicio eléctrico en los EE. UU. que realizan operaciones de FLISR concluyó que la FLISR redujo el número de clientes sin energía eléctrica por hasta 45% y redujo los minutos de interrupción para el cliente (CMI) por un 51%²⁹.

Las tecnologías y sistemas de FLISR, mostrados en la Figura 4-8, implican interruptores de alimentadores automáticos y reconectores, monitores de líneas, red de radiocomunicaciones, unidades de terminales remotos (RUT), extensiones de líneas, sistemas de manejo de la distribución (DMS), SCADA, analíticas de redes, modelos y herramientas de procesamiento de datos. Estas tecnologías trabajan en conjunto para restaurar el servicio eléctrico automáticamente, reduciendo tanto el número de clientes sin servicio como la duración de los apagones. Sin embargo, las redes de comunicación del FLISR requieren mayor resiliencia porque deben operar bajo condiciones donde la red en sí está averiada o no funciona adecuadamente. En caso de daño severo a la red, se deberán reparar primero las líneas de transmisión que sirven la sección, antes de aplicar la FLISR para restaurar secciones de las líneas de distribución

Figura 4-8. Reconectores electrónicos, unidades de control y sensores de línea instalados por Duke Energy



Fuente: DOE, Smart Grid Investment Grant Program. FLISR Technologies Reduce Service Impact and Duration. Diciembre, 2014

En circuitos de distribución tradicionales, la electricidad típicamente fluye por un solo alimentador para llegar al cliente que la usará. Si una porción del alimentador falla, los clientes ubicados después de esta se afectan. Un sistema de FLISR trabaja seccionando el alimentador de distribución y conectándolo a

²⁹ Departamento de Energía, Programa de Subvenciones de Inversiones para Redes Inteligentes. Fault Location, Isolation and Service Restoration Technologies Reduce Service Impact and Duration, diciembre de 2014



alimentadores adyacentes. La FLISR aísla la sección afectada y busca vías redundantes para que fluya electricidad a los clientes. El Grupo de Trabajo propone que la mayoría de los alimentadores que sirvan 1,000 clientes o más deben tener capacidad de LISR, es decir, dos reconectores normalmente cerrados y un reconector de conexión con la vía alterna que pueda abrir para restaurar el servicio. Más de la mitad de los 1,200 circuitos de distribución de Puerto Rico operan a 4 kV y los demás a 13 kV. Se instalarán los reconectores a los de 4 kV cuando se conviertan a 13 kV.

Automatización de la distribución para integrar DER

La integración de DER al suministro de energía eléctrica crea retos para la planificación y operación de la red. Un sistema de suministro de energía eléctrica tradicional de flujo de corriente en una dirección no está diseñado para los flujos bidireccionales que necesitan los DER. La producción de energía renovable a menudo es intermitente y crea incertidumbre operacional y problemas de calidad en la energía eléctrica.

Para mitigar estos riesgos y garantizar una integración de DER confiable y segura, el Grupo de Trabajo recomienda:

- Realizar un estudio de capacidad de aceptación de DER en una selección de alimentadores para evitar violaciones a la configuración y estándares del sistema.
- Realizar un estudio de impacto sobre el sistema para identificar efectos adversos en la operación, seguridad y confiabilidad de la red.
- Revisar los diseños y calendarios de la instalación de los DER para mitigar los impactos al sistema por los DER.
- Requerir que los proyectos de DER cumplan con el estándar de interconexión IEEE 1547 del Institute of Electrical and Electronics Engineers que abarca los elementos de desempeño, operación, pruebas, seguridad y mantenimiento de la interconexión.
- Usar inversores pre certificados por el IEEE para agilizar la instalación de los DER.
- Usar cambiadores de toma bajo carga, condensadores y reguladores de voltaje para mitigar problemas de frecuencia y voltaje.
- Aprovechar el almacenamiento de energía para mitigar la intermitencia de la producción de los DER.

Calidad de potencia

El Plan de Modernización descrito en las secciones previas incluye varias renovaciones para mejorar la calidad de potencia para los clientes industriales, comerciales y residenciales a través de la isla. El objetivo es estabilizar el voltaje, reducir las interrupciones momentáneas y mitigar proactivamente aumentos súbitos de voltaje. La habilidad de atender las variaciones rápidas de voltaje será particularmente importante según se conecten al sistema mayores cantidades de recursos intermitentes, tales como generación solar detrás del contador y directamente conectada. Los programas de calidad de potencia que se incorporan a los planes de mejoramiento a corto y largo plazo incluyen conversiones del voltaje de distribución, instalaciones de reconectores adicionales y



dispositivos seccionadores, sensores y controles, reguladores de voltaje, nuevos relés de protección y prácticas mejoradas de manejo de vegetación. En conjunto, estas estrategias mejorarán la calidad de potencia al nivel de la distribución. Por ejemplo, las mejoras a los alimentadores y las conversiones de voltaje estabilizarán los voltajes mediante el uso de conductores de baja impedancia y mayores voltajes operacionales. También, las mejoras propuestas a los sistemas de control y monitoreo de la distribución permitirán que los operadores puedan detectar y atender rápidamente los disturbios y variaciones en el voltaje.

El Plan de Modernización reconoce el valor del equipo de acondicionamiento de potencia para estabilizar los voltajes y mitigar las variaciones súbitas de voltaje, particularmente para plantas solares grandes. Prospectivamente, muchas nuevas instalaciones solares incluirán almacenamiento de energía y equipos de acondicionamiento de potencia como requisito para la interconexión. Las numerosas microrredes que se propone también estarán equipadas con Acondicionadores de Calidad de Potencia.

Estos dispositivos mejoran la calidad de la potencia mediante su habilidad para:

- Suplir voltaje y corriente al nivel correcto y propiciar que el equipo funcione adecuadamente.
- Asegurar una transferencia eficiente y estable de potencia entre el sistema de distribución y la microrred.
- Aislar las microrredes de los disturbios y anomalías del sistema de distribución.
- Convertir la producción de corriente directa de los paneles solares en corriente alterna con voltajes estables.
- Integración costo-efectiva con los sistemas solares y de almacenamiento de energía.

Como muchos clientes industriales se sirven al nivel de transmisión, la calidad de la energía eléctrica al nivel de transmisión se mejorará reduciendo la interrupción de líneas al fortalecer y mejorar el manejo de la vegetación. Los sistemas automatizados en las subestaciones, el monitoreo en tiempo real y estimado de condición del sistema y el uso de mejores relés contribuirán a que ocurran menos eventos que afecten la calidad de la energía eléctrica ya que los operadores podrán tomar medidas correctivas antes de que ocurran estos eventos.

Estimados de costos

Durante los próximos 1-2 años, el Grupo de Trabajo recomienda que se implemente el fortalecimiento de la distribución y las tecnologías de transformación en los siguientes sitios críticos.

Tabla 4-14. Mejoras a la distribución en Vieques y Culebra

<i>Nombre del proyecto: Distribución en Vieques y Culebra</i>	
Descripción	Mejorar y modernizar el sistema de distribución de Vieques y Culebra dañado por los huracanes. Es parte de un Plan de Modernización a largo plazo para los sistemas de energía de Vieques y Culebra.
Justificación	Logra la disponibilidad y estabilización de los sistemas de energía.

Fuente: ESO Project Development



Tabla 4-15. Mejoras al sistema de distribución del distrito de Humacao

Nombre del proyecto: Distrito de Humacao – Proyectos del sistema de distribución	
Descripción	Mejorar la infraestructura del sistema de distribución para operar a 13.2 kV (clase de voltaje de 15 kV). Reconfiguración de los alimentadores de 13.2 kV usando tecnologías de redes inteligentes. Soterrado de los alimentadores de distribución que suplen las cargas críticas. Fortalecimiento (mejoras a los postes y conductores) para mejorar la resiliencia estructural y de capacidad eléctrica. Incluye la modificación de estándares de construcción.
Justificación	Aumenta la confiabilidad y flexibilidad del sistema de distribución; reduce las pérdidas de electricidad; mejora la regulación de voltaje a lo largo de los circuitos; mejora la seguridad del sistema durante condiciones de fallas; permite vías múltiples de interconexión entre las subestaciones de distribución y los alimentadores para proveerle un alto nivel de confiabilidad a las cargas críticas, incluso durante condiciones de emergencia como huracanes, terremotos y fallas del sistema; reconstrucción y fortalecimiento de la infraestructura del sistema de distribución deteriorada para reducir fallas, apagones y deficiencias de calidad en la energía eléctrica.

Fuente: ESO Project Development

Durante los próximos 3-10 años, el Grupo de Trabajo recomienda que se reconstruya y refuerce hasta el 75% de los 1,200 circuitos de distribución de Puerto Rico. Los distritos y regiones que sufrieron los mayores daños tras el huracán se deben trabajar primero. Según las evaluaciones detalladas de los daños vayan estando disponibles, se deben realizar estudios técnicos de ingeniería para todos los distritos de Puerto Rico. No todos los activos de distribución se tienen que reemplazar. Los activos menos críticos —los que son relativamente nuevos, están en buenas condiciones o se anticipa que pueden resistir tormentas futuras— están excluidos de la lista de activos para reemplazo propuesta por el Grupo de Trabajo.

Mucha de la tecnología propuesta en esta sección, tales como la integración de la DA y DER, son relativamente nuevas para Puerto Rico. Estas deben ser probadas en un proyecto piloto en el distrito de Humacao. En esta implementación inicial se aprenderán lecciones y luego se pueden ir ampliando paulatinamente al resto de Puerto Rico.

El Grupo de Trabajo estima que el esfuerzo total de mejoramiento de la distribución costará \$5,700 millones a lo largo de 10 años. La Tabla C-4 del Apéndice C presenta un desglose. Se anticipa que estas inversiones de desarrollen como proyectos separados en cada uno de los 26 distritos de Puerto Rico

Para asignar la inversión en distribución (estimado de costos) a nivel de los distritos, el Grupo de Trabajo usó los siguientes factores:

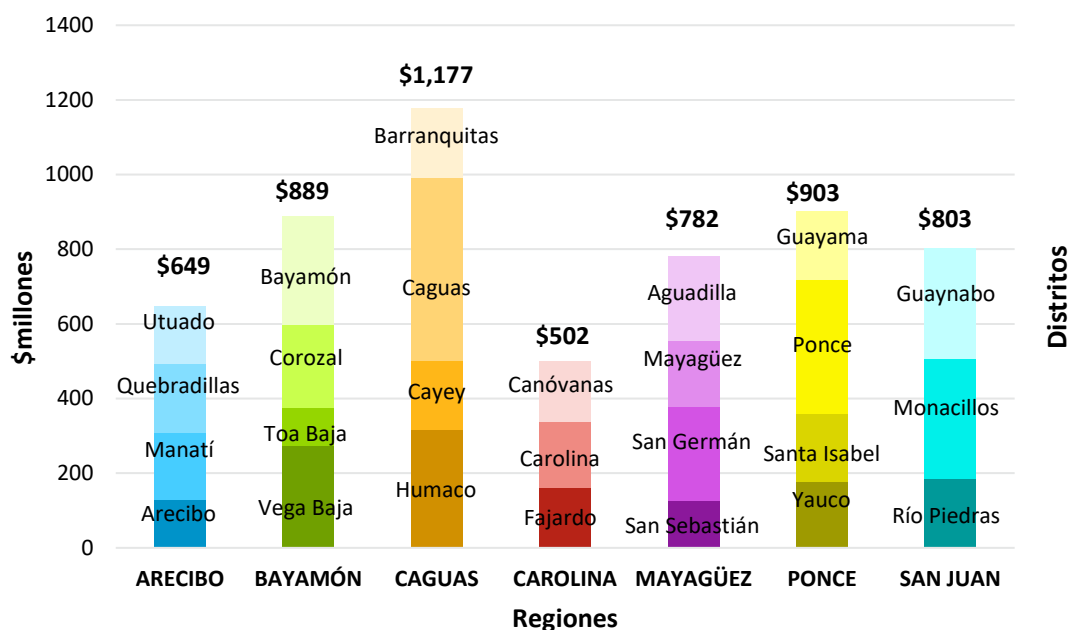
- Evaluación inicial de daños tras los huracanes.
- El número de cargas críticas (hospitales, aeropuertos, instalaciones, infraestructura de sanidad, etc.) y cargas prioritarias (centros urbanos, etc.) que necesitan suministro soterrado o redundante.
- Densidad de clientes.
- El número total de postes de distribución que necesitan mejorarse.

El desglose resultante del costo de capital total en proyectos de distribución a nivel de los distritos se ilustra en la Figura 4-9. Estos costos pueden refinarse aún más con una evaluación de daños a nivel de



los distritos y datos de costos reales obtenidos de los trabajos en el terreno en la distribución en Puerto Rico.

Figura 4-9. Asignaciones de inversiones en distribución a regiones y distritos



Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización



4.3 Generación

Estado actual

Mientras algunas unidades se pueden retirar a corto plazo, otras se anticipa que operen por varios años. Para asegurar una operación confiable, se necesitará proveer suficientes recursos (dinero y personal) para mantener las plantas operacionales. Para la flota de generación existente, se requiere hacer más análisis para finalizar el plan de los proyectos de confiabilidad que debe completarse, establecer un calendario para ejecutarlo e identificar las fuentes de fondos para los proyectos. También se debe realizar una revisión de la capacidad de la organización existente para operar estos activos.

Actualmente, la capacidad operacional total aproximada de la AEE es de 4,324 MW (capacidad instalada es de 4,877 MW), más 961 MW adicionales en generación de productores independientes de energía (IPP) (EcoEléctrica y AES-PR). EcoEléctrica, L.P., en el municipio de Peñuelas (con 507 MW de capacidad de generación a base de gas natural), y AES-PR, en el municipio de Guayama (con 545 MW de capacidad generada a base de carbón), son las dos principales fuentes de generación en la isla. La mayoría (68%) de esta capacidad es de plantas a base de petróleo. Sin embargo, la AEE también tiene 12 acuerdos de compra y operación de energía renovable (PPOA) a gran escala que abarcan proyectos en operación, incluyendo capacidad total de generación solar de 98.1 MW, capacidad de generación eólica de 102 MW y capacidad de generación con biogás de 4.8 MW³⁰. El IRP de la AEE también señala que aproximadamente 450 MW de capacidad de generación con turbinas de vapor y alguna de la capacidad de respuesta rápida no están en condiciones suficientemente buenas para operar. Esto incluye ciertas turbinas de vapor en Costa Sur, Palo Seco y San Juan, así como una turbina de gas en Cambalache.

Estado futuro

Para cumplir con los objetivos futuros de resiliencia, confiabilidad, sustentabilidad y asequibilidad, la futura flota de generación de la AEE necesitará modificaciones y transformaciones significativas durante los próximos 5 a 10 años. Esto incluye una transición mayor hacia la generación renovable, que suplante

la actual con almacenamiento en baterías y generación con gas natural. La infraestructura de combustible e iniciativas de generación necesarias para lograr esta transformación serán promovidas por el IRP sometido al NEPR. Esto es un requisito que debe cumplir la AEE según la ley vigente y las normas del NEPR. Por tanto, este Plan de Modernización recoge el Plan de Acción esbozado por el IRP de la AEE. El 14 de marzo de 2019, el NEPR emitió una resolución y orden instruyendo a la AEE a revisar el IRP del 13 de febrero de 2019 para subsanar ciertos asuntos procesales, y a completar

AVANCE DE COA

ENR COA-008: Mantener activos de generación resilientes a desastres

³⁰ IRP del 2019 de la AEE.



análisis adicionales y revisados para llevar el IRP a cumplir completamente con los reglamentos y órdenes previas del NEPR. El 7 de junio de 2019, la AEE presentó un IRP revisado, que resultó con algunos cambios, particularmente en áreas relacionadas con la expansión de recursos renovables a corto plazo, el grado en que la generación térmica a base de LNG es factible y costo-efectiva y definición final e implementación de las redes aislables.

La Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17-2019, coloca a Puerto Rico en ruta hacia una generación de energía 100% renovable para el 2050. La implementación de esta ley implicará cambios adicionales en el IRP y el Plan de Acción. En consecuencia, el NEPR instruyó a la AEE a expandir y revisar los escenarios actuales a tono con los requisitos de la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17-2019.

El plan de generación trazado en este informe y el Plan de Acción del IRP de la AEE comienzan la transición de Puerto Rico hacia la adopción de una Cartera de energía renovable (RPS) más alta y una mayor dependencia en recursos de energía renovable. Durante los primeros cinco años del plan actual, se adquirirán recursos sustanciales de energía solar y baterías para facilitar la transición a un sistema de generación más descentralizado y distribuido. A la par, se harán inversiones en infraestructura de LNG y en nuevas unidades de respuesta rápida y generación térmica de ciclo combinado. Tales inversiones garantizarán el mejoramiento rápido y permanente de la confiabilidad y resiliencia de la flota de generación, harán el sistema más resiliente en eventos de tormentas y facilitarán la integración de recursos renovables y de almacenamiento. Los activos de generación se mantendrán en el sistema y activos adicionales se desarrollarán para aumentar la resiliencia tras tormentas que apoya el ENR COA-008. Con el tiempo, se anticipa que el sistema de Puerto Rico continúe haciendo la transición hacia la generación de energía renovable en mayores proporciones, en la medida máxima que sea física y económicamente posible. La implementación del Plan de Modernización se ajustará según sea necesario para reflejar el IRP que finalmente sea aprobado por el NEPR y las iniciativas nuevas o desarrolladas que cree la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17-2019.

Guía de implementación

Durante este periodo, es importante que los activos de generación existentes requeridos para servir cargas, cumplan la responsabilidad primordial de ofrecer confiabilidad al menor costo posible dada la diversidad de activos. Es probable que diversas unidades generatrices de la AEE sean retiradas para el 2023. Esto incluye unidades en San Juan, Costa Sur, Palo Seco y Aguirre.

Siguiendo los principios medulares de centralización en el cliente, resiliencia, confiabilidad, asequibilidad y sustentabilidad para la flota de generación actual, se deben completar las siguientes acciones clave:

1. Asegurar que los activos de generación existentes necesarios para servir las cargas pico de los clientes de la AEE permanecen confiablemente disponibles durante el periodo de transición hacia la generación con gas natural y recursos renovables.
 - a. Esto incluirá la evaluación, selección y terminación de proyectos para reparar ciertos daños a las plantas o conductos de corriente, o retrasos en el mantenimiento para mejorar y asegurar una operación confiable.



- b. Revisar las políticas y procedimientos de operación, mantenimiento y manejo de activos vigentes para garantizar las mejores prácticas en estas áreas.
 - c. Asegurar que haya suficientes empleados adiestrados para operar y mantener las plantas durante la transición.
 - d. Evaluar la opción de conseguir un operador independiente que asuma la responsabilidad por la operación y mantenimiento de las unidades existentes hasta que se retiren de servicio. Las ventajas de este enfoque incluyen:
 - i. La habilidad de traer gerentes de plantas con experiencia encarrilando plantas que tienen retos de confiabilidad.
 - ii. La habilidad de proveer operadores calificados adicionales para apoyar las operaciones de la planta. Un problema planteado durante las visitas a las plantas es la falta de suficientes operadores calificados para apoyar las operaciones en todas las plantas.
 - iii. La habilidad de un operador independiente de emplear personal actual de la AEE para evitar la pérdida del conocimiento institucional.
2. Identificar los activos de generación que se convertirán de unidades de generación basada en petróleo a unidades de combustible dual para cumplir las metas de asequibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo.
- a. Verificar que el suministro del combustible primario esté claramente determinado para asegurar la operación continua y definir el nivel de almacenamiento en la instalación del combustible secundario para cumplir con los requisitos operacionales.
 - b. La lista actual de unidades que serán convertidas a gas natural incluye:
 - i. Las unidades 5 y 6 de San Juan
 - ii. Unidades en Mayagüez
3. Evaluar la capacidad técnica y económica de los activos existentes de generación hidroeléctrica.
- a. En los avances hacia recursos de energía renovable, los activos de generación hidroeléctrica pueden jugar un papel importante. Sin embargo, para comprender mejor su beneficio general, se debe realizar un examen exhaustivo de estos activos para definir mejor el costo de volver a ponerlos en servicio y el beneficio para Puerto Rico. Volver a ponerlos en condiciones operacionales probablemente incluya la necesidad de dragar los embalses y cualquier esfuerzo de dragado necesitará ser coordinado con el sector de suministro de agua. Una vez se complete este examen, puede ser necesario preparar un escenario revisado para la IRP para perfeccionar las recomendaciones de acciones futuras.

La instalación de nuevos activos de generación a base de gas y solar también es necesaria para cumplir con las necesidades futura de la isla y para proveer para una generación más limpia y menos costosa.



Según el IRP presentado el 7 de junio de 2019, los siguientes activos de generación se visualizan para el Plan de Acción a 5 años:

- Reemplazo de unidades de respuesta rápida (18 unidades) por turbinas de combustión más nuevas y eficientes o por motores alternativos de combustión interna. Las unidades de respuesta rápida fueron críticas para proveer generación después del huracán María y también son necesarios para apoyar la formación y operación de las redes aislables.
- Instalación de una unidad de ciclo combinado de tamaño mediano en Palo Seco.
- Instalación de una unidad de ciclo combinado de tamaño mediano en Yabucoa.
- Instalación de hasta 1,800 MW de generación solar a gran escala. Para desarrollar un estimado de gastos de capital para un punto específico en el tiempo, el Grupo de Trabajo usó el escenario ESM del IRP.
- Instalación de 920 MW de almacenamiento en baterías. Para desarrollar un estimado de gastos de capital para un punto específico en el tiempo, el Grupo de Trabajo usó el escenario ESM del IRP.
- Se presume que habrán 960 MW instalados en capacidad solar para el 2028 y 1,798 MW para el 2038.

Las nuevas unidades de generación que se instalarán deben satisfacer las necesidades de un sistema con una cantidad significativa de recursos renovables y variables. Esto incluye consideraciones de flexibilidad, rampas de voltaje y la habilidad de operar a cargas bajas.

Otras decisiones importantes incluirán determinar la titularidad de estas nuevas plantas y activos. Las opciones varían desde que la construcción y titularidad radique en la AEE hasta que sean construidas, propiedad y operadas por un tercero, con la opción de que la AEE asuma la titularidad de las plantas más adelante. El plan provee para que activos de un tercero (empresa privada) sirva de generación de reserva y generación de carga base, lo cual alinea con el ENR COA-015.

AVANCE DE COA

ENR COA-015

Propiciar que haya generación privada de reserva para proveer electricidad de emergencia

Nuevos recursos renovables y sistemas de almacenamiento a gran escala

Antes, Puerto Rico tenía un RPS meta de 20% de energía renovable para el 2035³¹. La Ley de Política Energética de Puerto Rico, Ley 17-2019 establece un nuevo calendario para la implementación de la energía renovable en la isla: 40% para el 2025; 60% para el 2040; y 100% para el 2050. Desde que se

³¹ La Ley 82 de 19 de julio de 2010, según enmendada, define los requisitos específicos para promover la diversificación de las fuentes de energía mediante la creación de un estándar de la cartera de recursos renovables (RPS). Esta norma requiere que las entidades que sirven las cargas suplan mayores proporciones de sus ventas al detal con recursos renovables calificados y fuentes alternativas comenzando en 12 por ciento en el 2015, aumentando a 15 por ciento para el 2027 y a 20 por ciento para el 2035. A la fecha, la AEE no ha cumplido con las metas de RPS.



aprobó el RPS original, los costos de la energía renovable han disminuido considerablemente y en Puerto Rico los precios compiten con la generación basada en combustibles fósiles. Por consiguiente, la visión del Grupo de Trabajo es integrar energía renovable costo-efectiva a la vez que mantiene una red confiable. Para apoyar la integración de recursos renovables y las redes aislables antes discutidas, el Grupo de Trabajo también proyecta instalar sistemas de almacenamiento de energía en baterías de la AEE a gran escala través de la isla.

El Plan de Acción del IRP actual de la AEE presume que se instalará energía solar porque:

- La energía solar tiene precios competitivos en comparación con la generación basada en recursos fósiles.
- Varias de las turbinas de viento existentes en la isla fueron averiadas durante los huracanes del 2017 y se deben hacer más estudios sobre la habilidad de las tecnologías actuales para resistir viento con fuerza de huracán antes de planificar nuevos parques eólicos.
- No se han realizado estudios detallados sobre los recursos de biomasa y su cadena de distribución como para sustentar el desarrollo de una planta de combustión de biomasa renovable.

En consecuencia, el Grupo de Trabajo recomienda concentrarse en el desarrollo de energía solar mientras también se realizan los siguientes estudios:

- Estudio de viabilidad de las turbinas de viento terrestres y marinas para resistir las velocidades de vientos que pueden ocurrir en Puerto Rico.
- Hacer una evaluación del potencial del recurso de biomasa y luego crear una guía para levantar una industria y fuerza de trabajo para apoyar una planta de combustión de biomasa.
- Explorar las tecnologías de energía oceanotérmica y mareomotriz para evaluar el nivel de avance de su tecnología.

Estimado de costos

Durante el Desarrollo del plan de ruta y los estimados de costos de la generación para el Plan de Modernización, el Grupo de Trabajo coordinó con la AEE y Siemens para alinear el plan de generación en el Plan de Modernización con el Plan de Acción del IRP de la AEE. Como el IRP todavía está siendo revisado por el NEPR, la implementación del Plan de Modernización se ajustará para reflejar el IRP final aprobado por el NEPR.

El Plan de Modernización sugiere una transformación profunda de la matriz energética de Puerto Rico, de una generación mayormente basada en combustible fósil al uso progresivo de fuentes de energía renovable. Sobre la generación con combustible fósil, el plan proyecta un uso sustancialmente mayor de LNG como fuente de combustible, con entre uno y tres terminales flotantes de LNG y un posible terminal de LNG con base en tierra en el área de San Juan. La adopción de LNG y nuevos recursos térmicos se concibe como parte de la transición al RPS de 100%, ya que esas unidades están llegando al final de su vida útil para el 2050. Esto ayudará a garantizar la confiabilidad y resiliencia según se instalen mayores cantidades de tecnología renovable durante los años intermedios. El Grupo de Trabajo



concorre en que estas acciones son necesarias para mejorar la confiabilidad, resiliencia y economía de la generación existente en la isla.

El Grupo de Trabajo también concorre con la estrategia de insertar flexibilidad a los pasos de implementación del plan para que se puedan adquirir mayores cantidades de energía solar y almacenamiento si los costos son razonables y si el desarrollo y la interconexión procede como se pretende. Para propósitos de desarrollar un pronóstico de gastos de capital en un punto específico en el tiempo, el Grupo de Trabajo usó el escenario ESM del IRP, que representa un estimado razonable de las cantidades de los recursos que se adquirirán según propuesto en el Plan de Acción del IRP. Sin embargo, el Plan de Modernización en general incluye mejoras adecuadas al sistema de transmisión para acomodar una expansión solar más robusta de ser factible.

Con la aprobación de la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17-2010, el Grupo de Trabajo anticipa que el IRP final que apruebe el NEPR puede incluir una mayor porción de recursos renovables y potencialmente una menor cantidad de nuevos recursos termales que los contemplados en el Plan de Modernización. Cuando el NEPR apruebe el IRP final, la implementación del Plan de Modernización se ajustará según sea necesario. Se anticipa que la mayoría de la flota de generación actual de la AEE será reemplazada por nuevos recursos renovables, de almacenamiento y térmicos, con los nuevos recursos térmicos actuando como puente hacia el requisito de 100% de energía renovable. El Grupo de Trabajo apunta que la trayectoria de implementación para la capacidad solar y de almacenamiento de energía y las correspondientes proyecciones de costos propuestas en la versión actual del IRP pueden resultar ser un reto. Sin embargo, el Grupo de Trabajo usó los valores del IRP actual en este informe.

Tabla 4-16. Áreas de mayor inversión en generación

<i>Áreas de mayor inversión</i>	<i>Costo (\$M)</i>
Reemplazo de unidades de respuesta rápida	\$ 509
Confiabilidad de generación	\$ 140
Almacenamiento de energía en baterías	\$ 2,721

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

4.4 Infraestructura de combustible

Estado actual

Actualmente, el suministro de combustible para la generación de energía eléctrica en Puerto Rico proviene de una combinación de gas natural, carbón y productos de petróleo (aceite combustible y diésel) como se muestra en la Tabla 4-17 y la Figura 4-10.

Tabla 4-17. Suministro de combustible para la generación de energía

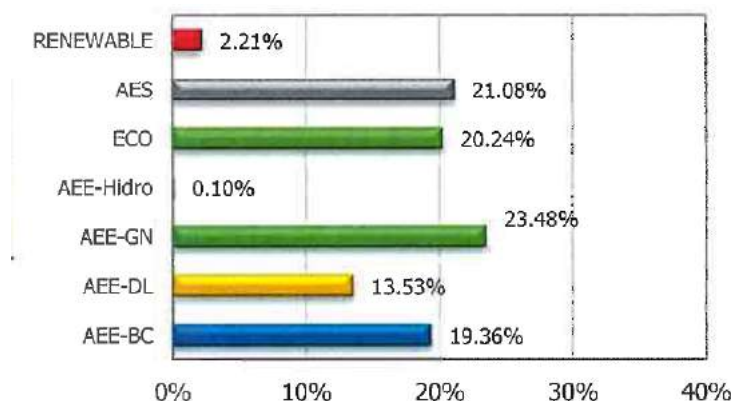
<i>Tipo de combustible</i>	<i>Capacidad de la placa (MW)</i>	<i>Porcentaje (%)</i>
Aceite combustible Núm. 6	1532	30.2
Diésel	1664	32.8



Tipo de combustible	Capacidad de la placa (MW)	Porcentaje (%)
Gas natural	1327	26.1
Carbón	454	9.0
Hidráulico	99	2.0

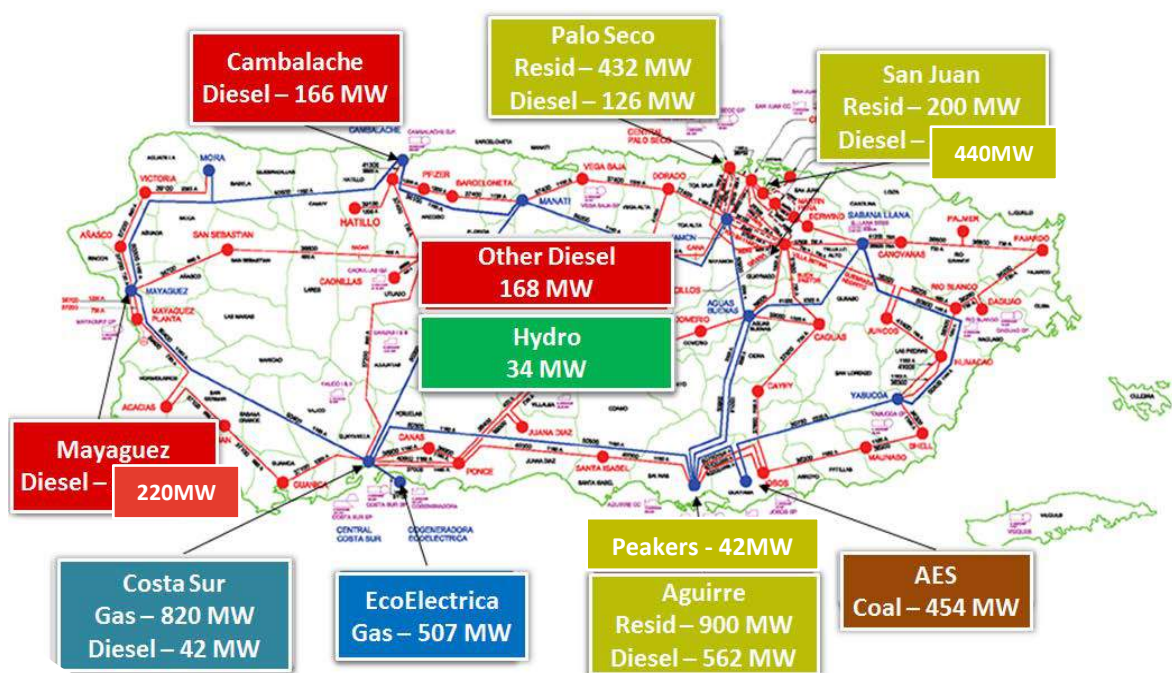
Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica

Figura 4-10. Producción total acumulada por tipo de combustible



Fuente: Informe inmediato de la AEE a diciembre de 2018

Figura 4-11. Suministro de combustible para la generación de energía en Puerto Rico



Fuente: Siemens (corregido por la AEE)

Gas natural

El gas natural se utiliza en la planta cogeneradora privada EcoEléctrica y la planta de vapor Costa Sur, ambas localizadas en la bahía de Guayanilla. El gas natural se importa como LNG al terminal y la planta

de regasificación de Peñuelas en la costa suroeste. La planta EcoEléctrica está adyacente a la planta de regasificación y la planta Costa Sur recibe el gas por un gasoducto corto. El terminal de LNG tiene un tanque de almacenamiento de 160,000 m³ y espacio para añadir un segundo del mismo tamaño.

Carbón

La planta privada AES quema carbón bituminoso colombiano. El carbón llega a Puerto Rico por el puerto Las Mareas, al sur de la planta, y se transporta a la planta en contenedores cubiertos.

Aceite combustible residual

Tres plantas de generación eléctrica con vapor operan con aceite combustible residual: Palo Seco en San Juan en el norte y Aguirre en la costa sur. El aceite combustible residual llega a Puerto Rico por barco y se almacena de manera centralizada en el complejo de la antigua refinería del Gobierno en el lado suroeste de la isla. De ahí es distribuido en barcas a estas tres plantas. También hay un oleoducto que conecta con Costa Sur, sin embargo, la mayoría de la planta de Costa Sur opera con gas natural que recibe a través del terminal de LNG de Peñuelas. Cada una de las plantas eléctricas de vapor tiene almacenamiento para aceite combustible residual en sus instalaciones. Palo Seco tiene capacidad para almacenar 450,000 barriles, San Juan para 138,000 barriles y Aguirre para 780,000 barriles. Costa Sur tiene capacidad para 800,000 barriles que se puede convertir a otro uso.

Diésel

El diésel se usa en los ciclos combinados de Aguirre y San Juan y en las unidades de turbinas de combustión de Cambalache, Mayagüez y nueve otras instalaciones pequeñas alrededor de la isla. El combustible diésel llega a las instalaciones de almacenamiento de Yabucoa y Bayamón y de ahí se transporta en barcas a las cuatro estaciones más grandes (Aguirre, San Juan, Cambalache y Mayagüez). Las otras nueve facilidades pequeñas alrededor de la isla operan con poca frecuencia y reciben entregas de combustible por camiones cuando es necesario.

Estado futuro

Esta sección discute la transición a una infraestructura de combustible que sea más dependiente de energía solar y gas natural. La siguiente lista provee un compendio de los resultados preliminares de la IRP de la AEE.

El Plan de Acción del IRP propone una cantidad sustancial de sistemas de energía solar y de almacenamiento de energía en baterías para el periodo del 2019 al 2028. Además, se proyecta expandir el uso de gas más allá de las plantas de EcoEléctrica y Costa Sur³².

- Las unidades 5 y 6 de San Juan (440 MW) se convertirán a gas natural. Para apoyar esta iniciativa, la AEE negoció con New Fortress Energy para la construcción y operación de una

³² El borrador del IRP indica 620 MW en sistemas de almacenamiento de energía en baterías para el 2028 y 800 MW para el 2038.



instalación de importación de LNG a mediana escala y para que acometa la conversión de las unidades generatrices. Este contrato se entiende que será por un término de 5 años.

- La planta generatriz de Mayagüez (220 MW) se convertirá a gas para el 2022. Se necesitará una instalación de suministro de LNG/gas para facilitar esta iniciativa.
- Una nueva turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) se construirá en Palo Seco (302 MW) cerca de las plantas de San Juan y Palo Seco. Hará falta una instalación de suministro de LNG/gas para facilitar esta iniciativa.
- Una nueva CCGT se construirá en Yabucoa (302 MW) en el lado sureste de la isla. Se necesitará una instalación de suministro de LNG/gas para facilitar esta iniciativa.
- Se instalarán siete plantas de respuesta rápida (probablemente utilizando motores recíprocos de combustión interna [RICE]). Algunos de estos tendrán capacidad de combustible dual y requerirán infraestructura para suministro de gas natural.

Más aún, el terminal flotante para importación de LNG propuesto anteriormente para la planta generatriz de Aguirre ha sido cancelado. Se anticipa que la planta generatriz de carbón de AES-PR será retirada para el 2027 cuando expire su PPOA.

Guía de implementación

La implicación más importante del Plan de Acción del IRP, respecto a la infraestructura de combustible, es la necesidad de más infraestructura de importación, almacenamiento y suministro de LNG (gas). Actualmente, el LNG se importa solamente en Costa Sur, de donde se supe a la planta generatriz EcoEléctrica y a la planta de Costa Sur y no está conectada a ninguna otra planta en la isla.

Dada la escala y ubicación distribuida de las inversiones en generación de gas propuestas, la infraestructura LNG requerida necesitará un plan de desarrollo y estrategia de implementación detallados. Las plantas generadoras a base de gas y las unidades de respuesta rápida propuestas están estratégicamente localizadas a través de Puerto Rico para asegurar la resiliencia de la red y apoyar la formación y operación de redes aisladas. Sin embargo, hacer esto complica el suministro costo-efectivo y eficiente del LNG.

Las opciones podrían incluir el desarrollo separado de instalaciones para importación de gas para cada uno de los cuatro lugares donde se utilizará gas. Sin embargo, como los costos de la infraestructura de importación del LNG sería una porción significativa del costo de gas suministrado, un enfoque a la infraestructura de gas basado en las plantas generatrices individuales puede no ser la solución óptima para la isla de Puerto Rico.

En el 2015 se realizó un estudio para evaluar la estrategia más apropiada de importación de LNG (gas) para San Juan y la planta generatriz cercana de Palo Seco. El estudio analizó consideraciones comerciales, de ingeniería (incluyendo ambientales) y regulatorias para hacer una recomendación sobre el mejor enfoque general para estas instalaciones. Dadas las recomendaciones del IRP, se debe hacer un análisis abarcador similar para la isla de Puerto Rico.



El Grupo de Trabajo recomienda considerar opciones para importar LNG (gas natural) que puedan incluir, pero no se limiten a, las siguientes:

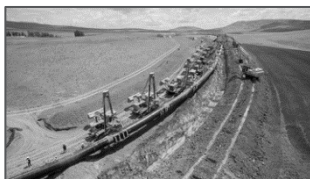
- Una sola instalación con distribución mediante gasoductos:
 - Importar LNG a un terminal expandido en Costa Sur con un segundo tanque de almacenamiento de LNG, de ser necesario.
 - El gas se distribuiría mediante gasoductos a San Juan/Palo Seco/Bayamón, Mayagüez y Yabucoa.
 - Una instalación de carga de camiones y contenedores ISO en Costa Sur proveería para el suministro del LNG a las plantas de respuesta rápida distribuidas.
 - El historial de fuerte oposición local a un gasoducto a través de la isla que había sido aprobado, pero fue cancelado sugiere que este enfoque puede no ser viable.
- Una sola instalación con distribución del LNG mediante barcas:
 - Importar LNG a un terminal expandido en Costa Sur con un segundo tanque de almacenamiento de LNG.
 - El LNG sería distribuido por barcas/barcos tanque de LNG a pequeña escala, con almacenamiento en tierra e instalaciones de regasificación ubicadas adyacentes a las nuevas plantas generatrices en San Juan/Palo Seco/Bayamón, Mayagüez y Yabucoa.
 - Una instalación de carga de camiones y contenedores ISO en Costa Sur y en una planta generatriz en la costa norte proveerían para el suministro del LNG a las plantas de respuesta rápida distribuidas.
 - Se establecerían pequeñas instalaciones de almacenamiento y regasificación del LNG para optimizar el almacenamiento y el calendario de entrega de los barcos para minimizar los costos.
 - Se ubicarían unidades móviles de regasificación y tanques de almacenamiento tipo bala en cada una de las plantas de respuesta rápida distribuida.
- Dos centros de LNG con distribución mediante gasoducto o barcaza /barcos tanque de LNG.
 - Importar el LNG al terminal en la costa en Costa Sur con distribución mediante barcas/barcos tanque de LNG o gasoducto a Mayagüez.
 - Importar el LNG a un nuevo terminal de importación de LNG a mediana escala cercano a la costa a San Juan/Palo Seco/Bayamón con distribución mediante barcas o gasoducto a Yabucoa.
 - Una instalación de carga de camiones y contenedores ISO en Costa Sur (o San Juan) proveería para el suministro del LNG a las plantas de respuesta rápida distribuidas.

Se pueden desarrollar otras alternativas a base de la cartera de opciones de los siguientes conceptos. La cartera óptima para Puerto Rico se basará en el balance apropiado entre costo (capitales y operacionales), tamaño de las instalaciones requeridas en cada lugar, asuntos ambientales y regulatorios, etc.





Terminal en tierra: Tanques de almacenamiento, como los de Costa Sur, combinados con instalaciones de muelles marinos y regasificación.



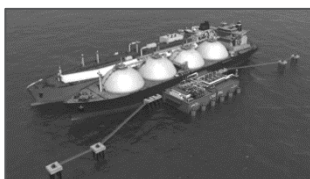
Gasoducto: Gas impulsado a alta presión de un terminal de importación de LNG a una o más estaciones generatrices a base de gas.



Terminal frente a la costa (mar afuera): Una estructura de concreto reforzado (estructura basada en gravedad, GBS por sus siglas en inglés) que puede recibir dos tanqueros de LNG, una planta de regasificación e instalaciones de atracadero y descargue del LNG. Un gasoducto suministraría el gas a la costa para transportarlo más adelante.



Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés): Un tanquero de LNG adecuado con equipo de regasificación. Puede tener varias configuraciones con el FSRU anclado a un muelle marino o a una boya en un lugar cercano a la costa. Dependiendo de la configuración, los tanqueros de LNG atracan barco con barco o en el muelle.



Barcaza de LNG: Un carguero de LNG modificado se usa como almacén de LNG. La regasificación se puede hacer en una barcaza flotante o puede estar montada en un mecanismo para deslizarse al muelle o a tierra. Como el concepto de FSRU, diversas configuraciones son posibles.



Mediana escala. Un tanquero de LNG pequeño, con tanques tipo Moss o tipo C, entre el LNG en un muelle pequeño. El LNG se almacena en tierra en tanques tipo C. Se instala una pequeña planta de regasificación en tierra. Estos proyectos por lo general usan un diseño modular y se puede aumentar su escala con el tiempo.



Contenedores ISO: El LNG se carga y almacena en contenedores de 20 pies o 40 pies construidos expresamente para este propósito. El suministro puede hacerse mediante camiones o embarcaciones.

La selección del concepto para cada lugar y la conformación de la cartera de infraestructura de LNG/gas completa debe tomar en consideración el impacto del precio de importación del LNG. Es probable que la importación de pequeñas cargas de LNG (es decir, menores de 140,000 m³) requiera pagar un precio



más elevado y que el impacto a largo plazo de esto pueda ser significativo. La Tabla 4-18 presenta información sobre las categorías de mayor inversión. Los costos detallados de las principales inversiones en generación e infraestructura de combustible están disponibles en el Apéndice C.

Tabla 4-18. Áreas de mayor inversión en infraestructura de combustible

Áreas de mayor inversión	Costo (\$M)
Infraestructura de combustible	\$ 497

Fuente: Análisis de fondos para el Plan Modernización

4.5 Recursos de energía distribuida

Los recursos de energía distribuida (DER) y las microrredes pueden ayudar a reducir los costos de energía para los consumidores y aumentar la resiliencia de la red durante apagones. Esta sección describe el plan del Grupo de Trabajo para hacer posible la implantación de esta tecnología.

Estado actual

La experiencia actual de Puerto Rico con los DER y las microrredes incluye:

- Muy poca penetración de microrredes y ningún esfuerzo coordinado para desarrollar más.
- Una sola red eléctrica en la cual problemas en una región puede impactar toda la isla.
- Muy pocos programas de eficiencia energética.
- Ningún programa de respuesta a la demanda (DR).
- Instalaciones de generación solar fotovoltaica (PV) no gestionadas detrás del contador.

Si hubiera habido más instalaciones de microrredes o DER coordinados antes de María, estos se hubieran podido usar para proveer energía eléctrica de emergencia a las instalaciones críticas y acelerar los tiempos de recuperación.

Estado futuro

El Grupo de Trabajo visualiza un futuro donde todas las instalaciones críticas tengan microrredes que provean energía eléctrica de respaldo. Los DER son una parte integral de la planificación y operaciones de la AEE, y la red se puede seccionar en unidades aisladas para prevenir que las emergencias tengan un efecto en cascada. **Esta visión incluye:**

- Una lista en orden de prioridad de los lugares donde se van a desarrollar microrredes y un esfuerzo coordinado para desarrollarlas.
- Una red compuesta de redes aisladas que puedan operar independientemente si el funcionamiento de la red interconectada se compromete.
- Un paquete completo de programas de eficiencia energética que ahorre 2% al año.
- Un paquete completo de programas de respuesta a la demanda (DR).



- Un programa de DER coordinados y gerenciados —que incluyan energía solar fotovoltaica, cogeneración de calor y electricidad (CHP), almacenamiento de energía, generadores de respaldo y vehículos eléctricos— añade valor a la red y disminuye los costos.

Guía de implementación

Microrredes

El Grupo de Trabajo visualiza un futuro donde las cargas críticas puedan operar aisladas y proveer los servicios esenciales para los puertorriqueños inmediatamente después de un desastre natural. Algunos ejemplos de cargas críticas incluyen hospitales, estaciones de policía y bomberos, refugios de emergencia, infraestructura crítica de comunicaciones (p. ej., torres de telefonía móvil), plantas de tratamiento de agua, aeropuertos, puertos marítimos, centros de telecomunicaciones, centros comerciales y centros industriales. Las inversiones propuestas para las microrredes alinean con las recomendaciones en el IRP del 2019, incluyendo las redes aisladas y cada escenario de recursos y estrategia.

Luego de los huracanes Irma y María, todos los informes como el de Build Back Better, los análisis en el Plan de Recuperación del Gobernador y el estudio de resiliencia del DOE para Puerto Rico hicieron recomendaciones similares de que se estudien y desarrollen microrredes en los lugares de infraestructura crítica. El Grupo de Trabajo concibe que las microrredes serían controladas por el sistema de manejo de DER (DERMS) discutido en las secciones de tecnología y operación del sistema de este plan.

El Negociado de Energía de Puerto Rico presentó un nuevo marco regulatorio para el desarrollo de microrredes en mayo de 2018. Estas disposiciones abren la puerta para que entidades individuales vendan energía eléctrica a otros clientes suscritos a la red de Puerto Rico, fundamentalmente desviándose del monopolio regulado y permitiendo el desarrollo de microrredes. El próximo paso es que la AEE provea normas de interconexión para las microrredes, proveyendo acceso completo para que entidades se interconecten como microrredes.



Varios estudios han explorado dónde se deben desarrollar microrredes y los costos asociados:

- Durante el análisis para el informe Build Back Better, los integrantes del Grupo de Trabajo realizaron una evaluación general de las instalaciones críticas para la seguridad y resiliencia pública y recomendaron el desarrollo de 159 microrredes a un costo estimado de aproximadamente \$1,000 millones.
- Sandia National Laboratory (Sandia) realizó un análisis detallado³³ e identificó 159 áreas críticas para la seguridad y resiliencia pública para el desarrollo de microrredes a un costo que fluctúa de \$1,165 millones a \$2,027 millones (dependiendo del nivel de carga provisto). El Grupo de Trabajo revisó este análisis y entiende que es un punto de partida acertado para futuras actividades de desarrollo.
- Actualmente, la AEE está haciendo un análisis a nivel de los alimentadores para identificar los que sirven cargas críticas y determinar de cuánto es la carga. La AEE ha identificado 104 alimentadores prioritarios y 450 alimentadores esenciales que sirven infraestructura crítica y clientes comerciales e industriales.

El próximo paso clave es desarrollar la lista final de sitios candidatos para el desarrollo de microrredes, a tono con las recomendaciones esbozadas en el IRP para las redes aisladas, discutidas en más detalle a continuación. El Grupo de Trabajo recomienda que Sandia y la AEE trabajen juntas para comparar sus respectivos análisis y decidir la lista final de lugares para desarrollo. Luego, el Grupo de Trabajo recomienda evaluar el mejor enfoque —tomando en consideración las políticas y regulaciones vigentes— para desarrollar los sitios. Una vez se haya decidido el enfoque, el Grupo de Trabajo recomienda reanudar el desarrollo durante un periodo de 5 años, comenzando con los sitios más críticos. El presupuesto que se presenta en la Tabla 4-19 usa los estimados de costos de Sandia (\$1,160 millones) y presume que las microrredes se construyen solo para servir las cargas críticas de cada proyecto.

Redes aisladas

La COR3 y AEE aspiran a transformar la red de energía eléctrica en una más descentralizada, que utilice recursos renovables distribuidos, almacenamiento y recursos de generación térmica. En ese contexto, el Grupo de Trabajo recomienda el desarrollo tanto de redes aislables como microrredes para mejorar la confiabilidad de cada área localizada y proveer para que los operadores puedan aislar los circuitos y regiones afectados en caso de huracanes en el futuro.

Esta transformación se alinea con el COA-002 en el Plan de Recuperación del Gobernador y es crítica para prevenir fallas generalizadas en la red durante eventos catastróficos y para garantizar que instalaciones críticas como los hospitales continúen recibiendo servicio eléctrico tras un huracán. Esta transformación también es necesaria para facilitar que los operadores puedan aislar y reaccionar a eventos que amenacen la confiabilidad normal de la red, para reducir los apagones que afectan a los clientes y lograr llegar a unos niveles de confiabilidad en el sistema eléctrico durante condiciones

³³ Analysis of Microgrid Locations Benefitting Community Resiliency for Puerto Rico, Sandia National Laboratory SAND2018-11145, 30 de septiembre de 2018



normales que sean comparables con los logrados en los Estados Unidos continentales. La Figura 4-12 muestra las delimitaciones recomendadas para las redes aisladas propuestas.

Figura 4-12. Delimitaciones recomendadas para las redes aislables propuestas



Fuente: Siemens

Hasta donde el Grupo de Trabajo conoce, una arquitectura de red como esta nunca se ha implementado. Por tanto, el Grupo de Trabajo anticipa que los detalles y costos del proyecto evolucionen según se adelanten los trabajos de diseño de las redes aislables.

La implementación de esto requerirá lo siguiente:

- **Estudios de diseño e ingeniería y supervisión de implementación:** Para implementar esto se necesitará un equipo dedicado para el diseño, ingeniería del proyecto e implementación. La implementación incluirá pruebas piloto, evaluaciones y coordinación. Como esto no se ha hecho antes, el presupuesto para estos equipos tiene un estimado de \$50 millones que deberá refinarse.
- **Generación:** La generación para cada sección vendrá de recursos renovables existentes y futuros, generación de combustibles fósiles y almacenamiento de energía. Los costos de estas plantas están contemplados y discutidos en más detalle en las Secciones 4.3 y 4.4.
- **Transmisión:** El costo para actualizar el sistema de distribución —incluyendo nuevo equipo interruptor y controles— para poder implementar las redes aislables se contempla en la Sección 5.
- **Sistemas:** Como no se han implementado un sistema como este, los sistemas exactos de control y comunicaciones necesarios para manejarlo serán complejos y deben desarrollarse como parte del proceso de implementación. Los estimados del Grupo de Trabajo para este renglón se incluyen en la Sección 5.1.

El Grupo de Trabajo recomienda el desarrollo gradual de la red ya que este tipo de arquitectura de red es el primero en su clase. Luego que se apruebe un conjunto final de diseños, el Grupo de Trabajo recomienda ir desplegando las secciones de las redes aislables en etapas. Luego de que la primera sección haya estado en operación por al menos un año, se pueden implementar las demás secciones.



Recursos de energía distribuida

Los DER — tales como energía solar fotovoltaica (PV), programas de eficiencia energética (EE) y respuesta a la demanda (DR)— pueden ayudar a que los clientes economicen en sus facturas de electricidad y a reducir las importaciones de combustible fósil, a la vez que favorecen el desarrollo de la

fuerza trabajadora que ejecutará su diseño e instalación. La AEE ya cuenta con 173 MV en generación solar PV detrás del contador conectada con sus sistemas, pero no tiene programas recientes de EE o DR. Además, el Grupo de Trabajo anticipa que los clientes comenzarán a adoptar sistemas de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y generación combinada de calor y electricidad (CHP) en el futuro para reducir sus gastos de energía y apoyar la resiliencia.

AVANCE DE COA

ENR COA-022

Propiciar y promover la generación distribuida

Cónsono con el COA-022 del Plan de Recuperación del Gobernador, el Grupo de Trabajo visualiza que en el futuro los DER sean una parte importante de la matriz energética, pero sin causar problemas en la red. Más bien, que los DER se instalen de forma tal que ayuden a la red eléctrica, ocasionen los menores costos posibles en mejoras, y provean consciencia situacional y control mediante el sistema DERMS.

El Grupo de Trabajo recomienda comenzar con los siguientes elementos:

- Desarrollar y lanzar programas de eficiencia energética (EE).
- Desarrollar y lanzar programas de respuesta a la demanda (DR).
- Realizar un estudio de integración de generación solar distribuida, incluyendo estudios de la capacidad de los alimentadores y desarrollar un programa para incentivar la instalación de DER que beneficien a la red.

El Grupo de Trabajo denomina esto como el programa dirigido de DER.



Figura 4-13. Instalación de energía solar



Fuente: Inside Climate News

Plan de EE y recomendaciones

El Grupo de Trabajo recomienda enérgicamente que se desarrolle una cartera sólida de programas de eficiencia energética que sirva a todos los tipos de clientes. Las metas deben incluir:

- Levantar consciencia entre los consumidores de energía del uso de la energía y las consecuencias económicas y ambientales asociadas.
- Promover, diseñar y lanzar programas y otras actividades relacionadas con la eficiencia energética y conservación de energía.
- Promover el desarrollo de una industria de servicios de eficiencia energética.

La importancia de estos objetivos es que tengan coherencia y puedan propiciar un despliegue exitoso de eficiencia energética. Aumentar la consciencia del consumidor y crear localmente la capacidad para ofrecer eficiencia energética dentro del marco de programas bien diseñados e implementados definitivamente puede optimizar la confianza de la red de energía en los recursos del lado de la demanda. Por tanto, el Grupo de Trabajo cree que los programas de EE deben considerar el potencial que tiene una industria de servicios de EE igualmente de crear consciencia y capacitación tan importante como construir edificios energéticamente eficientes.

Como parte de su análisis del IRP³⁴, Siemens le comisionó a Newport Partners que desarrollara algunas ideas de programas y costos de EE. Newport Partners recomienda lanzar programas residenciales y comerciales para acondicionadores de aire (AC) y alumbrado. El Grupo de Trabajo concurre con estas recomendaciones y sugiere que luego de que estos se hayan lanzado con éxito se estudien más programas, tales como el recomisionamiento, la aplicación de códigos de construcción, la aislación y el sellado en las estructuras. Estos esfuerzos y su presupuesto se presentan en la Sección 4.3 que se tomaron directamente del análisis de Newport Partner.

³⁴ Forthcoming IRP Analysis por Siemens AG.



El Grupo de Trabajo recomienda los siguientes pasos para lanzar los programas de EE:

- Desarrollar un modelo de programa que incluya las metas, gobernanza, presupuestos anuales detallados y los mecanismos de evaluación, métricas y verificación.
- Designar un equipo que lidere el trabajo.
- Crear planes programáticos detallados para cada medida, que incluyan concienciación del mercado y actividades en los edificios industriales.
- Realizar un proceso de licitaciones con terceros para dirigir cada programa.

Plan y recomendaciones para la respuesta de la demanda (DR)

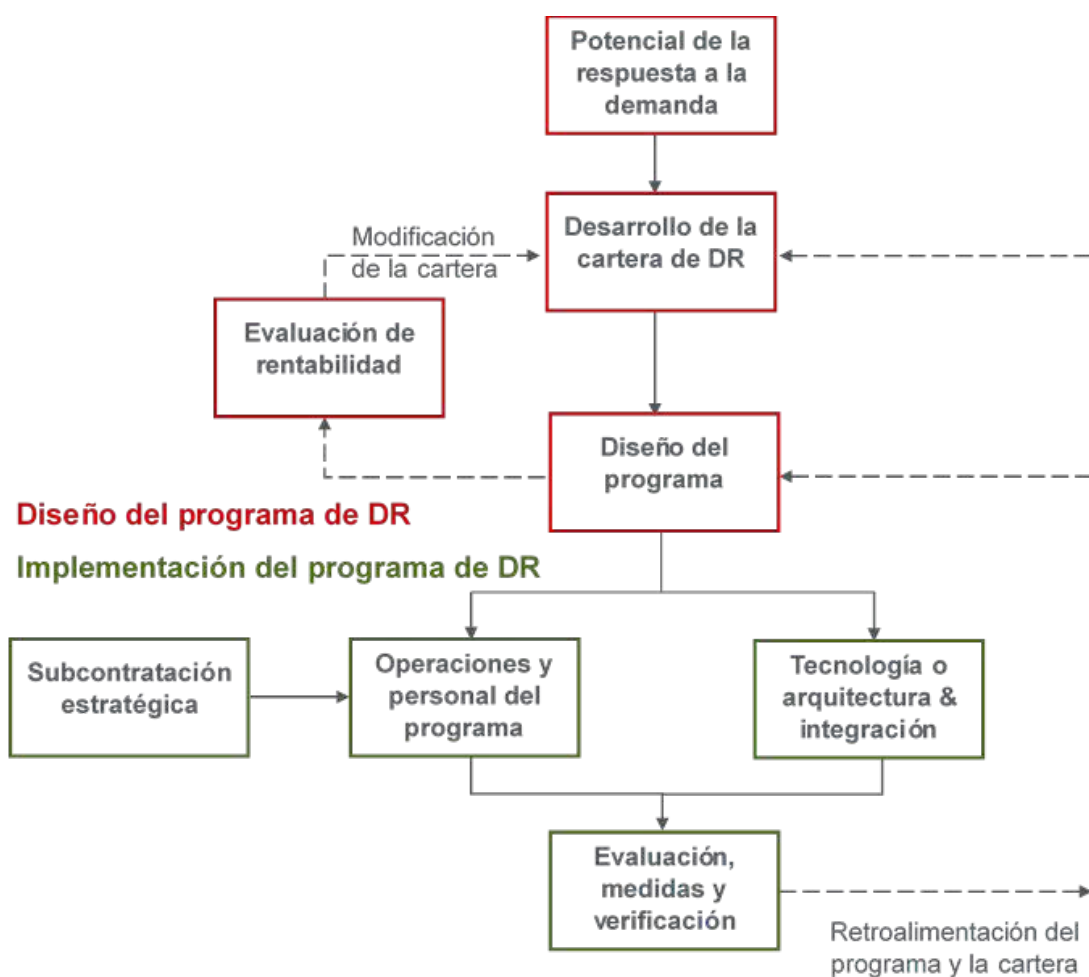
Igual que con el plan de EE, Newport Partners desarrolló planes de DR para el IRP. Estos incluyen acondicionadores de aire residenciales —específicamente dirigido a los aires de ventana y unidades divididas (*mini split*), que son los tipos de AC que predominan en Puerto Rico— y programas de alumbrado y AC comerciales. El Grupo de Trabajo revisó el análisis en detalle. Aunque algunas de las presunciones clave necesitan validarse, el Grupo de Trabajo concurre con el enfoque inicial y presupuesto. En paralelo con el lanzamiento de los programas de DR, el Grupo de Trabajo recomienda estudiar otros tipos de programas de DR, incluyendo generadores de respaldo que puedan despachar energía según la demanda, controles de calentadores de agua, descuentos y tarifas en horas pico y tarifas por horario de consumo. La Figura 4-14 presenta los próximos pasos que el Grupo de Trabajo recomienda para el desarrollo e implantación del programa de DR. Esto se puede comenzar contratando un pequeño equipo que lidere este esfuerzo y tomando pasos similares a los discutidos para al EE. El presupuesto en la Tabla 4-19 se tomó del análisis del IRP. El Grupo de Trabajo recomienda usar esto como punto de partida, pero presume que este evolucionará según se diseñen los programas.

Plan y recomendaciones para el programa dirigido de DER

La AEE ya tiene 173 MW en generación solar PV detrás del contador conectada con sus sistemas y anticipa que se instalarán 850 MW más en los próximos 20 años, junto con 71 MW en CHP. Además, el Grupo de Trabajo anticipa que los consumidores adoptarán sistemas de almacenamiento de energía en grandes cantidades para propósitos de resiliencia y comenzarán a usar vehículos eléctricos dados los beneficios económicos y reducción en importaciones de combustible. Puede haber consecuencias a gran escala si este programa de DER no se regula debidamente.



Figura 4-14. Proceso recomendado del desarrollo del programa DR



Los costos de integración para acomodar los flujos bidireccionales de la generación intermitente y cambiar las condiciones de voltaje podrían ser enormes si: (1) los DER se instalan en áreas de la red que no pueden acomodarlos, (2) los DER se operan de una manera que no benefician la red y (3) la AEE no tiene visibilidad o control sobre su producción. El Equipo de Trabajo recomienda que la AEE lance un programa para ayudar a reducir el riesgo y dirija la instalación y operación de los DER para que beneficien a la red. Este concepto es relativamente nuevo, por tanto, esperamos elaborar los detalles cuando se estudie más a fondo. El primer paso es realizar un estudio de la integración de los DER a nivel de los alimentadores que incluya estudios de capacidad. Esto proveerá información sobre dónde los DER pueden proveer beneficios a la red y dónde se incurrirá costos de mejoras para la interconexión.

El próximo paso es diseñar y probar un programa para incentivar los clientes a:

- Instalar DER: Primero sistemas solares fotovoltaicos, pero eventualmente almacenamiento de energía y generadores de respaldo —en alimentadores donde puedan ser beneficiosos.
- Accedan a que la AEE controle sus DER para lo siguiente:



- **Energía solar PV:** Accedan a restricción limitada durante los momentos de producción excesiva donde se está generando demasiada energía de manera que excede la carga o capacidad de almacenamiento disponible.
- **Almacenamiento de energía y EV:** Permitan el control limitado por la AEE (menos de 10 eventos por año) para hacer despachos durante eventos de alta demanda. Esta tecnología no está comercializada aún para los EV, pero el Grupo de Trabajo anticipa que lo estará en los próximos 10 años según los costos disminuyan y la consciencia de los clientes aumente.
- **Generadores de respaldo:** Permitan que la AEE los use para despachar energía durante eventos de emergencia.
- Operen los DER de manera que beneficie a la red. Por ejemplo, incentivar a los clientes a cargar los vehículos eléctricos cuando la demanda sea baja o hacer disponible su energía almacenada cuando la demanda sea alta.

Luego de que la AEE diseñe un programa, el Grupo de Trabajo recomienda probarlo con clientes y desarrolladores de proyectos de DER. A base de su retroalimentación, la AEE debe revisar el programa y lanzar un piloto. El presupuesto estimado en la Tabla 4-6 presume una adopción gradual proveyendo un incentivo de \$0.25/W. El Grupo de Trabajo espera que esta cantidad cambie antes del lanzamiento a base de los datos que se recopilen sobre el mercado.

Estimado de costos

Aunque la implantación total de esta visión tomará más de 5 años, el Grupo de Trabajo recomienda que se tomen las siguientes medidas de inmediato para asegurar que el proyecto comience en el 2019:

- Realizar estudios de capacidad de los alimentadores.
- Asignar responsabilidad a un equipo para desarrollar el alcance del programa, la gobernanza y los planes de implementación, tanto para el programa de EE como para el de DR.
- Crear un equipo para decidir la lista de prioridades de los lugares donde se desarrollarán microrredes.

Tabla 4-19. Áreas de mayor inversión en DER y microrredes

Áreas de mayor inversión	Costo (\$M)
<i>Microrredes</i>	\$ 1,159
<i>Diseño de redes aislables</i>	\$ 50
<i>Programas de eficiencia energética (EE)</i>	\$ 196
<i>Programas de respuesta a la demanda (DR)</i>	\$ 200
<i>Programas de recursos de energía distribuidos (DER) guiados</i>	\$ 150

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización



La Tabla 2 y la Tabla 3 en el resumen ejecutivo contienen el presupuesto actual de los Grupos de Trabajo. Algunos de los gastos del 2019 pueden que se muevan a años posteriores dependiendo de cuándo se empiecen las actividades. Los estimados están basados en la contribución de cada categoría a la resiliencia y transformación. La mayoría de las categorías, excepto por la eficiencia energética, mejorarán la resiliencia y ayudarán a transformar la red de Puerto Rico.





TRANSFORMACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL SISTEMA DE ENERGÍA



5. TRANSFORMACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL SISTEMA DE ENERGÍA

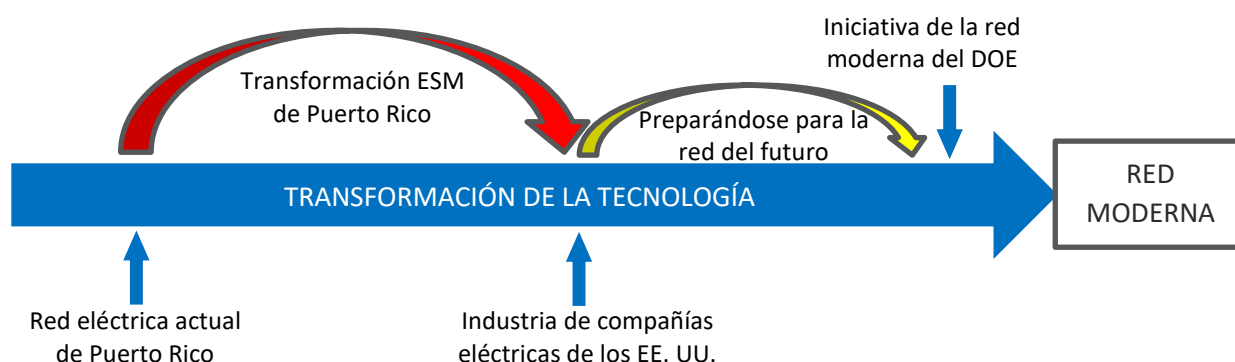
5.1 Tecnología

El objetivo de esta sección es examinar el estado actual de la tecnología de la red eléctrica de Puerto Rico e identificar las recomendaciones del Grupo de Trabajo para la tecnología y los estimados de fondos requeridos para abordar:

- La reconstrucción de la red eléctrica de Puerto Rico a los estándares de la industria.
- Aplicar las mejores prácticas para mitigar futuros esfuerzos de restauración considerando las características particulares de Puerto Rico.

Como se muestra en la Figura 5-1, esta sección no solo se enfoca en transformar el estado actual de la tecnología en Puerto Rico para cumplir con los estándares de la industria en los Estados Unidos, sino también prepararla para las iniciativas de modernización de la red descritos en este documento.

Figura 5-1. Transformando el sistema de energía de Puerto Rico



Perspectiva general

Los informes *Build Back Better* y *Puerto Rico Energy Resilience Solutions for the PR Grid* destacan la importancia de reconstruir a los códigos y estándares vigentes de la industria, fortalecer para mayor resiliencia ante tormentas y diseñar para el futuro. La tecnología es un elemento instrumental para lograr estas metas. Hoy en día, la tecnología es el principal medio por el cual las entidades de servicios públicos aumentan su confiabilidad, resiliencia, sustentabilidad, centralización en el cliente y asequibilidad. Esto se evidencia en varios esfuerzos mayores del DEO, tales como el programa de Subvenciones para Iniciativas de Redes Inteligentes (Smart Grid Initiative Grant, SGIG) y la Iniciativa de Modernización de Redes (Grid Modernization Initiative, GMI).

EL GMI del DOE continúa los trabajos del SGIG, que estableció que las tecnologías de redes están ayudando a las entidades de servicio a mejorar su confiabilidad y resiliencia mitigando apagones y mejorando la capacidad de restauración cuando ocurren apagones. Estas entidades también están



mejorando la confiabilidad y eficiencia general de los servicios de sus sistemas, y están reduciendo los costos mediante una mejor planificación de sistemas e implementación de tecnología.

El GMI de la DOE define “red moderna” como un paradigma de transformación con los siguientes atributos:

- Mayor resiliencia ante amenazas;
- Mejor confiabilidad en las operaciones diarias;
- Mayor seguridad para identificar y responder a la cantidad creciente y diversa de amenazas
- Asequibilidad adicional para mantener la prosperidad económica;
- Flexibilidad superior para responder a la variabilidad e incertidumbre de las condiciones en uno o más términos dados, incluyendo una gama de futuros energéticos; y
- Mayor sustentabilidad mediante más energía limpia y recursos energéticos eficientes.

Las entidades de servicios públicos continúan implementando sistemas dedicados y luchan por transformar sus organizaciones implementando equipo, programas y comunicaciones integradas en todas las áreas de la industria, que incluyen: transmisión, distribución, generación, sistema de contadores, planificación del sistema, manejo de apagones y sistemas de interacción con el cliente.

Muchas tecnologías duplican funciones entre estas áreas y los sistemas con frecuencia comparten datos y decisiones basadas en datos de un dispositivo. En Puerto Rico, la aplicación de la tecnología es clave para alinearla con los estándares de la industria y mitigar amenazas futuras.

Transformar la tecnología dentro del marco de los estándares de la industria de redes eléctricas y alinear con la mitigación de futuros esfuerzos de restauración.

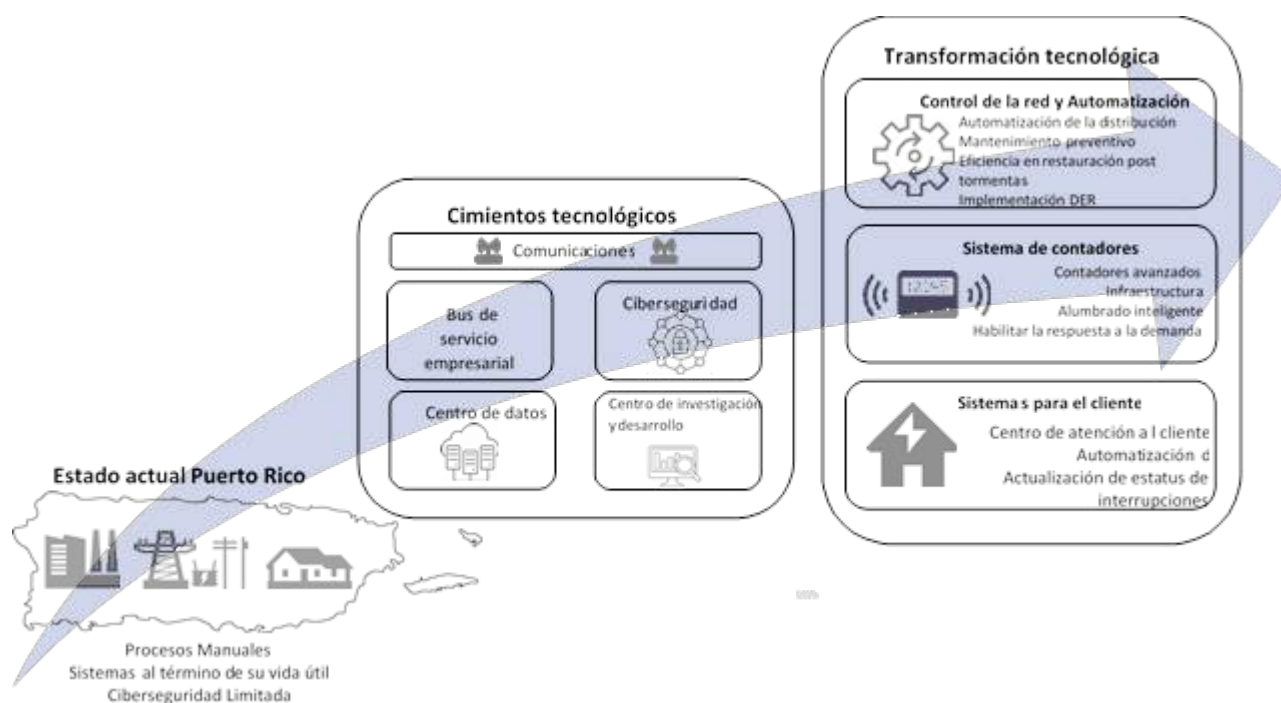
Las tres categorías de tecnologías discutidas en esta sección son:

1. Control y automatización de la red
2. Sistemas de contadores
3. Sistemas para los clientes

Estas categorías incluyen sistemas que las entidades de servicio aprovechan para mejorar la resiliencia, confiabilidad, sustentabilidad, asequibilidad y centralización en el cliente. El estado actual y futuro de estas tecnologías en Puerto Rico se discute con más detalle en las próximas secciones.



Figura 5-2. Transformación tecnológica de Puerto Rico



Estado actual

Como se muestra en la Figura 5-1 y la Figura 5-2, el estado de la tecnología de la AEE está significativamente retrasada respecto a los estándares de la industria en los EE. UU. La tecnología subestándar unida al colapso de la infraestructura de comunicaciones tras el huracán María causó fallas en cascada e impactó significativamente los esfuerzos de restauración. El estado actual de las tres categorías de tecnología esbozadas anteriormente (es decir, control y automatización de la red, sistemas de contadores, y sistemas para los clientes) se discuten en las próximas secciones.

Control y automatización de la red

El control y automatización de la red consiste en los sistemas tecnológicos identificados en la Tabla 5-1. Cada uno de los sistemas en la tabla se utilizan hoy en día en la industria de servicio eléctrico para manejar operaciones, mantener la confiabilidad y proveer datos analíticos avanzados e información en tiempo real. En Puerto Rico, algunos de los sistemas identificados más adelante se han implementado parcialmente a algún nivel (indicado en negritas) mediante tecnología más anticuada y otros simplemente no se han implantado en absoluto (indicados en bastardilla).



Tabla 5-1. Sistemas de control y automatización de la red

Control y automatización de la red		
<i>Sistema de manejo de distribución avanzada (ADMS)</i>	<i>Comunicaciones de distribución</i>	Comunicaciones del SCADA
<i>Sistema de manejo de energía (EMS) para ocho sistemas de redes aislables</i>	Sistema de manejo de activos (AMS)	<i>Sistema de bus empresarial (ESB)</i>
Sistema de información geográfica (GIS)	<i>Sistema de manejo de trabajos (WMS)</i>	Historiador de datos
<i>Sistema de manejo de recursos de energía distribuidos (DERMS)</i>	<i>Sistema de manejo de respuesta a la demanda (DRMS)</i>	<i>Herramientas de evaluación de daños y respuesta de emergencia</i>
<i>Centro de pruebas de tecnología emergencia e investigación y desarrollo</i>	<i>Analítica de datos</i>	Centro de datos

Es importante señalar que el impacto de las tormentas causó fallas significativas en los sistemas de comunicación, lo cual directamente limitó la capacidad de restauración. Específicamente, las fallas de comunicación tuvieron un efecto cascada en la mayoría de los sistemas existentes de la AEE.

Estas fallas en los sistemas, así como el estado general de los sistemas (p. ej., obsoletos, instalados parcialmente, falta de integración) luego del huracán María ocasionaron retos significativos durante la restauración, incluyendo:

- Dificultad para realizar evaluaciones de daños.
- Retos para identificar y priorizar los apagones y la reparación de activos.
- Habilidad limitada para organizar y despachar las brigadas a base de calendarios de trabajo priorizados.
- Información limitada (p. ej., tiempos de restauración estimados, apagones) para los clientes de la AEE.

Sistemas de contadores

Actualmente la AEE tiene 1.5 millones de clientes. Lee y factura 1.3 millones de contadores todos los meses usando un sistema automático de lectura de contadores (AMR). El remanente de los 200,000 contadores fue averiado durante los huracanes Irma y María. Los contadores dañados ya no se pueden leer y a los clientes correspondientes no se les puede facturar, lo cual resulta en una pérdida de ingresos estimada de \$250 millones al año.

Otros retos que tiene el sistema de contadores actual de la AEE incluyen:

- Capacidad limitada para implantar tarifas modernas flexibles a base de tiempo de uso de la energía y tarifas según la demanda.
- No hay lectores de contadores en el campo que históricamente hayan podido identificar visualmente el robo de electricidad y otros asuntos de seguridad.
- La entidad de servicio eléctrico y el cliente deben ser reactivos (luego de que ha ocurrido el apagón y el cliente ha llamado a reportarlo) respecto al manejo de apagones.
- La seguridad es un asunto preocupante durante la lectura de contadores en las visitas de campo.



- Los clientes deben esperar a recibir su factura mensual y no tienen información de consumo desglosada por intervalos que les permita manejar su propio consumo.

Figura 5-3. Ejemplo de contadores dañados y hurto de electricidad



Contador averiado

Fuente: Plan Fiscal 2017 de la AEE



Contador hurtado

Alumbrado público inteligente

Actualmente, no hay servicio de alumbrado público inteligente de la AEE. Sin embargo, hay aproximadamente 500,000 luminarias en las calles de Puerto Rico y cerca de 100,000 fueron averiadas por el huracán María y se deben reemplazar.

Sistemas de clientes

La AEE actualmente tiene una cartera híbrida de sistemas de clientes que consiste en 22 aplicaciones distintas que apoyan tres sistemas medulares del negocio: el sistema de información del cliente (CIS), la facturación y los centros de llamadas de clientes. Esta cartera consiste en sistemas legados (con y sin tecnología de apoyo), procesos manuales y sistemas desarrollados internamente a la medida. Las interfaces entre muchos de estos sistemas son de procesamiento que no es en tiempo real y de procesamiento por lotes. Además, la cartera de sistemas de clientes apoya las funciones de negocio relacionadas con las operaciones en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2. Funciones del negocio que dependen del portafolio de sistemas de clientes

<i>Funciones de los sistemas de clientes</i>			
Operaciones	Comienzo del trabajo	Llamadas de clientes	Diseño de soluciones
Planificación de apagones	Órdenes de servicios	Reconciliación	

Fuente: Grupo de trabajo de la COR3

Sistemas de información del cliente (CIS) y facturación

El sistema de información del cliente (CIS) de la AEE al presente no tiene apoyo del proveedor del *software* (de los programas) e implica riesgos potenciales que se deben atender. Los dos riesgos principales son de funcionalidad y seguridad. El CIS sirve la facturación y, si el CIS falla, no se puede facturar, lo cual puede conllevar pérdida de ingresos. Por otra parte, si el sistema no puede ejecutar las funciones de negocio necesarias, los centros de llamadas de la empresa no pueden funcionar efectivamente, y la



lectura automática de contadores, el procesamiento de efectivo y las operaciones de registrar créditos y cobros quedan inservibles.

Centro de llamadas

Actualmente la AEE tiene aproximadamente 30 centros de servicio personal para el cliente. Estos centros son obsoletos y consisten en varias aplicaciones de servicio al cliente. La distribución demográfica de la isla está cambiando y la necesidad de centros de llamadas disminuirá con el advenimiento de las tecnologías de servicios automatizados.

Estado futuro

Los esfuerzos de restauración del sistema de comunicaciones todavía están en proceso al día de hoy. Cualquier estado futuro de la red eléctrica de Puerto Rico, al igual que la tecnología que use la red, depende fundamentalmente de un sistema de comunicaciones sólido que sólida que propenda a la tecnología, según se indicó en el *After Action Report Workshop with PREPA*, de julio de 2018 y en el *Office of Electric Report: Current/Proposed Communications Plan for Puerto Rico* del DOE, de agosto de 2018.

Como se ilustra en la Figura 5-1, la meta de la sección de tecnología es promover recomendaciones para que la AEE pueda disponer un estado futuro del sistema alineado con los estándares de la industria en los EE. UU. El estado futuro de las tres categorías de tecnología (control y automatización de la red, sistemas de contadores y sistemas de clientes) se definen en las próximas secciones.

Control y automatización de la red

Para Puerto Rico, el estado futuro de la red eléctrica debe depender en la adopción de tecnología. La sección de control y automatización de la red se concentra en el *software* y sistemas de comunicaciones, las instalaciones y las herramientas usadas para apoyar el monitoreo y control de la red. Los sistemas identificados representan las mejores prácticas y se usan en la industria para mejorar el desempeño de las redes. Como se identifica en el SGIS del DOE, los atributos de una red moderna son propiciados por tecnologías, herramientas y técnicas de redes inteligentes que puedan funcionar efectivamente en las aplicaciones de la entidad de servicio eléctrico y mejorar la planificación y operaciones de la red. El resto de esta sección identifica algunos ejemplos de sistemas, la interacción entre sistemas y el acoplamiento de datos y la funcionalidad entre estos.

Automatización de la distribución

La automatización de la distribución (DA) abarca una amplia gama de tecnología y metodologías que se aplican a la red de distribución. La aplicación de tecnologías de DA es una solución que ha probado ser efectiva para mejorar la confiabilidad, resiliencia y eficiencia de restauración de una entidad de energía eléctrica luego de apagones masivos. Una tecnología dentro de la DA es la automatización de los interruptores de los alimentadores (AFS). La AFS y los sistemas de localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio (FLISR) ayudan a automatizar y proveer información más efectivamente para manejar los apagones que ocurren a lo largo del sistema de distribución, reduciendo así los apagones que afectan a los clientes.



La automatización mejora la velocidad y precisión de las funciones de distribución clave para ofrecer mayor confiabilidad y ahorros en los costos a los clientes. La DA se facilita mediante muchos sistemas, incluyendo sistemas de manejo de distribución avanzada (ADMS). Los ADMS, que es la combinación del y el sistema de manejo de la distribución (DMS) y el sistema de manejo de apagones (OMS), tiene una interfaz que se conecta con el sistema de manejo de energía (EMS), el sistema móvil de manejo de los trabajos (MWMS), el sistema de información geográfica (GIS), el sistema de manejo de activos (AMS) y otros sistemas. Estos sistemas dependen de las redes de comunicación que proveen la conectividad de datos a dispositivos remotos para la capacidad de monitoreo y control. En esta sección, nos referimos a las redes de comunicación como comunicaciones SCADA y comunicaciones de distribución.

Comunicaciones SCADA por lo general se refiere a comunicaciones entre subestaciones y la operación del sistema, mientras que las comunicaciones de distribución por lo general se refieren a la comunicación entre los dispositivos de la red y el ADMS. La comunicación de distribución en ocasiones se llama la red del área de campo.

Las tecnologías de DA mejoran los tiempos de restauración luego de eventos climatológicos extremos, mejora el monitoreo de los equipos, facilita el mantenimiento preventivo, disminuye las emisiones ambientales y mejora la integración de los DER. Esta sección está coordinada con otras discusiones sobre tecnología en otras secciones de este informe (Sección 5.2 – Seguridad, Sección 5.3 – Operación del Sistema y Sección 6.1 – Eficiencias operacionales).

Redes de comunicación

Las redes de comunicación son fundamentales a toda implementación de tecnología dentro de la entidad de servicio eléctrico. Estas hacen posible el flujo y control de información, propiciando que los operadores de la red manejen los flujos de energía eléctrica y atiendan problemas de confiabilidad. La optimización del control y desempeño de la operación del sistema, detallada en la Sección 5.3, es un objetivo clave de los sistemas de una entidad de servicios eléctricos. La operación de la DA depende en gran medida de sistemas de comunicación sólidos para analizar datos y proveer información útil para que los operadores de la red tomen acción.

AVANCE DE COA

ENR COA-003: Diseñar y construir una estructura de apoyo para el sistema eléctrico, incluyendo las comunicaciones.

El Grupo de Trabajo recomienda el diseño e implantación de una red de comunicaciones (SCADA y de distribución) con infraestructura de respaldo y con el establecimiento de instalaciones como un Centro de Datos y un Centro de tecnologías emergentes e investigación y desarrollo en Puerto Rico para apoyar cabalmente la validación y verificación de los sistemas y tecnologías usadas. La implementación de infraestructura de apoyo como redes de comunicación, Centros de datos y un Centro de tecnologías emergentes e investigación y desarrollo es congruente con el ENR COA-003.



Sistemas para activar la capacidad de FLISR y AFS

La FLISR y AFS, cuando se integran con los ADMS, proveen para la restauración automática de la energía eléctrica mediante la detección automática de fallas y la conmutación de circuitos. Las AFS y FLISR funcionan mediante interruptores inteligentes que identifican las fallas en el sistema de distribución y ejecutan acciones de conmutación instantáneas.

Como se demuestra en los estudios de casos del Programa SGIS en el 2014 y 2014 (Informe Final del Programa de Subvenciones para Inversiones en Redes Inteligentes, diciembre de 2016), operaciones mejoradas de FLISR y AFS resultaron en una reducción significativa en el número de interrupciones a los clientes (CI) y en los CMI durante eventos de apagones. Las entidades de servicios eléctricos que automatizan sus operaciones de FLISR registraron una reducción de 55% en las CI y de 53% en los CMI. Las recomendaciones del Grupo de Trabajo para la implantación del FLISR se discute más detalladamente en la Sección 4.2 – Distribución.

Los ADMS, que a menudo incorpora los DMS, OMS y las comunicaciones de distribución, sirven como una plataforma para controlar las operaciones de los FLISR y AFS. El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE implemente un ADMS que sirva como control primario de las operaciones de FLISR y AFS.

Propiciando esfuerzos de restauración más eficientes

AVANCE DE COA
ENR COA-019: Diseñar e implementar sistemas de datos para sustentar la respuesta y mejorar las operaciones y mantenimiento.

Luego de tormentas intensas, los sistemas de tecnología en una red moderna trabajan juntos para restaurar la energía eléctrica a los clientes. Las entidades de servicio eléctrico con frecuencia integran SCADA, AMI con GIS y MWMS para establecer procesos automáticos para localizar y restaurar los apagones a los clientes. Los sistemas SCADA también pueden manejar los esfuerzos de restauración con mayor eficiencia colocando o removiendo marcadores de líneas electrificadas en los transformadores y realizando interrupción remota. Cónsono con el COA-019 en el Plan de

Recuperación del Gobernador, el Grupo de Trabajo recomienda que la AEE implemente e integre los sistemas antes mencionados para prepararse mejor para realizar un proceso de restauración efectivo y eficiente luego de eventos de tormentas severas y apagones.

Durante el Programa SGIG, las entidades de servicio eléctrico demostraron que utilizar e integrar estos programas disminuye la duración de los apagones, reduce el despacho de camiones y el millaje recorrido y mejora la seguridad de las brigadas de líneas. Por ejemplo, mediante la implantación de una AMI que fue integrada con el OMS, PEPCO pudo restaurar la energía eléctrica a los clientes tres días antes luego del huracán Sandy en el 2012 y de otra tormenta severa en el 2014. Durante las mismas tormentas, El OMS de PEPCO integrado con contadores AMR (no-AMI) demostró ser inefectivo al enviar con éxito solo 1% de alarmas de fallas eléctricas. Las entidades también optimizaron el despacho de restauración



integrando el OMS con el GIS y MWMS, lo cual provee para que los operadores localicen los apagones y mejoren la eficiencia y seguridad de las brigadas de reparación.

Facilitando el monitoreo y mantenimiento preventivo

Un monitoreo de equipo y mantenimiento preventivo mejorado requiere datos de sensores que identifiquen, corrijan o remuevan transformadores rotos o defectuosos antes de que fallen y causen apagones. Los datos de los sensores a menudo se recogen en el historial de datos, el cual registra series de datos históricos.

El historial de datos provee una plataforma con analíticas agregadas y mantenimientos predictivos para mejorar la confiabilidad. Como ejemplo, cuando se usa un GIS y AMS, o cuando se opera un GIS/AMS integrado, los planificadores de la entidad de servicio eléctrico sobreponen patrones históricos de cambios climatológicos sobre un mapa de los activos para predecir cuáles áreas y activos están más susceptibles a sufrir apagones o ciclos de vida más cortos. Este tipo de análisis aumentan mucho la resiliencia de una red eléctrica y colocan en mejor posición la estrategia de respuesta y confiabilidad general de la entidad eléctrica. El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE implemente e integre los sistemas y estrategias antes mencionados para mejorar el manejo de activos y el monitoreo preventivo y mantenimiento de la red.

Facilitando el manejo de la carga de clientes y la generación

Tanto el sistema de manejo de respuesta a la demanda (DRMS) como el sistema de manejo de recursos de energía distribuidos (DERMS) representan las aplicaciones clave para manejar la interacción entre la entidad de servicio eléctrico y el cliente para la generación de electricidad y el ajuste de cargas. El DERMS activará las microrredes propiedad de los clientes mediante el monitoreo e interacción dentro de la red, proveyendo la posibilidad para mejorar la confiabilidad y resiliencia por medio de la carga del sistema y la generación.

Figura 5-4. Sistema de microrredes para Puerto Rico



Fuente: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Hoy en día, las entidades de servicio eléctrico están comenzando a usar DERMS para monitorear, despachar e integrar los DER a las operaciones de las redes. Este tipo de interacción entre la entidad y los recursos de los clientes también es clave para aumentar la resiliencia en Puerto Rico. Aumentar el uso de los DER ayudará a reducir las emisiones, reducirá las facturas de la electricidad para los clientes y



aumentará la resiliencia al reducir la dependencia en la generación central de energía eléctrica. El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE implemente e integre sistemas DERMS y DRMS, así como estrategias para mejorar la confiabilidad y resiliencia del sistema.

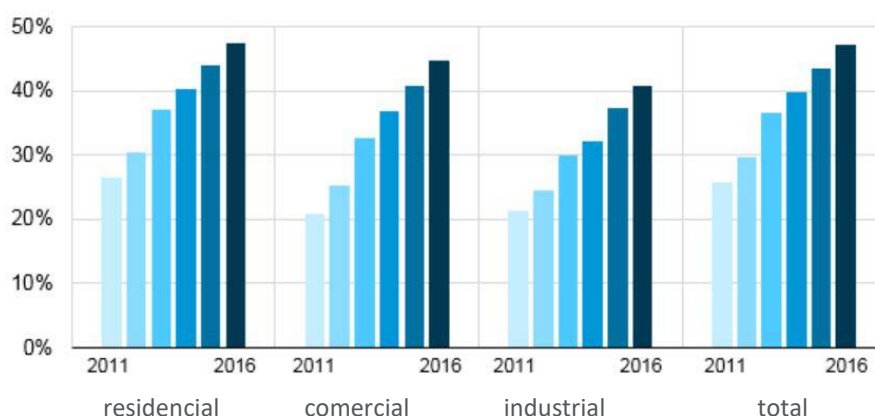
Sistemas de contadores

Para que Puerto Rico reconstruya su red eléctrica a los estándares de la industria y mitigue los esfuerzos futuros de restauración, la infraestructura de medición avanzada (AMI) es una tecnología de base esencial para la confiabilidad y restauración. La AMI consiste en contadores inteligentes, una red de comunicaciones, un sistema central que recibe el flujo de datos y un sistema de manejo de datos de contadores (MDMS). Los datos de los contadores (consumo, estatus, localización) se convierten en fuentes importantes de datos para otros sistemas dentro del funcionamiento de la entidad agregando ventajas y eficiencias. La red de comunicaciones de los contadores también puede dar apoyo a la infraestructura de DA y ayudar a reducir la duración de apagones si se diseña para acomodar el ancho de banda y la latencia requeridos.

Los contadores hoy día pueden indicarle a la entidad una pérdida de electricidad (de modo automático y sin presencia de brigadas en el sitio,) cuando hay un apagón, proveyéndole información precisa de los clientes afectados. Esto le da a la entidad la habilidad de diagnosticar y despachar los recursos necesarios para agilizar la restauración. Con un diseño apropiado, los contadores y la red de comunicaciones pueden activar la integración de la respuesta a la demanda (DR), la interacción con los DER, el manejo de mantenimiento, el manejo de apagones y el sistema de servicio al cliente. Hoy en día, la AMI es el estándar de la industria en lectura de contadores, con más de 50% de los hogares en los EE. UU. usando contadores inteligentes.

Las funciones de los contadores electrónicos y su integración con los sistemas de clientes requieren que las redes de comunicación se diseñen para diferentes tipos de datos y diferentes requisitos de latencia y ancho de banda. Estas redes deben poder transmitir voluminosos flujos de datos de manera precisa y confiable, y a tiempo. El enfoque actual de las redes de comunicaciones de contadores y distribución incluye arquitecturas de malla y soluciones LTE que varían dependiendo de la geografía y densidad de clientes.

Figura 5-5. Instalación de contadores eléctricos inteligentes (2011-2016, % de todo el sector)



Fuente: Energy Information Administration



Estas redes de comunicaciones conectan los contadores con sistemas centrales que manejan la comunicación de datos entre los contadores inteligentes y otros sistemas de información, incluyendo los MDMS, CIS, OMS, y DMS. El sistema central transmite y recibe datos, envía comandos operacionales a los contadores inteligentes y almacena datos de carga por intervalo de los contadores para sustentar la facturación a los clientes.

La AMI provee varias funciones importantes que incluyen:

- Interruptor de servicio integrado
- Tarifas basadas en tiempo de consumo
- Programación remota de contadores
- Calidad de la electricidad
- Interfaz de redes de área domésticas
- Consola de consumo del cliente/Portal que permite a la entidad de servicio y al cliente ver su consumo diario y por hora durante el mes

La AMI también provee conectividad a dispositivos y sensores de la red inteligente que proveen para:

- Mantenimiento proactivo para evitar/prevenir apagones.
- Incrementar la confiabilidad y minimizar el efecto/duración de un apagón.
- Expandir el uso de cualquier otra aplicación de la internet de las cosas (IoT, por sus siglas en inglés).
- Facilitar las comunicaciones y la integración del alumbrado público inteligente.
- Generación proactiva de solicitudes de servicio y comunicación con el cliente para el manejo de apagones.
- Activación de los DERMS y DRMS.
- Activación del mecanismo de energía por transacciones, permitiendo que la metrología acomode el resultado neto del contador de los DER.

Estos beneficios de la AMI ponen de manifiesto su alineación con el ENR COA-011 para implementar tecnologías que propicien la información en tiempo real y el control de la red.



AVANCE DE COA

ENR COA-011

Diseñar e implementar tecnologías para mejorar la información en tiempo real y el control de la red

El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE implemente un sistema de AMI que incluya el despliegue de contadores, la red de comunicaciones de apoyo, el MDMS y los sistemas asociados para mejorar los tiempos de restauración, aumentar las eficiencias y proveer la plataforma necesaria para implantar nuevas tarifas e integrar los DER. Se deben evaluar los resultados del proyecto piloto existente de 18k PLC AMI para su expansión subsecuente y se debe comparar con la solución de comunicaciones mediante radiofrecuencia de malla para los 1,500 millones de contadores inteligentes. Además, al explorar las

posibles soluciones finales, se debe explorar la sinergia de la implementación coordinada de funcionalidades de control combinadas para los servicios de electricidad y agua para compartir la nueva infraestructura de comunicaciones.

Alumbrado público inteligente

La AEE ha desarrollado especificaciones para luminarias LED de 65 W, luminarias LED de 125 W y fotocontroles de LED. Estas especificaciones se pueden usar como base para un proyecto completo de alumbrado inteligente y reemplazo de las luminarias dañadas ya que incluyen los requisitos para los receptáculos de 7 pines de las luminarias que son compatibles con los controles de alumbrado inteligente.

El alumbrado público inteligente por lo general consiste en tecnologías avanzadas que proveen para la operación eficiente, el monitoreo y el manejo del alumbrado. Esto se logra mediante el uso de una variedad de innovaciones tecnológicas, redes de comunicación y sistemas de control que se implementan con contadores avanzados.

Un alumbrado público inteligente provee las siguientes funcionalidades:

- Control remoto para encender/apagar
- Atenuación y programación
- Monitoreo de energía y facturación
- Monitoreo de desempeño
- Control de colores
- Respuesta a la emergencia
- Rastreo de luminarias mediante GPS

Estas funcionalidades producen ahorros de energía, beneficios de seguridad pública, respuesta a apagones en menos tiempo y más eficientes, disminución de costos de operación y mantenimiento (O&M), aumento de confianza y un mejor manejo de activos.



El alumbrado público inteligente también provee una plataforma para soluciones adicionales de ciudades inteligentes que incluyen: monitoreo ambiental, monitoreo de tráfico, estacionamiento inteligente, detección de disparos de armas, control de luces de tráfico, manejo inteligente de desperdicios, transmisión de mensajes públicos y videovigilancia de alta definición. El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE implemente un sistema de alumbrado público con el sistema de AMI para fortalecer la cobertura de la red de comunicaciones a costos óptimos.

Sistemas de clientes

La evolución de la red inteligente, especialmente las tarifas dinámicas y la información de facturación que permiten la AMI y los contadores inteligentes, está transformando las aplicaciones de CIS. Se necesita un CIS sofisticado para un manejo complejo de cuentas, donde los clientes puedan también ser proveedores de energía, como es en el caso de los dueños de paneles solares. La activación automática de las funcionalidades de conexión/desconexión también se facilita con una nueva generación de CIS directamente conectada a la AMI.

Los cambios requeridos en las CIS no se limitan a los contadores inteligentes. Más bien el CIS es el centro de procesos de manejo de clientes mucho más completo que los que las entidades de servicio eléctrico habían manejado antes. Mientras que establecen conexión con las interfaces de las funciones usuales de finanzas y contabilidad que actualizan las cuentas de los clientes y generan las facturas, el CIS también se conecta con las interfaces de todos los procesos que se pueden afectar por la información de los clientes. Estos incluyen la comercialización de energía y RD para optimizar la transferencia de energía agregada y los requisitos de regulaciones y cumplimiento de los cuales el proceso de facturación extraerá elementos.

La mayor diferencia entre la arquitectura actual del sistema y la futura es la transferencia de datos en tiempo real. La transportación de datos se controla por el Servicio de Bus Empresarial (ESB). El ESB es una nueva función que convertirá los datos y protocolos de transferencia automáticamente. El ESB también se recomienda para proveer la comunicación entre otros sistemas de redes. Menos sistemas y la implementación del ESB provee para la transferencia de datos en tiempo real proveyendo información actualizada al último minuto a los clientes y a los empleados de la entidad de servicio eléctrico. La información que antes tardaba días en procesarse ahora está disponible en segundos mediante los ESB.

Guía de implementación

Además de los enfoques expuestos anteriormente, el Grupo de Trabajo ha dependido en semejantes costos de instalación y herramientas de estimados de la industria en diferentes lugares de los Estados Unidos continentales.

Estimados de costos

Se deben completar diseños y análisis detallados para optimizar las arquitecturas y sistemas identificados. En la Tabla 5-3 incluyen un resumen de los costos de tecnología basados en las recomendaciones del Grupo de Trabajo.



Tabla 5-3. Áreas de mayor inversión en tecnología

Áreas de mayor inversión	Costo (\$M)
Control y automatización de la red	\$820
Sistemas de contadores	\$900
Sistemas de clientes	\$115

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

5.2 Seguridad

Estado actual

En los EE. UU. continentales, en los sistemas eléctricos masivos (a granel) (BES) los expertos y reguladores de la industria están implementando los estándares de confianza y protección de infraestructura crítica (CIP) de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) para proteger y asegurar mejor sistemas y activos físicos y cibernéticos críticos. En Puerto Rico, sin embargo, no aplican estas regulaciones y, como resultado, el sistema está atrasado en la implantación de los estándares y controles vigentes y, por tanto, está en riesgo.

Aunque Puerto Rico no tiene que cumplir con los requisitos de la NERC, los estándares de CIP de la NERC y las mejores prácticas reconocidas se derivan del Instituto Nacional de Normas y Tecnologías (NIST), el Departamento de Seguridad Nacional, el DOE y otras organizaciones para proveer un marco normativo que mejore la seguridad física y cibernética en la isla. La AEE debe adoptar un enfoque de seguir las mejores prácticas, para aprovechar estos esquemas de seguridad aprobados en la industria para fortalecer y proteger sus instalaciones, activos, datos y recursos. El enfoque en la seguridad resulta más crítico para sustentar la confiabilidad, resiliencia y protección del sistema según se vaya planificando y desplegando nueva infraestructura y tecnología de energía.

Estado futuro

En la AEE se debe desarrollar e implementar un programa de seguridad física sólido para salvaguardar el personal y prevenir el acceso no autorizado a los activos, procesos del negocio, sistemas de control, equipo e información sensitiva que pueda residir en la instalación. El Grupo de Trabajo recomienda implementar soluciones de seguridad física dándole prioridad a las instalaciones y activos más críticos. El fortalecimiento de la seguridad física será estrechamente coordinado con los proyectos de fortalecimiento de la infraestructura e instalaciones discutidos en esta guía para minimizar los gastos y evitar esfuerzos duplicados o conflictivos.

Como muestra de la importancia de la seguridad física, el 16 de abril de 2013 la subestación de Metcalf en el norte de California fue sabotada en horas de la madrugada, lo cual causó decenas de millones de dólares en daños. El ataque sirvió como una alerta al hecho de que la infraestructura crítica de BES no estaba protegida adecuadamente de atacantes potenciales. Desde entonces, la entidad ha hecho un esfuerzo concertado para mejorar la seguridad física de sus subestaciones y centros de control críticos a través de los EE. UU. continentales. Dado que esta subestación era un elemento integral para el suministro de electricidad del área de la Bahía y Silicon Valley, este sabotaje hizo que la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) requiriera a NERC que desarrollara e implementara el NERC



CIP-014 para identificar las subestaciones y centros de control críticos y proteger las instalaciones críticas.

Aunque la AEE no cae bajo la jurisdicción de la NERC, se debe considerar alinearla con los estándares de NERC para seguridad física adoptando las mejores prácticas y proteger independientemente sus subestaciones, generación y centros de control más importantes de cualquier ataque físico potencial. Estas mejores prácticas incluyen mejorar significativamente las medidas de seguridad físicas y desarrollar un programa específico para obtener una posición de seguridad más segura con previsiones de mitigaciones de riesgo y una red mejor protegida. Este programa y las soluciones de seguridad asociadas que conlleva deberá evolucionar según la red de energía y sus riesgos y vulnerabilidades cambien en Puerto Rico.

El estado futuro de la seguridad física de la AEE debe incluir lo siguiente:

1. **Controles y medidas de seguridad física:** Realizar una evaluación de las amenazas y la seguridad para identificar instalaciones en alto riesgo tales como centros de control y transmisión, e instalaciones de generación. Seleccionar, diseñar e implementar controles de seguridad física a base de los riesgos de la instalación. Implementar un enfoque de defensa en profundidad utilizando las “cinco D del perímetro de seguridad” (desalentar, detectar, denegar acceso, dilatar, defender) para proteger los sistemas y componentes críticos en las instalaciones clave. Esto puede incluir estructuras físicas (p. ej., verjas y bermas) para prevenir acceso, y controles técnicos, tales como sistemas de control de acceso físico, iluminación, manejo remoto y otros. Más aún, desarrollar y establecer procesos para proteger el equipo de seguridad física.
2. **Monitoreo de seguridad física:** Diseñar e implementar monitoreo de seguridad física constante y en tiempo real que se registre en el centro de seguridad central. Los sistemas de monitoreo usarán tecnologías tales como detectores de movimiento, televisión de circuito cerrado, contactos de alarmas en las puertas, control de perímetro infrarrojo, autenticación multifactorial y otras tecnologías que sean necesarias y apropiadas para cada sitio. También usarán el personal de seguridad de la AEE para el monitoreo directo y remoto de los sitios críticos. Además, requiere el desarrollo de protocolos y procedimientos para manejar eventos que afecten la seguridad física y sus investigaciones.
3. **Seguridad del personal:** Desarrollar procedimientos y protocolos para limitar el acceso físico y confirmar la identidad de cada persona antes de aprobar tales accesos usando investigaciones de trasfondo y técnicas de revisión de personal, y limitar el acceso a base del principio del menor privilegio de acceso necesario, es decir, restringiendo el acceso a solo a solo aquellos con necesidad de acceder ciertos sitios.
4. **Organización y dotación de personal para la seguridad física:** Establecer una estructura organizacional para la seguridad física madura. Desarrollar, implementar y manejar procesos para la asignación de recursos y programas de desarrollo de personal para la seguridad física.

Para implementar la guía, la AEE y las partes interesadas deben hacer de la seguridad física un elemento de alta seguridad y recogerla totalmente a nivel ejecutivo y a través de toda la organización para crear una cultura de seguridad. Además, las evaluaciones deberán hacerse con candidez y franqueza, y habrá



que asignar recursos. El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE y las entidades de apoyo inviertan cerca de \$165 millones entre 2019 y 2028 para lograr el estado futuro y alinear la seguridad física en la isla con las mejores prácticas de la industria. Estas recomendaciones son cónsonas con el ENR COA-005 para diseñar y construir activos fortalecidos en la red para apoyar la infraestructura crítica.

Seguridad cibernética

Con el aumento en la digitalización e interoperabilidad del Sistema de Mando de Incidentes (ICS) y OT, la seguridad cibernética es una preocupación generalizada y cada vez mayor dentro de la industrial de electricidad. Mientras la AEE reconstruye y moderniza su sistema eléctrico, tiene la oportunidad única de diseñar redes de control y los elementos asociados con las funciones de seguridad integradas al construirlas. A la larga, estas mejoras servirán para proteger el sistema eléctrico, reducir los riesgos y minimizar las amenazas y vulnerabilidades. La AEE debe desarrollar un plan integral de seguridad cibernética basado en las mejores prácticas identificadas en el CIP de la NERC, NIST, C2M2 y en las mejores prácticas de seguridad cibernéticas observadas en la industria eléctrica. Además, la AEE debe construir una plataforma de la mejor categoría en su clase, moderna y con capacidad de adaptarse para la convergencia rápida de los IT, OT, ICS y las amenazas ambientales de la internet de las cosas. (IoT).

AVANCE DE COA

ENR COA-005

Diseñar, construir activos fortalecidos en la red para apoyar la infraestructura crítica

El enfoque del Grupo de Trabajo identificará las necesidades e implementará planes para atender las siguientes áreas a través de las instalaciones de la AEE.

1. Seguridad de la infraestructura de la red

La seguridad de la infraestructura de la red es el corazón de la seguridad de los BES. Por tanto, la seguridad de la infraestructura de la red es el foco primario de los estándares de confiabilidad del CIP de la NERC. Una seguridad de infraestructura sólida abarca:

- Identificación y clasificación de todos los activos cibernéticos críticos o esenciales.
- Implementación de un programa del menor privilegio de acceso necesario
- Establecimiento de una arquitectura de red segura
- Protecciones de acceso remoto
- Protecciones para la seguridad física de los activos cibernéticos
- Restricciones de puertos y servicios a solo quienes tienen una necesidad relacionada con el negocio
- Manejo continuo de vulnerabilidad y programas de parches de seguridad
- Soluciones para prevenir *softwares* maliciosos
- Diseño e implementación de sistema de monitoreo y alerta.



- Controles de acceso de usuarios a base de riesgos
- Programas de manejo de configuración y control de cambios

Los equipos de la AEE deben colaborar unos con otros para acceder, diseñar y construir la arquitectura de seguridad necesaria para protegerse de usuarios malintencionados de forma favorable para la AEE dados sus recursos y sistemas. Como parte de esto, el Grupo de Trabajo recomienda que la AEE elija suplidores que provean el equipo, *software* y herramientas necesarios para automatizar estos procesos de seguridad lo más posible. Como paso final, se crearían las políticas y procedimientos necesarios para dirigir a la AEE a realizar estas actividades continuas. Estas políticas y procedimientos deberán ser aprobadas para asegurar que se implementen los procesos y herramientas según previstos, de manera continua.

2. Gobernanza y protección de los datos

Asegurar que se establezca a través de la AEE requisitos de protección de datos para identificar y proteger la información de seguridad cibernética pertinente a la operación de la infraestructura eléctrica de la AEE durante su almacenamiento, tránsito y uso. Desarrollar procesos y planes bien sea para destruir o trasladar activos cibernéticos que no se usarán más a un ambiente seguro y de acceso restringido.

3. Estrategia de la nube y seguridad

El uso de herramientas con base en la web y almacenamiento de datos en la nube es costo-efectivo para diversos negocios debido a la reducción en equipo de IT y costos de personal. Como se mencionó antes en este informe, el procesamiento y almacenamiento de datos en la nube también reduce el impacto de equipo local y activos cibernéticos averiados o destruidos. Actualmente, el uso de la nube es limitado en la industria eléctrica debido a la habilidad reducida de los reguladores de auditar la seguridad de los proveedores de nubes, una restricción que al momento no tiene la AEE. El Grupo de Trabajo propone que se evalúe para la AEE el uso del almacenamiento en la nube para la información protegida, servicios y su posible uso para las necesidades de negocio de la AEE, de acuerdo con las prácticas de protección de información, las preocupaciones de seguridad y las necesidades de resiliencia.

4. Modernización de la red

La modernización y digitalización de la red y su fortalecimiento tecnológico (*grid edge*) usarán cualquier combinación de múltiples estrategias tecnológicas disponibles en el mercado (es decir, protección de datos, nube, seguridad de redes, cadena de suministro, seguridad física) para asegurar que el sistema eléctrico de la AEE sea tecnológicamente avanzado, eficiente, confiable y seguro. Como parte de un programa efectivo de seguridad cibernética, cada tecnología empleada por la AEE para mejorar el desempeño y reducir los costos también se deberá evaluar para determinar si introduce nuevas vulnerabilidades o amenazas cibernéticas. Una vez identificadas, estas amenazas deben mitigarse para prevenir un mal uso de las tecnologías que pueda afectar la confiabilidad o resiliencia del sistema eléctrico de Puerto Rico.

5. Manejo de riesgos en la cadena de suministros

La cadena de suministros cada vez más se visualiza como una fuente de vulnerabilidades inherentes para los dispositivos digitales interconectados. Por tanto, el Grupo de Trabajo



propone que se desarrolle y aplique una estructura para el manejo de la cadena de suministro y se establezca un plan y procedimientos detallados para limitar los riesgos de seguridad a sus sistemas que puedan representar los productos y servicios de suplidores.

6. Seguridad ante la internet de las cosas (IoT)

El Grupo de Trabajo propone que los ingenieros de redes y suplidores colaboren para establecer un sistema basado en la confianza de todas las partes en sus funciones y que utilice tecnología de huellas dactilares. Otros pasos incluyen la producción y aplicación de una estructura de gobernanza para utilizar de manera segura tecnologías digitales conectadas de la AMI a unidades de medida fasorial.

7. Seguridad de la virtualización

Las máquinas y sistemas virtuales pueden reducir sus costos de IT. Sin embargo, las máquinas virtuales deben seguir los mismos protocolos de seguridad que los dispositivos tradicionales. Esto incluye poner una marca distintiva en los dispositivos para asegurar que todos los elementos en la misma red reciban el mismo nivel de seguridad y confiabilidad. Además, el personal de la AEE deberá familiarizarse con los dispositivos virtuales y sus configuraciones apropiadas.

8. Manejo de dispositivos móviles

Los dispositivos móviles se han tornado ubicuos. Sin embargo, su uso en ambientes seguros debe ser bien controlado y dirigido. El Grupo de Trabajo propone ayudar a la AEE a desarrollar una política de manejo de dispositivos móviles que incluya qué tipos de dispositivos se pueden usar en un ambiente seguro, qué tipos de dispositivos móviles se permitirá que establezcan acceso remoto y qué protecciones de seguridad se deben instalar y activar en los dispositivos móviles en sí.

9. Seguridad en las comunicaciones

Según la AEE se prepara para construir su infraestructura de seguridad para su subestación con fibra oscura, se harán esfuerzos para asegurar que la infraestructura de comunicaciones esté segura de ataques con intervención humana utilizando cifrados, mecanismos de detección y otros métodos.

10. Respuesta a incidentes y planes de restauración

El Grupo de Trabajo desarrollará y coordinará esfuerzos con la AEE para desarrollar planes de respuesta a incidentes para manejar ataques a la seguridad cibernética. Esto incluirá la identificación, evaluación y escalada de eventos y pasos para aislar el problema y preservar la evidencia para análisis forense posteriormente. También se debe desarrollar los planes apropiados de resguardo y restauración para los activos cibernéticos que se usarán si un incidente deshabilita un activo cibernético, un grupo de activos cibernéticos o el sistema completo de activos cibernéticos.

11. Gobernanza de la seguridad cibernética

La AEE tendrá que implementar una estructura y programa integrales de gobernanza de ciberseguridad, supervisado por los ejecutivos y la alta gerencia de la AEE, que dirigirá la estructura organizacional de la AEE y guiará el manejo del programa de seguridad cibernética para las operaciones del sistema eléctrico a nivel de toda la AEE. Este programa de gobernanza



identificará los resultados deseados, identificará y protegerá los activos cibernéticos y establecerá las prioridades de seguridad cibernéticas.

Ese programa de gobernanza abordará los siguientes elementos:

- Roles y responsabilidades que incluyen autorizaciones para las decisiones de seguridad cibernética.
- Políticas de ciberseguridad
- Consciencia y adiestramiento respecto a seguridad cibernética
- Monitoreo, evaluación y métricas del programa
- Estructura de comunicaciones, es decir, emisión de informes y distribución de información sobre el programa
- Adaptabilidad – es decir, la seguridad cibernética es un campo que evoluciona rápidamente con tecnologías cambiantes, amenazas emergentes y adversarios creativos.

12. Monitoreo de las operaciones de seguridad cibernética

La estrategia de seguridad cibernética incluye un Centro de Operaciones de Seguridad (SOC) dentro de la instalación del Centro de Operaciones de Emergencia (EOC). El SOC tendrá un equipo de seguridad e información que será responsable de monitorear y analizar el estado de seguridad continuamente. La función del SOC será detectar, analizar y responder a incidentes de seguridad cibernética usando una combinación de soluciones tecnológicas y un conjunto sólido de procesos. Es necesario que estas instalaciones realicen rutinariamente las funciones de operación y mantenimiento (O&M) con la información derivada de las evaluaciones periódicas de riesgo (ENR COA-004).

El SOC tendrá en su equipo a analistas de seguridad e ingenieros, además de gerentes que supervisarán las operaciones de seguridad. El personal del SOC trabajará estrechamente con los equipos de respuesta a incidentes organizacionales para asegurar que los problemas de seguridad se atiendan rápido una vez se descubran. El SOC monitoreará y analizará la actividad en redes, servidores, terminales, bases de datos, aplicaciones, sitios web y otros sistemas, para identificar actividades anómalas que pudieran indicar algún incidente o riesgo que comprometa la seguridad. El SOC sería responsable de asegurarse de que los incidentes potenciales de seguridad se identifiquen, analicen, defiendan, investiguen y reporten correctamente.

AVANCE DE COA

ENR COA-004

Realizar rutinariamente las funciones de operación y mantenimiento (O&M) con la información derivada de las evaluaciones periódicas de riesgo



13. Evaluaciones y pruebas de seguridad cibernética continua

Por otra parte, el Grupo de Trabajo propone incorporar evaluaciones de vulnerabilidad cibernética, pruebas de respuesta de incidentes de seguridad cibernética y evaluaciones de la implementación de principios y prácticas de seguridad cibernética en los años posteriores a su implementación inicial. Por ejemplo, se deben desarrollar estrategias de manejo de riesgos y se deben hacer evaluaciones anuales del progreso del programa de seguridad cibernética de la AEE usando el Modelo de Madurez de Capacidad de Seguridad Cibernética (C2M2) del DOE. En Total, el Grupo de Trabajo recomienda que la AEE y las entidades de apoyo inviertan aproximadamente \$130 millones entre el 2019 y el 2028 para lograr el estado futuro y alinear la seguridad cibernética en la isla con las mejores prácticas.

Guía de implementación

El liderato de la AEE debe incluir la seguridad física como una iniciativa estratégica y adoptarla totalmente al nivel ejecutivo y a través de toda la organización para crear una cultura de seguridad. Además, se deberán hacer evaluaciones rutinarias para identificar y mitigar las vulnerabilidades según se implemente el Plan para la modernización de la red.

El Grupo de Trabajo recomienda las siguientes iniciativas. Estas iniciativas se han probado y son cónsonas con las mejores prácticas de seguridad descritas por el NERC, NIST, C2M2 y las empresas principales de electricidad masiva en los EE. UU. continentales.

- Desarrollar una estrategia general de seguridad física para establecer las metas y objetivos de la AEE. La estrategia se usará para establecer las prioridades y factores de éxito para la seguridad física de la AEE.
- Desarrollar criterios para identificar los sitios e instalaciones críticos de la AEE. Esos se deben determinar y diseñar con las necesidades y operatividad del sistema de la AEE en mente. Se desarrollarán criterios que identifiquen las instalaciones y componentes esenciales para la operación confiable del sistema de la AEE.
- Implementar los criterios antes mencionados para identificar y clasificar los sitios críticos de la AEE (subestaciones, generadores y centros de control) que se protegerán. Las clasificaciones resultantes se deben colocar en una lista por niveles de tal manera que la implementación de controles se pueda evaluar y priorizar para garantizar que las instalaciones con mayor riesgo se atiendan en un orden apropiado.
- Realizar una evaluación del programa de referencia y de las herramientas de seguridad física – esto implicará una evaluación completa de las competencias actuales de la AEE para evaluar su propia posición de seguridad física actual y sus vulnerabilidades.
- Desarrollar, para el 2022, las políticas, procedimientos y guías de seguridad física que la administración y empleados de la AEE deben seguir.
- Desarrollar, para el 2022, un programa de seguridad física general que detalle y documente las herramientas, procesos y procedimientos para el monitoreo y protección diarios de las instalaciones, activos y personas de la AEE.



- Desarrollar y ejecutar planes de seguridad individuales que describan las herramientas y procesos específicos que se deben establecer para proteger y fortalecer los sitios críticos (estimados en más de 30 sitios críticos) entre el 2021 y el 2024, utilizando una estrategia global de defensa en profundidad.
- Desarrollar y ejecutar, entre el 2021 y el 2028, un plan de seguridad global para detallar las medidas de seguridad física y los procesos en las aproximadamente 300 subestaciones no críticas.
- Construir, entre el 2021 y el 2024, centros modernos de operaciones de seguridad para manejar de manera centralizada la coordinación, sistema de alerta y respuesta de la seguridad física en toda la AEE.

Este enfoque está probado y es congruente con las mejores prácticas de seguridad según descritas por el NERC, NIST, C2M2 y las empresas principales de electricidad masiva en los EE. UU. continentales. Las vulnerabilidades de la seguridad cibernética de la AEE se deben atender. Hace falta acometer una gran cantidad de trabajo para construir una red transformada y resiliente. La resiliencia no solo se debe pensar en términos de prepararse para recuperarse del próximo ciclón tropical, la AEE también debe prepararse para resistir, defenderse, responder y recuperarse de un ataque cibernético en su infraestructura eléctrica.

Las siguientes acciones se deben tomar en el orden indicado para lograr esta visión futura para la red transformada:

- Realizar una evaluación del programa de referencia y herramientas de seguridad cibernética nivel de toda la AEE. El Grupo de Trabajo llevará a cabo una evaluación abarcadora de la arquitectura, políticas, procesos y competencias del personal actual de la AEE para determinar el estado actual y las vulnerabilidades de la seguridad cibernética de la AEE (2019).
- Producir una evaluación pormenorizada de carencias que detalle las deficiencias en la seguridad cibernética de la AEE (2019).
- Desarrollar e introducir un plan de mejoras para la seguridad cibernética de la AEE a base de la evaluación de referencia para la seguridad cibernética que establecerá un mapa de ruta priorizado para su desarrollo. Este plan incluirá secciones sobre la tecnología, políticas, esquema procesal, personal y suplidores de la AEE, así como pasos detallados para mejorar la posición de seguridad cibernética de la AEE.
- Implementar el plan de mejoras a la seguridad cibernética, que muy probablemente incluirá lo siguiente (2019-2028):
 - Diseño estructural detallado de la red
 - Proceso de licitación de herramientas/soluciones
 - Instalaciones y solución de problemas de nuevas tecnologías y *software*
 - Adiestramiento y contratación de personal de la AEE



- Entrega de esquemas de documentación de políticas, procedimientos, procesos y controles internos
- Diseño, planificación, implementación y controles de la arquitectura de seguridad cibernética de la red inteligente para dispositivos digitales de apoyo tecnológico a la red (*grid edge*).
- Evaluar, probar y determinar cumplimiento de las mejoras en seguridad cibernética en la AEE. Esto incluirá, como mínimo, revisiones programáticas, evaluaciones de vulnerabilidad cibernética, pruebas de penetración, evaluaciones de madurez del programa, simulacros de respuestas a incidentes (2020-2028).

Los pasos desglosados anteriormente llevarán a la AEE primero al nivel mínimo de los estándares de seguridad cibernética de la industria, y eventualmente a cumplir con las mejores prácticas de la industria.

Proyectos prioritarios

La priorización de estas tareas de seguridad sigue una ruta lógica para atender las vulnerabilidades inmediatas, subsanar deficiencias y desarrollar un programa de seguridad sustentable y con las mejores prácticas para la AEE durante los próximos 10 años.

El Grupo de Trabajo recomienda cumplir con las siguientes tareas y fechas límite en orden de prioridad:

- Evaluar e identificar las instalaciones críticas de la AEE (Comenzar en el 2019)
- Evaluación de las medidas de seguridad y herramientas de seguridad física y cibernéticas para instalaciones de alto riesgo (2019-2020)
- Diseñar e implementar protecciones tales como OT y IT, incluyendo SCADA, cortafuegos, acceso remoto, etc. (comenzar en el 2020, 10 años).
- Construcción del programa de seguridad física y cibernética (CERC CIP t NIST) (Comenzar en el 2020, 5 años)
- Controles y evaluaciones de referencia para controles de instalaciones no críticas (comenzar en el 2026, próximos 4 años)
- Evaluación de la capacidad de SOC y mejoras (comienzo 2020, 9 años)

Estimado de costos

Este estimado de costos puede variar a base del número de subestaciones críticas diseñadas e identificadas en la red transformada. También depende de las amenazas observadas con la red eléctrica masiva para la AEE y Puerto Rico. Utilizando el concepto de “diseño a base de amenazas”, los sitios se fortalecerán de acuerdo con la criticidad y amenazas determinadas para implementar el enfoque de las “5D” para desalentar, detectar, denegar acceso, dilatar, defender contra entrada física no autorizada.



El tiempo requerido para las tareas descritas en esta sección se estima en aproximadamente 10 años. El tiempo estimado para el fortalecimiento de la seguridad física coincidiría con el despliegue del diseño, implementación y ejecución de la construcción de la nueva red moderna de la AEE.

El Grupo de Trabajo estima que se necesitan unos \$290 millones en gastos para analizar, validar y construir una entidad de servicio eléctrico físicamente segura y a la altura del siglo 21 para la AEE, que pueda combatir las amenazas, vulnerabilidades y riesgos asociados con la operación de una entidad moderna.

El Grupo de Trabajo anticipa \$126 millones en gastos a través de los próximos 10 años para determinar la postura de seguridad cibernética de la red actual, identificar sus deficiencia y prioridades, y desarrollar e implementar el diseño de la arquitectura de seguridad cibernética para construir un programa de seguridad cibernético con las mejores prácticas de la industria y a la altura del siglo 21.

Tabla 5-4. Áreas de mayor inversión en seguridad (\$M)

<i>Áreas de mayor inversión</i>	<i>Costo (\$M)</i>
<i>Controles y medidas de seguridad física</i>	\$ 118
<i>Gobernanza e implementación</i>	\$ 72
<i>Monitoreo de la seguridad física</i>	\$ 36
<i>Evaluación y planificación</i>	\$ 15
<i>Seguridad del personal</i>	\$ 11
<i>Organización y dotación de recursos para la seguridad física</i>	\$ 11
<i>Organización y dotación de recursos para la seguridad cibernética</i>	\$ 11
<i>Personal y seguridad</i>	\$ 10
<i>Evaluaciones y pruebas</i>	\$ 7

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

5.3 Sistema de Operaciones

Estado actual

Los centros de control primarios y de resguardo de la AEE están localizados en Monacillo y Ponce, respectivamente. El personal del centro de control juega un rol crítico en el manejo de las operaciones de la red durante tormentas severas. Son responsables de aislar las líneas y subestaciones que fallan, despachar generación para minimizar el número de clientes afectados y restaurar la energía eléctrica lo más rápido posible después de la tormenta, asegurando la seguridad de los clientes, las brigadas de trabajo y el sistema.³⁵

La AEE tiene un Centro de Operaciones de Emergencias (COE) o Centro de Operaciones Técnicas (COT) en Monacillo y un centro de respaldo en San Juan (Santurce). El COE fue establecido en el 1998 y se usó en la respuesta durante el huracán María. Es el centro que dirige las decisiones de planificación y operacionales de la AEE durante un evento de emergencia. También hay centros para cada región (COR). El COE es manejado por la División de Operaciones del Sistema Eléctrico (DOSE) de la AEE.

³⁵ Build Back Better, p.35



La AEE también tiene un centro de operaciones de seguridad (COS) en Monacillos que utiliza para monitorear y analizar incidentes de seguridad a través de más de 400 cámaras. Esta función la administra un tercero. Sin embargo, el SOC tiene más de 10 años y muchas cámaras necesitan repararse o actualizarse.

Estado futuro

AVANCE DE COA

ENR COA-011

Diseñar e implementar tecnologías para mejorar la información en tiempo real y el control de la red.

El Plan de Modernización propone iniciativas que no solo mejoren la habilidad de la AEE para restaurar la electricidad a los clientes más rápidamente después de tormentas severas, pero que también le permita a la AEE manejar efectivamente las operaciones de las plantas generatrices tradicionales con recursos distribuidos, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía capaces de desplazar la producción de medio día de energía solar para alinearla con las horas pico de las noches. Además, los centros de control primario y de respaldo deberán mejorarse para resistir un huracán Categoría 5.

Las instalaciones de los centros de control primario y de respaldo también se van a mejorar para apoyar las operaciones de Centro de Control de Distribución, además de las operaciones de Centro de Control de Sistema. Es importante que la AEE despliegue y extienda nuevas redes de comunicaciones para monitorizar y controlar recursos distribuidos y para automatizar los nuevos dispositivos inteligentes propuestos para el sistema de distribución. Los centros de control son necesarios para mejorar la información en tiempo real y el control de la red, lo cual apoya el ENR COA-011.

Consideraciones operacionales

Además de las recomendaciones de reconstrucción descritas en las próximas secciones, se recomiendan las siguientes medidas operacionales para limitar el daño en el futuro y mejorar la resiliencia del sistema:

- Capacidad de arranque autónomo en las estaciones generatrices y sincronización automatizada en subestaciones seleccionadas.
- Plan para dividir y operar automáticamente el sistema de energía eléctrica en la isla de Puerto Rico como islas eléctricas independientes en caso de que la red de transmisión se rompa o se desestabilice nuevamente en el futuro.



Figura 5-6. Centro de control moderno



Fuente: Doug Murray / Florida Power and Light

Guía de implementación

Centro de control de energía

La modernización propuesta incluye la instalación de equipos para los centros de control primario y de respaldo y centros de datos en cada centro de control para albergar la infraestructura y los sistemas de IT y OT requeridos por las operaciones del sistema, incluyendo EMS/SCADA, DA, monitoreo y control de los DER y almacenamiento de energía. Los sistemas automatizados y avanzados de apagones y DMS para los centros de control primario y de respaldo mejorarán la resiliencia, eficiencia y seguridad del sistema para lograr la funcionalidad deseada descrita anteriormente.

Los centros de datos centralizarán las operaciones del sistema de las operaciones y equipo de IT/OT, además de almacenar, manejar y diseminar los datos del sistema de la red de energía eléctrica. Los sistemas IT/OT de las operaciones del sistema crítico de los centros de datos son vitales para la continuidad de las operaciones diarias. En consecuencia, la seguridad³⁶ y confiabilidad de los centros de datos y su información son una consideración importante para la operación del sistema.

³⁶ Hay más detalles de la seguridad disponibles en la Sección 5.2 de este informe.



Algunos elementos clave de los centros de datos incluyen³⁷:

- **Instalación:** La localización y el “espacio en blanco” o espacio útil, es decir, disponible para equipo de IT. El hecho de que proveen acceso a información las 24 horas hace de los centros de datos unas de las instalaciones de mayor consumo de energía en el mundo. Se hace mucho énfasis en el diseño para optimizar el espacio disponible y en el control del ambiente para mantener el equipo dentro de los parámetros de temperatura y humedad especificados por el fabricante.
 - **Infraestructura de apoyo:** Equipo que contribuye a sustentar de forma segura el mayor nivel de disponibilidad posible para sistemas de control crítico. Algunos componentes de la infraestructura de apoyo incluyen: suministro ininterrumpido de energía eléctrica, bancos de baterías, generadores y fuentes de energía redundante.
 - **Control ambiental:** Cuarto de computadoras, acondicionadores de aire, sistemas HVAC; y sistemas de escape.
 - **Sistemas físicos de seguridad:** Biométricas y sistemas de videovigilancia.
- **Equipo de IT:** Equipo para la operación de IT y almacenamiento de los datos de la organización. Esto incluye servidores, equipo de almacenamiento, cables y estantes y una variedad de elementos para la seguridad de información, tales como firewalls o barreras de protección.
- **Personal de operaciones:** Se ocupa de monitorear las operaciones y mantener el equipo de IT e infraestructura las 24 horas del día.

La estrategia de modernización del sistema de operaciones incluye un Centro de Operaciones de Emergencias (COE) mejorado para que sirva como comando central y lleve a cabo los principios de preparación para emergencias y manejo de emergencias – o funciones de manejo de desastres a nivel estratégico durante una emergencia— y garantizar la continuidad de la operación de una empresa, subdivisión política u otra organización. Las funciones del COE serán recopilar, agrupar y analizar datos, tomar decisiones para proteger la vida y la propiedad, mantener la continuidad de las operaciones de la AEE y diseminar las decisiones que conciernen a las agencias e individuos en la eventualidad de una emergencia. El Grupo de Trabajo también recomienda que el COE de respaldo en San Juan se reubique porque actualmente se encuentra muy cerca del COE de Monacillo. Separar ambos COE reduciría la probabilidad de que un desastre natural fuerte u otro evento de emergencia afecte ambas instalaciones.

Centro de Diagnóstico

El Grupo de Trabajo también recomienda construir un Centro de Diagnóstico para la Red Inteligente (SGDC) en la misma instalación donde se construya el COE. El propósito del SGDC será ayudar a las operaciones del sistema a usar tecnología y analíticas de redes inteligentes. El SGDC proveerá datos en tiempo real útiles para basar decisiones que apoyen respuestas a incidentes más rápidamente y mejor informadas por parte del COE durante emergencias. Otros beneficios incluyen la reducción en la cantidad y duración de apagones, reparaciones más rápidas y estimados más precisos sobre el tiempo que toma una restauración.

³⁷El sitio web de Palo Alto Network, Inc., página de “What is a data center?”.



Centro de Operaciones de Seguridad

Las amenazas cibernéticas siguen siendo amenazas de alta prioridad para la seguridad nacional. De acuerdo con el *Worldwide Threat Assessment of the U.S. Intelligence Community* de 2018, existe un riesgo cada vez mayor de ataques cibernéticos a la infraestructura crítica de los EE. UU., lo cual incluye las redes eléctricas. La estrategia de modernización incluye un SOC actualizado dentro de las instalaciones del EOC, además de un SOC de respaldo, para asegurar la redundancia en las operaciones de seguridad. El SOC albergará un equipo de seguridad cibernética que será responsable de monitorear y analizar la situación de seguridad constantemente. La función del SOC será detectar, analizar y responder a los incidentes de seguridad cibernética utilizando una combinación de alarmas para detectar entradas no autorizadas, soluciones tecnológicas y un conjunto de procesos sólidos. El SOC también tendrá alianzas y procedimientos establecidos con entidades locales de seguridad para poder detectar mejor y responder a incidentes de seguridad cibernética. La Sección 5.2 incluye información adicional sobre seguridad.

Figura 5-6. Centro de Operaciones de Seguridad



Fuente: Pierre Gonzales / OmniSOC

Estudios del sistema

Hay varias áreas en las que realizar estudios sobre los sistemas es crítico para aplicar las soluciones recomendadas en el Plan de Modernización. Varios de estos fueron identificados en el informe Build Back Better y otros se identificaron durante los trabajos del Grupo de Trabajo.

Estas áreas incluyen:

- Estudios del sistema de energía eléctrica para la red completa y las redes aislables:
 - Análisis de contingencia de flujo de carga para identificar los conductos críticos potenciales y las cargas y generación de apoyo que corresponderían a cada red aislable.
 - Flujo de carga óptimo, contingencia, voltaje y estudios de análisis de seguridad.
 - Estudios de estabilidad, cortocircuito eléctrico, relés protectores y coordinación.
 - Proceso de arranque autónomo y redes aislables.
 - Asegurar que los activos de generación existentes necesarios para satisfacer la demanda máxima de los clientes de la AEE permanecen disponibles y confiables durante el periodo de transición hacia el gas natural y los recursos renovables.



- Identificar los activos de generación que se convertirán de generación a base de petróleo a unidades de combustible dual para cumplir las metas de asequibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo.
- Evaluar la capacidad técnica y económica de los activos hidroeléctricos.
- Investigar soluciones de infraestructura de combustible para desarrollar infraestructura adicional para la importación, almacenamiento y suministro de LNG.
- Estudios de tecnología
 - Análisis del rol de las comunicaciones, el monitoreo, el control y el historiador de datos en las redes aislables.
 - Análisis del sistema para identificar todos los requisitos en la que las partes interesadas necesitan apoyo de comunicaciones, incluyendo: la distribución, las subestaciones, la protección, los contadores, la seguridad, la transmisión, la generación, los EMS, etc.
 - Análisis del uso de datos de las partes interesadas y el monitoreo de sus sistemas en el campo.
 - Análisis de segregación de tráfico basado en las recomendaciones de seguridad cibernética.
 - Análisis de la arquitectura de comunicaciones para favorecer las recomendaciones de seguridad cibernética.
 - La descripción de requisitos del DERMS para apoyar las microrredes dentro de la red, debe estar alineada con las normas de la AEE que se están desarrollando.
 - Sobreponer los requisitos de comunicaciones del DERMS a los requisitos de comunicaciones del AMI (802.15.4 contra las opciones de alta velocidad).
 - Análisis de la gobernanza, políticas, estándares, normas y procedimientos actuales de toda la seguridad cibernética existente.
 - Examen del estado futuro de la tecnología y alineación con un enfoque a la seguridad cibernética basado en riesgo que provea un análisis de deficiencias y un avance en el cumplimiento de los requisitos.
 - Análisis de la norma para las microrredes en la AEE.

Tabla 5-5. Áreas de mayor inversión en la operación del sistema

Áreas de mayor inversión	Costos (\$M)
Fortalecer la T&D primaria y de respaldo y los centros de control	\$ 100
Estudios del sistema	\$ 55
Control del sistema a nivel isla	\$ 40
Centro de Operaciones de Emergencia (EOC), Centro de Operaciones de Seguridad (SOC) y Centros de diagnóstico primarios y de respaldo	\$ 20

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización





TRANSFORMACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA



6. TRANSFORMACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA

6.1 Eficiencias operacionales

El Grupo de Trabajo ha recomendado que se invierta en equipo y *software* para transformar la red eléctrica de Puerto Rico, con la tecnología como facilitadora. Una inversión subyacente en capacidad organizativa y prácticas de manejo de activos para apoyar y mantener estos nuevos activos es igualmente importante. Las iniciativas de eficiencia operacional, que son necesarias para aprovechar la nueva tecnología y mantener las nuevas inversiones, representan otra transformación que se desplegará entre los empleados que estarán operando y manteniendo la red eléctrica del futuro de Puerto Rico. Una transformación de la magnitud esbozada en este plan requerirá una inversión significativa en manejo de cambio y capacitación en la AEE.

Estado actual

Como se discutió anteriormente, la infraestructura de T&D actual de la AEE no está construida a la altura de los códigos y estándares más recientes. El plan de transformación de 10 años traerá una diversidad vasta de nuevos tipos de activos, incluyendo algunos que el personal de la AEE actualmente no está entrenado para operar. Los procedimientos operacionales que se enseñan hoy en día en las instalaciones de adiestramiento de la AEE no concuerdan con los nuevos códigos y estándares que se están incluyendo. Además, las prácticas actuales de manejo de activos no son cónsonas con los estándares de la industria y no minimizan los riesgos de confiabilidad. Se deben adoptar prácticas modernas de manejo de activos para maximizar la vida útil de los nuevos activos aprovechando el nuevo Sistema de Manejo de Activos (AMS) Empresarial recomendado en este documento.

Las entidades de servicio eléctrico en todos los EE. UU. están experimentando el envejecimiento de su fuerza trabajadora y lagunas en las destrezas. Según el plan financiero de la AEE para el 2018, la autoridad ha perdido aproximadamente 30 por ciento de su fuerza trabajadora desde el 2012 y enfrenta una escasez significativa de trabajadores diestros, particularmente en generación, T&D, servicio al cliente y sistemas de información (IT). El plan financiero del 2018 también señala que aproximadamente 10% de la fuerza trabajadora actual de la AEE (~600 empleados) ha radicado documentos para retirarse. Estos retos de personal han sido amplificados por los huracanes Irma y María. Para mantener una fuerza trabajadora vital y capacitada en la AEE de cara al futuro, el Grupo de Trabajo recomienda recurrir a instituciones educativas locales para atraer talento y establecer alianzas de investigación para mantenerse al tanto de las últimas innovaciones en la industria de la energía. Esto requerirá un cambio de paradigma en la perspectiva de la AEE como una organización moderna y dinámica.



Estado futuro

El Grupo de Trabajo recomienda las siguientes iniciativas para mejorar la eficiencia operacional de la AEE:

- Programa de manejo de activos
- Programa de capacitación de destrezas
- Campaña educativa y alianzas de investigación

En vista de las lagunas en destrezas y el ritmo de retiros en la AEE, el Grupo de Trabajo también recomienda que se desarrollen estrategias para desarrollar y retener talento potencial para garantizar que los puestos en funciones críticas se puedan seguir ocupando con el talento adecuado.

Guía de implementación

Los programas descritos a continuación apoyan el ENR COA-018 para adiestrar la futura fuerza trabajadora de la energía eléctrica.

Programa de manejo de activos

Actualmente, la AEE no tiene un programa de manejo de activos que evalúe el mantenimiento y requisitos de reemplazo para la distribución, transmisión y equipo de subestaciones. El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE adopte un programa abarcador de manejo de activos para asegurar la longevidad de las inversiones que se proponen y para optimizar la O&M de dichos activos. Este programa de manejo de activos debe estar alineado con el estándar internacional de la industria (ISO-55000) y con otros foros de manejo de activos de la industrial global (Global Forum for Maintenance and Asset Management, GFMAM).

AVANCE DE COA

ENR COA-018

Ajustar al tamaño adecuado y adiestrar la futura fuerza trabajadora de energía

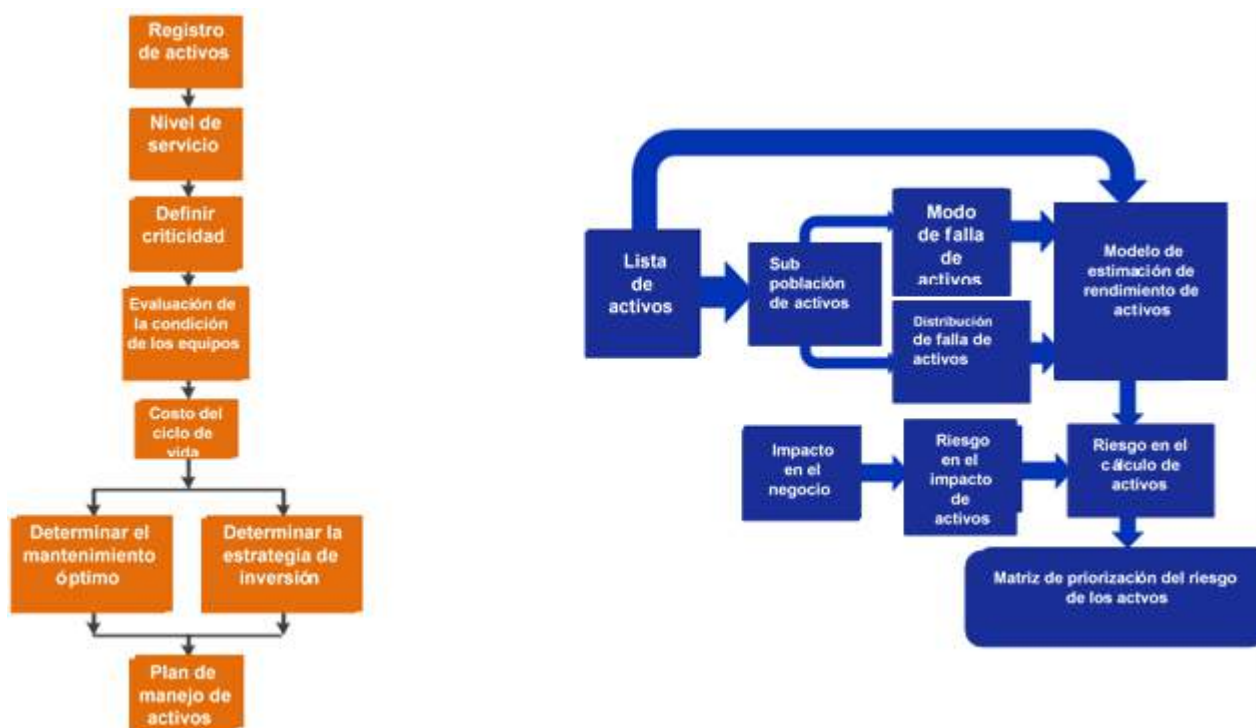
El Grupo de Trabajo recomienda el mejor programa de manejo de activos para entidades de energía, que abarque:

- Manejo de activos a largo plazo mediante análisis de riesgos y deficiencias, mantenimiento centrado en confiabilidad, técnicas de costo-eficiencia basadas en ciclo de vida y métricas financieras y operacionales para mejorar y lograr las medidas de desempeño.
- Criticidad de equipos, tasas de averías y evaluaciones de condiciones.
- Análisis de los efectos en modalidad de averías para los activos críticos y de alto valor.
- Se deben evaluar los activos más críticos para asegurar que estén operando dentro de los parámetros de sus condiciones de diseño.



- Programas de inspección recomendados por el fabricante para el equipo de la transmisión, distribución y subestaciones.
- Programas de mantenimiento preventivo para postes y líneas de distribución de mediano y bajo voltaje. La inspección de postes es un programa de mantenimiento importante para las entidades de servicio eléctrico.
- Manejo de vegetación para cumplir con los nuevos códigos y estándares.
- Manejo de la vida útil de los activos, incluyendo un calendario de reemplazo para activos críticos.
- Rastrear y reportar indicadores de desempeño clave para el mantenimiento de activos, incluyendo:
 - Una consola para cada subestación que muestre el récord de mantenimiento y estatus de vencimiento de cada activo.
 - El por ciento de todos los activos programados para mantenimiento que recibieron el servicio en un periodo dado (p. ej., trimestral).
 - Los activos con peor desempeño que tengan un efecto desproporcionado en la confiabilidad.
- Procedimientos para herramientas de mantenimiento en línea como el escaneo con radiación infrarroja, los cotejos de funcionalidad, los muestreos de aceite, etc.

Figura 6-1. Pasos para planificar el manejo de activos, en cumplimiento con PASS 55 /ISO 55000



Fuente: Estándares de Manejo de Activos



Centro de Capacitación de Destrezas de la AEE

El Grupo de Trabajo recomienda un Centro de Capacitación de Destrezas (STC) en la AEE. El Centro de Capacitación incluiría salones formales de adiestramiento, laboratorios para evaluar y probar equipo e instalaciones para pruebas prácticas para la distribución, subestaciones, transmisión y contadores.

Figura 6-2. Ejemplo de instalación de prueba de reconectadores en CenterPoint Energy



Fuente: CenterPoint Energy

El Centro de Capacitación (STC) debe ofrecer los siguientes cursos, además de repasos periódicos.

Programa de Adiestramiento para Empleados de Subestaciones

El programa incluirá capacitación en clase y ejercicios prácticos en el campo de adiestramiento para los técnicos de las subestaciones. El currículo incluirá instalación de equipo nuevo, mantenimiento de relés e interruptores, instalación de cableado de controles y cómo resolver problemas de circuitos de control.

Figura 6-3. Estación de adiestramiento con cuarto de control y equipos



Fuente: CenterPoint Energy



Programa de Adiestramiento para Trabajadores de Líneas

Los trabajadores de línea acabados de reclutar pasarán por un programa para aprendices que consistirá en una combinación de entrenamiento en el trabajo (OJT) y en el salón de clases en el STC, con énfasis en la práctica directa usando el campo de adiestramiento del STC. Se anticipa que los trabajadores de línea que no son de nuevo ingreso también se adiestrarán en el STC en cómo usar el nuevo equipo que se instalará durante los próximos 10 años. Algunos de los equipos nuevos serán equipos usados en parques solares y eólicos, microrredes, DA y especificaciones de los nuevos estándares de construcción.

Figura 6-4. Campo de adiestramiento con instalaciones (T/D aérea y soterrada)



Fuente: CenterPoint Energy

Programa para Técnicos de Contadores

Se deben reclutar aprendices a base de la necesidad para adiestrarse como técnicos de contadores de AMI. La capacitación de los aprendices debe incluir adiestramiento OTJ, adiestramientos fuera del centro, estudios por cuenta propia y en su tiempo libre, y adiestramiento limitado en el salón de clase.

Figura 6-5. Ejemplo de un adiestramiento de contadores AMI



Fuente: CenterPoint Energy



Programas de Adiestramiento en Tecnología Operacional

La AEE debe ofrecer adiestramiento en cada una de las tecnologías operacionales que implemente, incluyendo los nuevos programas de manejo de activos. Se debe requerir adiestramiento tanto para el personal de oficina como para el de campo, según sea necesario. Las entidades de servicio eléctrico por lo general solicitan a los proveedores de *software* que ofrezcan programas de adiestramiento como parte de sus contratos de adquisición y la AEE debe explorar lo mismo.

Campaña Educativa y Alianzas de Investigación

Ante la realidad de una fuerza trabajadora envejeciente y la escasez de talento joven calificado, muchas entidades de servicio eléctrico han establecido alianzas con institutos educativos y universidades locales. Estas alianzas no solo garantizan el abasto de fuerza trabajadora diestra, sino que además le dan a la empresa participación en la investigación e innovación que se está produciendo en esas instituciones. Un ejemplo de este tipo de alianza es la inversión de Duke Energy en colegios comunitarios en Carolina del Norte, que recientemente llegó a \$30 millones en inversiones para abordar las preocupaciones sobre el envejecimiento de la fuerza laboral. La inversión está distribuida entre 49 instituciones para ayudar a los estudiantes a recibir adiestramiento específico a la industria³⁸. Otro ejemplo es Eversource Energy, que tiene una alianza con la Universidad de Connecticut para mejorar su tecnología de predicción de apagones durante las tormentas y crear un modelo más robusto y eficaz. Por esta misma línea, el Grupo de Trabajo recomienda que la AEE forme alianzas con instituciones educativas locales. El programa se puede diseñar para incluir un currículo de adiestramiento de destrezas para aspirantes jóvenes de la fuerza trabajadora, así como subvenciones competitivas para investigación e innovación centrada en energía limpia, modernización de redes y resiliencia ante tormentas.

Estimados de costo

El Grupo de Trabajo recomienda lanzar el proceso de adquisiciones con un proveedor de *software* de manejo de activos, a base de prioridades. El despliegue de este *software* temprano en el proceso es importante porque toma tiempo cargar todos los activos existentes al *software* y los activos nuevos se irán incluyendo según se vayan instalando. Una implantación temprana también proveerá más tiempo para adiestramiento y manejo del cambio.

La nueva infraestructura de adiestramiento se debe establecer a corto plazo para asegurar que la fuerza trabajadora está totalmente adiestrada para operar los activos de la nueva red según se van instalando. La campaña educativa y las alianzas de investigación se deben promover constantemente. Se pueden comenzar alianzas piloto en instituciones escogidas y luego ampliar el esfuerzo.

³⁸ <https://www.elp.com/Electric-Light-Power-Newsletter/articles/2016/06/college-utility-partnerships-becoming-a-cottage-industry.html>



Tabla 6-1. Áreas de mayor inversión en eficiencias operacionales

Áreas de mayor inversión	Costo (\$M)
Programa de manejo de 7 activos	\$ 5.4
Instalación de adiestramiento	\$ 7.0
Campañas educativas y alianzas de investigación	\$ 9.0

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

6.2 Preparación para situaciones de emergencia

Los huracanes Irma y María pusieron a prueba la preparación de Puerto Rico para situaciones de emergencia, incluyendo las fases de planificación, respuesta y recuperación completadas por la AEE, el Gobierno de Puerto Rico y las entidades que apoyaron como el NYSC. Esta sección describe el estado actual y el estado futuro meta para la preparación para situaciones de emergencia de Puerto Rico. Las actividades específicas para lograr el estado futuro incluyen el mejoramiento del inventario y abasto de repuestos, aplicar las mejores prácticas al seleccionar la documentación para planificar la respuesta de emergencia, contar con acuerdos formales de asistencia mutua y adiestramientos mejorados.

Las medidas prioritarias que se deben implementar para mejorar la planificación y preparación se proponen para los próximos 1-3 años, con mayores inversiones en las instalaciones de almacén y áreas de montaje y el inventario de partes de repuesto integradas durante los próximos 5-7 años. En general, estas iniciativas se enfocarán en fortalecer la resiliencia de la red eléctrica de la AEE y la preparación de los recursos pertinentes para asegurar que huracanes u otras emergencias futuras se manejen usando una estructura de emergencia y ayuda mutua claramente definida y conocida.

Estado actual

La destrucción causada por el huracán María debilitó significativamente los aspectos más fundamentales de la preparación para emergencias, incluyendo los recursos en la isla, la logística, el manejo de la cadena de distribución, la coordinación y la comunicación. Estos retos fueron exacerbados por la falta de un Plan de Respuesta de Emergencias de la AEE a nivel de toda la autoridad, acuerdos de asistencia mutua firmados y listos para activarse y adiestramiento en preparación de emergencias. La AEE tiene Planes Operacionales de Emergencia para cada división y planta con un esquema y protocolos de comunicaciones basados en el Sistema Nacional de Manejo de Incidentes; sin embargo, estos planes no fueron bien comprendidos, mantenidos y actualizados, practicados rutinariamente, no aplicados en su totalidad en la respuesta al huracán María.

Como resultado, los roles y responsabilidades de la AEE y las entidades de apoyo no estaban claras, los procesos y procedimientos de emergencia y seguridad no estaban definidos y el Contrato de Asistencia de Manejo de Emergencia, el vehículo que provee para asistencia, y otros Memorandos de Entendimiento, no fueron bien comprendidos por las partes.

Los retos financieros de la AEE complicaron aún más la respuesta de emergencia y recuperación porque la Autoridad solo tenía aproximadamente una tercera parte de los repuestos de T&D necesarios para



restaurar la red, así como cantidades limitadas de mano de obra, equipo y camiones a través de 23 almacenes, siete regiones y dos repositorios de almacenamiento y distribución en Palo Seco y Ponce.

De acuerdo con la información disponible cuando se desarrolló este plan, la AEE tenía aproximadamente \$39 millones en inventario de repuestos cuando María azotó la isla, comparado con \$93 millones que tenía en el 2003. Además, las regiones tienen almacenes de inventario en instalaciones que no están fortalecidas o no tienen controles ambientales, las áreas de montaje se establecen sobre la marcha, y los repositorios no tienen un inventario uniforme. Por ejemplo, el almacén central de Palo Seco está dedicado principalmente a repuesto para el sistema de transmisión y el almacén central de Ponce está dedicado mayormente a repuestos para la distribución.

El enfoque descentralizado de la AEE creó retos adicionales para lograr llevar oportunamente repuestos que funcionaran a áreas donde hacían falta y contribuyó a problemas más complejos de logística de manejo de activos e inventario. Finalmente, los componentes de la infraestructura de la AEE son hechos a la medida y, por tanto, el proceso para adquirirlo toma más tiempo. En algunos casos, el equipo a la medida limitó la habilidad de las entidades de apoyo de proveer equipo estándar en la industria para entidades eléctricas a la AEE para acelerar la restauración. En conjunto, estos retos financieros y logísticos retrasaron significativamente la recuperación de la energía eléctrica en la isla.

Los huracanes subrayaron la necesidad de brindar atención y hacer inversiones significativas en preparación, adiestramiento y otros aspectos fundamentales del manejo de emergencia y planificación de asistencia mutua. La inversión en estas áreas es particularmente importante para eventos que requieren apoyo transatlántico significativo para asuntos de logística, cadena de suministro y servicios generales, tales como el huracán María.

Estado futuro

Para atender los retos para la preparación de emergencia antes discutidos, el Grupo de Trabajo ha definido un estado futuro que incluye lo siguiente:

- Planes formales y actualizados de respuesta de emergencia, suministro y logística y asistencia mutua.
- Memorandos de entendimiento y acuerdos de asistencia mutua formales debidamente firmados con las entidades socias.
- Un vehículo formal de ayuda mutua definido/Estructura de reembolso de FEMA.
- Un abasto con suficientes repuestos, equipo y camiones para apoyar la recuperación de la red existente para las temporadas de huracanes del 2019 y 2020 y para apoyar la recuperación de la red modernizada del futuro del 2021 en adelante: este inventario también deberá usarse (y reemplazarse) con regularidad en necesidades de mantenimiento ordinarias para prevenir emergencias futuras.
- Utilización de equipo estándar de fábrica para reducir los tiempos de espera de los procesos de compra y mejorar el abasto en la isla para emergencias.



- Nuevas instalaciones de repositorios centrales con equipo de distribución y transmisión que se maneje en un sistema de manejo de activos centralizado y se haga disponible para apoyar a las siete regiones y 26 distritos en toda la isla.
- Madurez organizacional en preparación para respuesta de emergencia, incluyendo simulacros anuales alineados con el Programa de Ejercicio y Evaluación de la Administración Nacional de Seguridad, y adiestrar e involucrar en las preparaciones y simulacros los terceros interesados, tales como entidades gubernamentales locales y federales, agencias del orden público y entidades de servicios eléctricos de apoyo.
- Una cultura de preparación, respuesta y recuperación para situaciones de emergencia.

El Grupo de Trabajo recomienda que la AEE y las entidades de apoyo inviertan una cantidad estimada de \$112 millones entre el 2019 y el 2026 para lograr el estado futuro descrito anteriormente y alinear la condición de preparación de emergencia de la isla con las mejores prácticas de la industria. Las iniciativas específicas asociadas con esta inversión se discuten en el Apéndice C. Este estimado de inversión se basa en la información provista por el Grupo de Trabajo durante la preparación de este plan. Análisis e información adicional serán necesarios para refinar más este estimado y sus diversos componentes.

Guía de implementación

Se han identificado cinco iniciativas de preparación de emergencia para lograr el estado futuro, incluyendo el mejoramiento y desarrollo de:

1. Inventario en la isla (partes de repuesto, camiones y equipo)
2. Plan de Respuesta de Emergencia
3. Plan de Asistencia Mutua
4. Plan de Suministro y Logística, repositorios y áreas de montaje
5. Adiestramientos, ejercicios de mesa redonda con equipo clave (*tabletop exercises*), ejercicios de respuesta de emergencia, asistencia mutua y planes de suministro y logística.

Cada una de estas iniciativas contribuye a madurar las capacidades de preparación, respuesta y recuperación de emergencia. Aun cuando algunas de estas actividades han comenzado en el 2019 en anticipación de la próxima temporada de huracanes, apenas están comenzando y requieren recursos e inversiones más significativos.

Inventario en la isla (partes de repuesto, camiones y equipo)

Adoptar estrategias efectivas de manejo de activos tales como el inventario de repuestos, camiones y equipos críticos señalado son esenciales para mejorar la preparación de emergencia (y prácticas de mantenimiento más ampliamente) en la isla. Levantar, rastrear y mantener este inventario es importante para apoyar tanto la red existente y la red modernizada según se desarrolle durante los próximos años.



En total, se estima que esta iniciativa costará aproximadamente \$55 millones entre el 2019 y el 2024, lo cual incluye:

- Adquirir suficientes partes de repuesto, equipo y camiones para la red existente por un costo estimado de aproximadamente \$20 millones en el 2019, incluyendo \$10 millones para repuestos y 10 millones para equipo y camiones.
- Adquirir suficientes partes de repuesto para la red modernizada a un costo estimado de aproximadamente \$5 millones en el 2022 y \$15 millones en el 2023.
- Comprar equipo y camiones de acuerdo con un calendario de requisiciones por ciclo de vida del equipo a un costo estimado de \$5 millones en el 2022, 2023 y 2024, para una inversión total de \$15 millones.

Esto es un estimado aproximado basado en estadísticas de inventarios que estaban disponibles al momento de preparar este plan. Se necesitan estudios y análisis adicionales para determinar las necesidades de inventario actuales y futuros para desarrollar un calendario de requisiciones por ciclo de vida para el equipo y los camiones. En la medida en que surja información o estudios adicionales, se actualizarán los estimados en este plan.

El primer paso para mejorar la preparación para emergencias para la temporada de huracanes del 2019 y del 2020 es identificar, adquirir y almacenar adecuadamente partes de repuesto, camiones y equipos para los sistemas a base de las necesidades existentes y fallas esperadas. Esta iniciativa es particularmente importante para los repuestos y equipo que típicamente requieren largos tiempos de entrega.

Una vez adquiridos, estos necesitan guardarse en los almacenes y áreas de montaje claves antes de cualquier tormenta. La división de Operaciones y Almacenamiento de la AEE debe trabajar para usar y reemplazar este inventario activamente según sea apropiado para suplir tanto necesidades de mantenimiento como de emergencia. Las fuentes de suministro, repositorios y áreas de montaje para repuestos, camiones y equipo eventualmente también necesitarán identificarse en el Plan de Suministro y Logística y entre los contratos formales de suministro de emergencia.

Para apoyar la optimización del inventario, el Grupo de Trabajo recomienda una evaluación del proceso actual de rastreo de inventario de la AEE para asegurar que el inventario de repuestos y equipo se rastree adecuadamente. De ser necesario, la AEE debe considerar identificar e implementar un sistema de rastreo de inventario que pueda integrarse con el Sistema de Manejo de Activos (AMS) Empresarial de la AEE y automáticamente rastrear los máximos y mínimos en el inventario. Este sistema debe integrar los inventarios a través de los repositorios centrales y 23 almacenes de la AEE. También debe contar con el apoyo de procedimientos documentados y adiestramiento para los empleados de la AEE.

La red modernizada también requerirá un nuevo inventario de repuestos para respuesta de emergencia y recuperación del 2022 en adelante. Se recomienda que la red modernizada use equipo a la altura de los estándares de la industria, siempre que sea posible, para reducir los tiempos de espera del proceso



de compra y estar en mejor posición de recibir suministros de entidades de los EE. UU. continentales durante una emergencia.

Los Memorandos de Entendimiento (MOU), el Plan de Asistencia Mutua y el Plan de Suministro y Logística se deben actualizar para reflejar cualquier nuevo material o repuestos que se vaya a traer a la isla por concepto de esos acuerdos. Finalmente, la red modernizada requerirá que la AEE identifique, compre y distribuya el equipo y camiones necesarios a base de un plan de ciclo de vida. Este plan de ciclo de vida priorizará el reemplazo de equipos usando parámetros tales como el ciclo de vida promedio del activo, los niveles de servicio que se pretenden, los estándares de diseño, los requisitos de mantenimiento y la criticidad del equipo. A largo plazo, el plan de ciclo de vida guiará la confiabilidad de la AEE en el desempeño de estos activos e identificará cuándo y dónde deben hacerse inversiones y reemplazos.

Plan de respuesta a la emergencia

Un plan de respuesta a la emergencia abarcador y actualizado es un aspecto medular de una planificación de emergencia efectiva. La División de Operaciones del Sistema Eléctrico de la AEE (Operaciones de la red) tiene Plan Operacional de Emergencia (EOP) preparado de acuerdo con el CPG 101 de FEMA (Desarrollar y mantener planes operacionales de emergencia) y cada división y planta de la AEE tiene un plan similar disponible en español; sin embargo, estos planes no se utilizaron de manera general en las respuestas a los huracanes Irma y María.

Actualmente, la AEE está haciéndole cambios sustanciales a sus planes existentes, tales como cambios en la delegación de autoridades del COE a los gerentes de operaciones para aumentar los niveles de rendición de cuenta y toma de decisiones. Además de estos cambios, el Plan de respuesta a la emergencia (ERP) se debe actualizar en inglés y español para incorporar las mejores prácticas y reflejar las lecciones aprendidas de la respuesta y recuperación de los huracanes Irma y María. Se estima que actualizar el ERP costar aproximadamente \$2 millones entre el 2019 y 2021.

El Grupo de Trabajo recomienda formar un Equipo de Respuesta a la Emergencia temprano en el 2019 para desarrollar el ERP. Los participantes deben incluir personal de la AEE, oficiales gubernamentales locales y federales y proveedores de ayuda mutua. Este equipo desarrollará la visión, pautas y objetivos para el ERP basado en el Plan operacional de emergencia (EOP) existente y en las mejores prácticas de la industria. Un aspecto importante de definir estos objetivos es identificar y priorizar los riesgos para determinar qué peligros y amenazas, tales como huracanes, ameritan atención especial en el ERP. La AEE y el Equipo de Respuesta de Emergencia desarrollarán la primera versión (30% de soluciones) de un ERP actualizado previo a la temporada de huracanes de 2019.



Elementos específicos del ERP incluirán:

- Un esquema formal para el Sistema de Mando de Incidentes (ICS) en Puerto Rico que alinee con las prácticas de FEMA y una lista priorizada de instalaciones críticas en las cuales hay que enfocarse en una emergencia.
- Instalaciones/localidades alternas identificadas para asumir las responsabilidades de ejecutar una respuesta de ICS en la eventualidad de que las localidades de San Juan o Monacillos no estuvieran disponibles.
 - La AEE actualmente está trabajando con la Universidad Interamericana (INTER) en un acuerdo colaborativo para usar la INTER como EOC Alterno en una emergencia.
- Identificar y acordar con el Gobierno central y los gobiernos locales cuáles serán las áreas de montaje.
- Diagramas y dibujos de la red.
- Capacidad para realizar una evaluación comprensiva de daños que incluya modelos estándares y una priorización de la infraestructura.
- Referencias a los MOU con las entidades de asistencia mutua.
- Listas de materiales y acuerdos y protocolos de las cadenas de distribución bien definidos.
- Plan de Comunicaciones con directorio y protocolos de intercambio de información.
 - Esto incluye una política, proceso y procedimiento para recopilar la disponibilidad del personal de la AEE para responder a una emergencia (p. ej., sistema de activación automatizado)
 - Incluye un proceso o procedimiento para usar equipo de comunicaciones temporero y portátil para suplementar el equipo de comunicación existente, tales como torres repetidoras portátiles y equipo y comunicaciones de maletín (computadora portátil, cargadores solares, baterías, teléfonos satelitales) para personal clave.
 - También incluye una Guía de referencia de bolsillo de la AEE para emergencias con la información de contacto importante (números de teléfono, delegación de autoridades, estructura del ICS).
- Una política de delegación de autoridad bien definida o un memorando a esos efectos para eliminar las lagunas en la línea de autoridad y responsabilidad por completar los trabajos si el empleado primario no está disponible.
- Procesos expeditos para despacho de aduana para la movilización y desmovilización en un evento de emergencia y protocolos de despacho para vehículos de apoyo.
- Planes de restauración y continuidad de negocios.

Una vez el ERP inicial sea redactado y aprobado por el liderato de la AEE y las parte interesadas durante el 2019, se debe distribuir a toda la fuerza trabajadora de la AEE, las agencias locales del orden público y a entidades de apoyo.



La solución del 30% del ERP también se debe seguir revisando y madurando durante los próximos 3 años para llegar a una solución comprensiva, de cerca de 100%. Las lecciones aprendidas luego de cada temporada de huracanes, así como nueva información o perspectivas, y prioridades actualizadas, se debe incorporar al plan.

El Desarrollo del ERP también debe nutrir el Programa de Manejo de Emergencias más amplio de la AEE, que debe incluir los recursos, políticas, procesos procedimientos y controles necesarios para apoyar la implementación del ERP. Un estudio de capacidad o flujo de trabajo podría ser necesario para determinar las capacidades y recursos necesarios para apoyar la ejecución del ERP.

Plan de Asistencia Mutua

Si bien la asistencia mutua mejoró significativamente la recuperación de la red después del huracán María, también hubo confusión y falta de planificación formal entre la AEE y los proveedores de asistencia mutua. Por tanto, un Plan de Asistencia Mutua ayudará a definir los roles y responsabilidades, los factores desencadenantes de eventos, la comunicación, los protocolos de reembolso de fondos y otras informaciones para apoyar una recuperación expedita en eventos de emergencia futuros. Se estima que desarrollar un Plan de Asistencia Mutua costará aproximadamente \$2 millones entre el 2019 y el 2021.

Para desarrollar un Plan de Asistencia Mutua, se debe crear un equipo dedicado (Equipo de Ayuda Mutua) temprano en el 2019. Cónsono con el COA-012, los miembros deben incluir representación de la AEE, el Gobierno de Puerto Rico, los proveedores de la asistencia mutua, el gobierno federal, entidades del sector privado y otros interesados. Este equipo desarrollará la visión, pautas y objetivos para el Plan de Asistencia Mutua. Además, el Equipo de Ayuda Mutua trabajará estrechamente con FEMA para diseñar e implementar una solución permanente para los escenarios de emergencia significativos de la AEE.

Antes de la temporada de huracanes del 2019, la AEE y el Equipo de Ayuda Mutua desarrollarán la primera versión (30% de solución) del Plan de Asistencia Mutua revisado.

Dada la limitación de tiempo, se espera que esta versión requiera maduración adicional. Algunos elementos específicos del Plan de Asistencia Mutua deben incluir:

- Identificación de los vehículos adecuados para los participantes de ayuda mutua.
- Definir los factores desencadenantes formales de eventos para asegurar que los proveedores de asistencia mutua estén alineados con la AEE; documentar estos elementos desencadenantes en acuerdos formales para alinear estos factores con el ERP.
- Definir protocolos de comunicación entre la AEE y los proveedores de asistencia mutua.

AVANCE DE COA

ENR COA-012

Coordinar la respuesta de emergencia federal y estatal con el sector privado.



- Identificar equipos listos para volar para llegar a la isla antes del despliegue más amplio para trabajar con la AEE identificando los recursos necesarios y confirmar los planes de despliegue para los proveedores de asistencia mutua.
- Definir un formato estándar para evaluación de daños que se pueda incluir en paquetes de trabajo para los equipos que se despliegan y cumplir con los requisitos para los reembolsos de FEMA.

Al igual que el ERP, esta versión revisada del Plan de Asistencia Mutua se debe circular, confirmar y completar antes de la temporada de huracanes de 2019. El Plan de Asistencia Mutua también se debe revisar anualmente para incorporar las lecciones aprendidas y actualizar información después de cada temporada de huracanes. Los participantes de la asistencia mutua también se deben confirmar anualmente mediante extensiones formales de los acuerdos. Cualquier cambio en el Plan de Asistencia Mutua se debe comunicar a todas las partes interesadas y puede requerir socialización y adiestramiento adicional.

Plan de suministro y logística

Varios de los retos medulares y significativos que hubo para iniciar, liderar y completar las actividades de restauración luego del huracán María correspondieron a las categorías de adquisición y manejo (logística) de recursos, cadena de suministros y gobernanza. Por lo tanto, el Grupo de Trabajo recomienda que se desarrolle un Plan de Suministro y Logística para identificar los procesos asociados con el premontaje, la comunicación, el proceso de adquisiciones, alojamiento y transportación durante y luego de una emergencia en Puerto Rico. Se estima que esta iniciativa para desarrollar un Plan de Suministro y Logística costará aproximadamente \$3 millones entre el 2019 y el 2021. Además, se estima que llevar los repositorios y áreas de montaje a condiciones operacionales para apoyar este plan costará aproximadamente \$50 millones entre el 2020 y el 2025.

El Grupo de Trabajo recomienda formar un Equipo de Suministro y Logística temprano en el 2019 para desarrollar el Plan, con representación de la AEE, el gobierno de Puerto Rico, el gobierno federal y el ejército, y el NYSC, entre otros. Este equipo desarrollará la visión, pautas y objetivos para el Plan de Suministro y Logística. Una tarea importante para el Equipo de Suministro y Logística será definir el rol de las agencias federales en el proceso de requisar, acelerar y manejar la entrega de materiales importantes de los suplidores en los EE. UU. continentales a la isla para un evento de emergencia. El equipo también debe revisar todos los materiales que tiene la AEE para suministros y logística, así como las mejores prácticas utilizadas en los EE. UU.



Desarrollar un Plan de Suministro y Logística (Previo a la temporada de huracanes del 2019)

Antes de la temporada de huracanes del 2019, la AEE y el Equipo de Suministro y Logística desarrollarán el primer borrador del Plan de Suministro y Logística. En vista del poco tiempo disponible, se espera que esta versión del plan sea una solución de 30% que necesitará madurarse más durante y después de la temporada de huracanes del 2019.

Elementos específicos del Plan de Suministro y Logísticas alinean con el ENR COA-009 e incluirán:

- Determinar las fuentes de suministro
 - Identificar las fuentes de suministro actuales
 - Trabajar con el personal de logística y suministro de la AEE, determinar los repuestos requeridos y sus fuentes de suministro.
 - Establecer contratos de suministros para emergencia.
 - Desarrollar un plan de acarreo (transporte)
- Determinar los repositorios y áreas de montaje
 - Examinar y evaluar los repositorios y áreas de montaje existentes que se han acordado con el gobierno central de Puerto Rico y con los gobiernos municipales; identificar deficiencias.
 - Establecer acuerdos formales para montaje donde sea apropiado con los gobiernos municipales.
 - Desarrollar recomendaciones para futuras áreas de montaje considerando la nueva red modernizada y su efectividad para ayudar a agilizar la recuperación.
- Trabajar con FEMA para determinar servicios generales tales como el premontaje, las comunicaciones, las adquisiciones, el alojamiento y la transportación.
 - Hacer prearreglos con hoteles y otros suministros esenciales (agua potable), etc.
 - Hacer prearreglos para las comidas y áreas donde cenar.
 - Hacer prearreglos para los sitios de trabajo, localidades del ICS y espacio para los equipos y brigadas de Asistencia Mutua.
 - Hacer arreglos para transportación (vehículos, camiones)
- Definir los procesos, protocolos y acuerdos de colaboración para el Centro de Operaciones Técnicas (COT) de Monacillo, incluyendo acuerdos para suministros de emergencia con suplidores de alimentos, combustible y agua cercanos al complejo de Monacillo, así como al EOC en Santurce (un centro de apoyo para el COT) y a los centros de operaciones regionales (COR)

AVANCE DE COA

ENR COA-009

Diseñar y construir una cadena de suministro de combustible para proveer una fuente de energía confiable



- Redactar un Plan de Recursos y Transportación.
- Trabajar asuntos relacionados con llegadas y salidas, puertos, aduana y entregas.

Igual que con el ERP y el Plan de Asistencia Mutua, esta versión del Plan de Suministro y Logística debe circularse, confirmarse y completarse antes de la temporada de huracanes del 2019.

Revisar y madurar el Plan de Suministro y Logística (2020+)

Aun cuando la solución de 30% del Plan de Suministro y Logística proveerá un esquema sólido en anticipación de la temporada de huracanes del 2019, es esencial que plan se siga revisando y madurando durante los próximos 3 años para llegar a una solución exhaustiva, cercana al 100%. En particular, las lecciones aprendidas y cualquier nueva información, consideraciones y actualización de prioridades surgidas se deben incorporar al Plan de Suministro y Logística. A largo plazo, el Plan de Suministro y Logística se debe revisar anualmente y los cambios se deben comunicar a las partes interesadas.

Un componente importante del Plan de Suministro y Logística es el desarrollo y mejoramiento de los repositorios centralizados y sitios para montaje. Se estima que entre el 2020 y el 2025 se establecerán y llevarán a condiciones operacionales cinco repositorios centralizados a un costo estimado de \$50 millones totales, o \$10 millones por año. Esto presume que cada almacén costará aproximadamente \$300 por pie cuadrado, en locales de 33,000 pies cuadrados. Este es un estimado general que deberá refinarse más una vez se confirmen las ubicaciones y los requisitos de capacidad. Estos costos variarán dependiendo de si se trata de un almacén que ya existe y necesita fortalecerse o si se necesita construir una estructura nueva en terrenos del gobierno o en terrenos privados.

Para mejorar la logística durante una emergencia, estos repositorios deben cumplir los siguientes criterios:

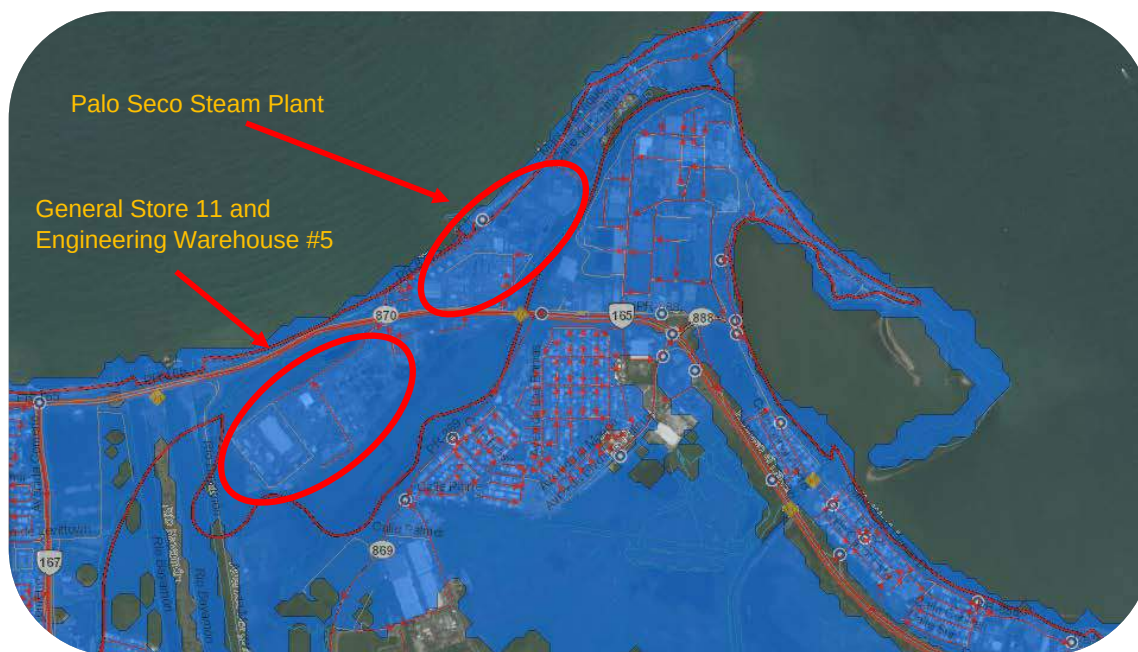
- Las estructuras deben tener ambientes controlados y estar reforzadas para almacenar y proteger el equipo adecuadamente.
- Las estructuras deben tener ubicaciones geográficas óptimas para un mantenimiento y restauración eficiente y efectivo. Esto incluye estar cerca de capacidades de transportación (p. ej., puertos, aeropuertos, avenidas), áreas de montaje y las áreas principales de restauración (p. ej., San Juan, Aguadilla, Ponce, Culebra, Vieques, Humacao).
- Los repositorios deben tener tanto equipo de repuesto para distribución como para la transmisión, para satisfacer todas las necesidades de las instalaciones e infraestructura que servirá.



Dado que la AEE tiene dos repositorios en Palo Seco y Ponce, se recomienda que, de ser factible, estos se usen como dos de los cinco almacenes centralizados, aunque se deben fortalecer, incluirles controles ambientales y modernizar. En particular, se debe realizar una evaluación del almacén de Palo Seco (Tienda general #11 y el Almacén de ingeniería #5) para determinar si se puede fortalecer adecuadamente o si necesita reubicarse porque está en un área de inundación de tsunami.

Si se determina que se debe reubicar, una posible ubicación para un nuevo almacén centralizado es el Municipio de Caguas, ya que es un municipio céntrico con acceso al norte y sur de la isla por el Expreso 52.

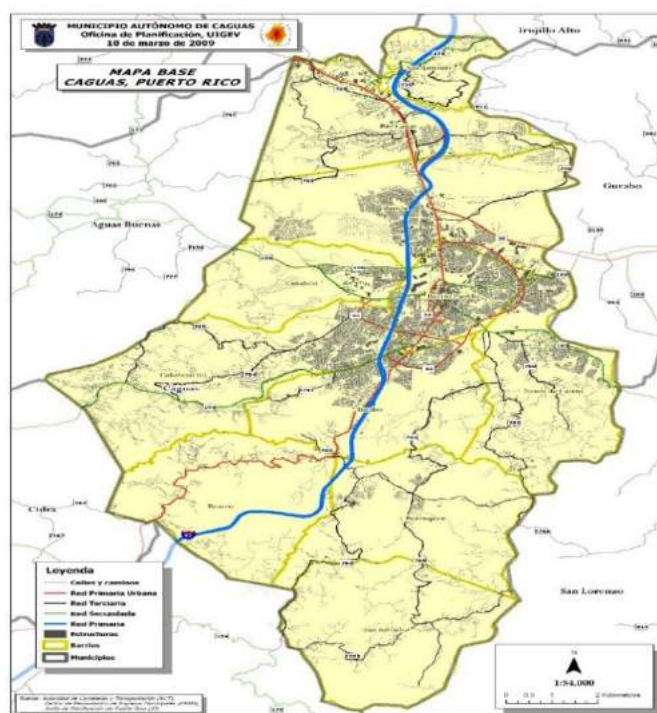
Figura 6-6. Mapa de la Planta de Palo Seco y almacenes en área inundable



Fuente: AEE, 20 de diciembre de 2018.



Figura 6-7. Mapa de Caguas (posible reubicación de almacén de Palo Seco)



Fuente: AEE, 20 de diciembre de 2018

Además del repositorio de Ponce y el de Palo Seco (o reubicado a Caguas), las ubicaciones potenciales para los otros tres repositorios que habría que construir son:

1. En el este de Puerto Rico en Roosevelt Roads (nuevo sitio en terrenos del Gobierno con suficiente terreno, pista de aterrizaje y puerto marítimo).
2. En la punta noroeste entre Aguadilla y Mayagüez (nuevo sitio cerca del sistema de autopistas del noroeste de Ponce y el Puerto de Mayagüez).
3. Al este de San Juan, como en Sabana Llana (terreno en abundancia, cerca de un sistema de autopista, el puerto de San Juan y el Aeropuerto Internacional).

Cabe mencionar que los resultados de la evaluación de reubicación de Palo Seco también determinarán la capacidad necesaria para este repositorio. Si el almacén se reubica a Caguas y tiene una capacidad significativa, el repositorio de Sabana Llana puede no ser necesario. Se necesitará completar un estudio más detallado de los repositorios y áreas de montaje existentes para refinar aún más estos sitios y estimados de costo.

Adiestramientos, mesas redondas y ejercicios prácticos para el ERP, el Plan de Asistencia Mutua y el Plan de Suministro y Logística

Los adiestramientos y ejercicios relacionados con el ERP, el Plan de Asistencia Mutua y el Plan de Suministro y Logística serán determinantes para la preparación de Puerto Rico para huracanes y otros eventos de emergencia futuros. Es mediante adiestramientos y ejercicios de práctica que el personal de



la AEE y otros participantes lograrán tener el conocimiento, destrezas y habilidades necesarias para ejecutar las tareas identificadas en los planes.

Aunque la AEE ha ofrecido cierto adiestramiento de respuesta a emergencia a su personal en cinco instalaciones (Monacillo, planta generatriz de San Juan, planta generatriz de Palo Seco, planta generatriz de Cambalache y planta generatriz de Costa Sur) y está en el proceso de adiestrar otro personal de operaciones de la red, los adiestramientos se deben ampliar para abarcar todos los planes descritos anteriormente y se deben ofrecer a todo el personal de la AEE. Los adiestramientos y ejercicios se deben ofrecer en un ciclo regular, incluyendo sesiones anuales y cuando los planes se actualicen.

Las siguientes tareas específicas se deben completar antes de la temporada de huracanes del 2019:

- Desarrollar un plan de adiestramiento con temas, fechas y participantes requeridos.
- Ejecutar el plan de adiestramiento para capacitar sobre los planes actualizados de Respuesta a la Emergencia, Asistencia Mutua y Suministro y Logística de la AEE a grupos ampliados del personal de la Autoridad.
- Desarrollar y ofrecer materiales educativos e informativos relacionados con los planes.
- Llevar a cabo una respuesta de emergencia, discutiéndola en mesa redonda paso a paso con todo el personal concerniente, basada en un escenario de un huracán Categoría 4 que se acerca, toca tierra y deja una estela de destrucción, para validar el ERP, el Plan de Asistencia Mutua y el Plan de Suministro y Logística.

La AEE y las entidades de apoyo también debe realizar evaluaciones “posteriores a las acciones” una vez pasen los huracanes para aprender de los problemas confrontados. Este ciclo de adiestramiento se debe repetir anualmente.

Estimado de costos

Las áreas principales de inversión para la preparación de emergencia incluyen:

- Repuestos, camiones y equipo (temporada de huracanes 2019): \$20 millones
- Repositorio y áreas de montaje (Red modernizada): \$50 millones
- Repuestos requeridos (críticos y con mayores tiempos de entrega) para servir 5-6 semanas (red modernizada): \$20 millones
- Reemplazo por ciclo de vida de camiones y equipo (red modernizada): \$15 millones
- Planes de Respuesta a la Emergencia y Asistencia Mutua: \$4 millones
- Planificación de suministro y logística: \$3 millones



Tabla 6-2. Áreas de mayor inversión en preparación para emergencias (\$M)

Áreas de mayor inversión	Costo (\$M)
Repuestos, camiones y equipo (Temporada de huracanes 2019)	\$ 20
Almacén y áreas de montaje (Red modernizada)	\$ 50
Repuestos requeridos (críticos y largo tiempo de reposición) para servir 5 o 6 semanas (Red modernizada)	\$ 20
Reemplazos de camiones y equipo al término de su vida útil (Red modernizada)	\$ 15
Respuesta de emergencia y planes de asistencia mutua	\$ 4
Planificación de suministro y logística	\$ 3

Fuente: Análisis de fondos para el Plan de Modernización

Como se describió en esta sección, estos son estimados aproximados basados en la información disponible al momento de redactar este plan. Muchos componentes de este estimado requirieron que el Grupo de Trabajo hiciera presunciones respecto al estado presente o futuro de la red. Hace falta estudios y análisis adicionales para refinar este estimado

6.3 Marco regulatorio y políticas

El Plan de Modernización global exige la transformación del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico, con inversiones sustanciales en un sistema de T&D fortalecido y más confiable, y con un giro significativo hacia recursos de generación renovables y distribuidos. La transformación visualiza aumentar la confiabilidad y resiliencia al reemplazar unidades de respuesta rápida ineficientes y poco confiables y unidades de generación de carga intermedia con combustible fósil por recursos más flexibles y eficientes, fuentes combustibles más confiables como el LNG y una cartera de generación de combustible más diversa y dispersa.

Para la implementación exitosa del Plan de Modernización, es necesario examinar y atender varios requisitos regulatorios y asuntos de política normativa (tales como los códigos y estándares de la industria, el IRP y los RPS), discutir posibles reformas y soluciones regulatorias, destacar las ventajas y desventajas de las diferentes opciones y esbozar un plan de implementación para ejecutarlo.

Códigos y estándares

Con el apoyo de expertos de la industria, la COR3 y la AEE están trabajando para identificar los códigos y estándares comúnmente aceptados en la industria y redactar criterios adicionales para regir el diseño y construcción del nuevo sistema de energía eléctrica. Este esfuerzo incluye revisar y actualizar los estándares actuales de la AEE y alinearlos con los estándares aceptados en la industria para mejorar la confiabilidad, resiliencia y capacidad de mantener la red eléctrica de Puerto Rico. La Oficina del Sector Energético (ESO) está proveyendo a FEMA la documentación de los códigos y estándares requeridos, lo cual es un requisito que se debe cumplir como parte de la evaluación de elegibilidad al solicitar fondos para proyectos permanentes.



Al momento se están desarrollando Documentos de Criterios de Códigos y Estándares (DCD, por sus siglas en inglés) para las siguientes disciplinas: distribución, transmisión, protección y control, subestaciones, aspectos civiles y estructurales y comunicaciones. El Equipo de Códigos y Estándares está revisando y actualizando la documentación y dibujos de diseño específicos de la AEE y creando nuevas definiciones y diseños donde sea necesario. Los dibujos están diseñados para proveer uniformidad en el diseño y construcción de los componentes eléctricos y detallar los requisitos de materiales y construcción que se usarán en la construcción de las nuevas instalaciones. Los documentos de códigos y estándares también proveerán las especificaciones para la contratación de empresas de ingenieros consultores y contratistas de construcción.

Plan de Recursos Integrados (IRP)

La AEE ha desarrollado un IRP para dirigir sus actividades de desarrollo de recursos y adquisiciones a corto, mediano y largo plazo. Conforme a los reglamentos del Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR) y en virtud de la Ley 57 de 2014, la AEE tiene la obligación de completar un IRP cada 3 años.

El IPR debe tomar en consideración lo siguiente:

- Una gama de recursos razonables para cumplir con la demanda de la AEE durante un periodo de 20 años.
- Una gama de condiciones de cargas.
- Evaluar tanto las opciones del lado del suministro como el de la demanda de recursos.
- Incluir un plan de acción a 5 años para dirigir la adquisición o contratación de recursos una vez se apruebe el IPR.

La AEE ha contratado a Siemens para ayudar con el trabajo analítico en el desarrollo del IRP. Siemens entregó los borradores y análisis preliminares en los meses de septiembre y octubre de 2018 y entregó su versión final del IRP el 13 de febrero de 2019 para revisión por el NEPR. Como los resultados del IRP visualizan un giro sustancial hacia recursos de energía renovable y tecnología de almacenamiento en baterías, la AEE también examinó consideraciones de transmisión y transferencia de potencia relacionados con el despliegue masivo de recursos renovables y almacenados.

El 14 de marzo de 2019, el NEPR emitió una Resolución y Orden para instruir a la AEE a revisar el IRP del 13 de febrero de 2019 para subsanar algunos asuntos procesales y completar análisis adicionales revisados producir un IRP que cumpla totalmente con los reglamentos y órdenes previos del Negociado. La AEE presentó un IRP revisado el 7 de junio de 2019, que implicó cambio al plan, particularmente en áreas relacionadas con la expansión de recursos renovables a corto plazo, el grado al cual la generación térmica a base de LNG es factible y costo-efectiva y la definición final e implementación de las redes aislables. El IRP resultante apunta a una transformación profunda de la matriz energética reduciendo la generación a base de combustible fósil para favorecer la generación solar. Respecto al combustible fósil, el IRP visualiza un uso sustancialmente mayor de LNG como fuente de combustible, con entre uno y tres terminales de LNG en tanqueros y un posible terminal de LNG en tierra en el área de San Juan.



El IRP detalla un plan de acción a 5 años que bosqueja una serie de pasos que la AEE proponen que se deben seguir para implementar los resultados del IRP. Según las normas vigentes del NEPR, las actividades de adquisición de generación de la AEE deben ser cónsonas con dicho plan de acción.

El plan de acción del IRP incluye los siguientes pasos:

- **Maximizar el ritmo de instalación de generación solar fotovoltaica para los primeros 5 años del plan (del 2019 al 2023).** La AEE planifica instalar hasta 1,800 MW de generación solar PV en el periodo de 2019 al 2023. Las solicitudes de propuestas (RFP) se publicarán para instalaciones de aproximadamente 250 MW de generación solar PV. La cantidad real que se instale dependerá en el precio de licitación que se reciba y en la habilidad de la AEE de interconectar proyectos de manera eficiente.
- **Instalar 920 MW en almacenamiento de energía en baterías durante los primeros 5 años del plan.** La cantidad de almacenamiento en baterías que se instale variará con el grado de penetración de la generación solar y también será influenciada por políticas reglamentarias tales como el enfoque utilizado para implantar las restricciones al uso de recursos de energía renovable. Nuevamente, las acciones recomendadas colocan a Puerto Rico en ruta hacia desarrollar un sistema de energía diverso y descentralizado, con mejor condición económica y confiabilidad.
- **Convertir las plantas de ciclo combinado de San Juan 5 y 6 en generatrices de gas natural.** Esta es una actividad de transición para mejorar la confiabilidad y economía de las plantas San Juan 5 & 6 y para mejorar la confiabilidad de la generación en el área de San Juan.
- **Instalar nuevas turbinas de gas (GT) capaces de quemar gas natural en contenedores.** Este plan de acción incluye el reemplazo de los recursos existentes de unidades de respuesta rápida en varios lugares alrededor de la isla, para usar nuevos recursos de respuesta rápida o tecnología más flexible de motores recíprocos de combustión interna (RICE). Los recursos de respuesta rápida fueron esenciales para proveer apoyo localizado tras el huracán María y son una fuente de suministro importante para apoyar el concepto de redes aislables en Puerto Rico. Sin embargo, la flota de unidades de respuesta rápida tiene deficiencias de disponibilidad y confiabilidad, por lo que el reemplazo de la flota es esencial para lograr niveles de confiabilidad y resiliencia a nivel de la industria en la isla.
- **Desarrollar un terminal de LNG con base en tierra en San Juan para suplir una nueva turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) y las plantas de CC de San Juan 5 y 6.** Esta acción está diseñada para crear una solución de combustible más sostenible y económica para la parte norte de la isla, con suministro de LNG disponible para proveer gas natural al Palo Seco y San Juan.
- **Instalar una CCGT en Palo Seco** para mejorar la confiabilidad y resiliencia en el área de San Juan y para mejorar la economía general de los clientes que pagan las tarifas de la AEE. Esta es una decisión que fortalece el sistema en cualquiera de los escenarios.



- **Extender un contrato renegociado con EcoEléctrica o, en su defecto, instalar una CCGT en Costa Sur cuando expire el contrato con EcoEléctrica.** El plan de acción del IRP contempla extender el contrato con EcoEléctrica a un precio reducido comparado con el PPOA actual. Este plan de acción también sugiere iniciar actividades para el desarrollo de una CC de reemplazo en Costa Sur para que la AEE esté en posición de adquirir la generación eficiente necesaria en caso de que las negociaciones con EcoEléctrica fracasen.
- **Desarrollar un terminal flotante de LNG en Mayagüez.** Los recursos de respuesta rápida existentes en Mayagüez son las plantas de ciclo simple más eficientes en la flota de la AEE, por lo que resulta económico llevar LNG de un terminal flotante para suplir combustible a esos recursos.
- **Desarrollar un terminal flotante de LNG en Yabucoa.** Según el plan de acción, este terminal supliría una CCGT en el área de Yabucoa o Caguas para mejorar la confiabilidad y resiliencia de la parte norte de la isla, incluyendo a San Juan.
- **Instalar una CCGT e Yabucoa o Mayagüez.** El plan de acción del IRP incluye una unidad de CCGT en Yabucoa, incluyendo el desarrollo de un terminal flotante de LNG. El plan también sugiere iniciar actividades para desarrollar una CC en Mayagüez como apoyo en caso de que el desarrollo de instalaciones o contratos de LNG en lugares como Yabucoa fracasen.
- **Actualizar la red de transmisión para apoyar la red aislable.** El IRP también incluye el concepto de redes aislables. Este concepto se adelanta como mecanismo para mejorar la confiabilidad eléctrica general de la isla, particularmente en la eventualidad de que ocurra otro huracán intenso. Ambos escenarios incluyen inversiones sustanciales en el sistema de transmisión para apoyar la implementación potencial de las redes aislables.

La Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17 de 2019, pone a Puerto Rico en la ruta correcta para lograr la meta de 100% de energía renovable para el 2050. La implantación de esta ley requerirá más cambios al IRP y el plan de acción.

Dado que el IRP es el plan oficial para la AEE y para Puerto Rico, la implementación del Plan de Modernización se ajustará a tono con el plan final aprobado por el Negociado Energético de Puerto Rico. Los asuntos regulatorios discutidos a continuación aplican como factores a considerar durante la implementación del plan, independientemente de forma exacta del IRP final.

Estado futuro

El Plan de Modernización contempla una inversión sustancial en recursos de energía renovable y facilidades de almacenamiento de energía, así como una expansión significativa en la capacidad para importar LNG. Además, las iniciativas de políticas energéticas para Puerto Rico también visualizan un aumento en inversión privada en el sector de la generación, con nuevos recursos privados renovables, de almacenamiento y de generación fósil señalados para desarrollo, y la posible privatización de generación existente.



La sección de marco regulatorio y políticas del Plan de Modernización tiene el propósito de identificar áreas clave en las que se puedan necesitar reformas o el desarrollo de políticas para asegurar que el IRP resultante se pueda implementar tan efectiva y eficientemente como sea posible. Muchas de estas áreas también se atenderán durante la implementación de la Política Pública Energética de Puerto Rico, promulgada por la Ley 17 de 2019.

Una meta importante de esta iniciativa es identificar áreas donde se pueden encontrar posibles retos para la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico y examinar cambios en el marco regulatorio y políticas normativas que puedan ayudar a subsanar o contrarrestar estos retos. Muchas áreas de posibles retos surgen debido a la gran dependencia en fuerzas privadas y competitivas en la industria.

Guía de implementación

Las áreas específicas donde se deben explorar iniciativas de regulación se discuten en las siguientes secciones. Los costos estimados para implementar los cambios en el marco regulatorio son \$12 millones.

Procesos y estudios para la interconexión de la transmisión

Con un plan para desarrollar generación solar fotovoltaica sustancial en la isla, el tema de proveer interconexión y accesos a transmisión de energía no discriminatorios es un área importante de política. En los mercados de los EE. UU. continentales donde ya hay actividad considerable de plantas de energía solar en desarrollo, la magnitud de peticiones de estudios de interconexión para proyectos y de accesos de transmisión ha sobrecargado rápidamente a las empresas de servicio de electricidad y a los operadores independientes de sistemas a cargo de realizar los estudios de interconexión. Esto ocurrió porque el acceso a la transmisión y la capacidad de interconexión son elementos clave que afectan el desarrollo exitoso de un proyecto y se necesitan tiempos de espera relativamente extensos para estudiar el sistema de transmisión y hacer evaluaciones de viabilidad y de las actualizaciones que se deben hacer a la red. Esto ocasiona que los desarrolladores opten por adquirir opciones para terrenos donde establecer proyectos, desarrollen los dibujos y detalles de diseño de ingeniería y radiquen solicitudes para los estudios de interconexión. En muchos casos, las solicitudes pueden variar y abarcar múltiples configuraciones de proyectos, que requieren múltiples estudios de transmisión.

Para asegurar que la AEE no se sobrecargue con solicitudes de estudios de interconexión, que causen retrasos e incertidumbre en los ciclos de desarrollo de los proyectos, sería conveniente examinar las políticas reglamentarias y los procesos que rigen las opciones de interconexión actualmente para comprobar que el proceso sea justo, no discriminatorio y eficiente. Según estas normas, cualquier generador con una clasificación de capacidad mayor de 5 MW se considera un productor de energía a gran escala y su interconectividad se evalúa bajo la categoría de un proceso de compra de energía (acuerdo de compra de energía) u otros servicios, según aplique.

Las normas de interconexión para los proyectos de DER de 5 MW o menos que se conectan a la red de transmisión requieren que la AEE complete una evaluación de interconexión dentro de un plazo de 120 días de recibir la solicitud completa. Para proyectos de DER de 1 MW o menos que se conectan al sistema de distribución de la AEE, las normas de interconexión proveen términos más rápidos, siendo los



proyectos de 10 kW o menos los que reciben las revisiones más rápidamente. Las normas también identifican la documentación requerida que los desarrolladores del proyecto deben presentar y un proceso para trabajar con la AEE en casos donde se requieren documentación adicional.

Los proyectos solares a gran escala por lo general son de capacidades mayores de 5 MW y en los EE. UU. promedian 60 MW. No sería conveniente para los clientes de la AEE procurar recursos de energía solar a gran escala a través de un programa de medición de energía neta (NEM).

Estas normas de interconexiones están sujetas a revisión con la aprobación de la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17 de 2019. La implementación exitosa de la transformación de generación requerirá que Puerto Rico examine los procesos de interconexión y desarrolle políticas y procedimientos estandarizados para abordar la interconexión de proyectos desarrollados para vender energía a la AEE mediante acuerdos de compra de energía, tarifas de alimentación garantizada u otros mecanismos de adquisición.

Para que Puerto Rico pueda integrar grandes cantidades de generación solar, no solo es importante que las normas de interconexión provean un acceso a transmisión justo y no discriminatorio, pero también que permitan crear un proceso racional de turnos y estudios para que la AEE pueda manejar el proceso de manera realista y eficiente.

Respecto al desarrollo del proceso de interconexión en general, hay ciertas consideraciones que se deben examinar y posiblemente adaptar a base de los estudios y enfoquen que han demostrado ser exitosos en otras jurisdicciones:

- Establecer estructuras de tarifas estándares para proyectos de interconexión que no requieran actualizaciones a la red o refuerzos en la transmisión relacionados.
- Desarrollar informes previos a la solicitud, que se hagan disponibles a los desarrolladores de proyectos por una tarifa fija, que provean información resumida de la interconexión y transmisión en una ubicación dada.
- Publicar información sobre los puntos de interconexión preferidos, tanto desde la perspectiva de costo como desde la del calendario del proceso de revisión.
- Publicar las clasificaciones de capacidad e información técnica de las líneas y subestaciones para revisión y uso de los desarrolladores de proyectos puede ser beneficioso para que los proyectos sean ubicados en lugares preferidos para la conexión eléctrica. Algunos estudios indican que proveer esta información por adelantado también reduce la cancelación de proyectos, por lo que tiene el potencial de reducir la carga de estudios de interconexión para la AEE y de focalizar los recursos en los proyectos con mayores probabilidades de interconectarse con éxito.
- Proveer un proceso de interconexión acelerado a base del tamaño y localización favorable del proyecto. Desarrollar un proceso escalonado de revisión para proyectos que requieran una revisión más detallada.
- Publicar una lista de costo de equipos para inversiones de interconexiones comunes. Publicar costos de interconexiones típicas para proyectos de tamaños y ubicaciones similares.



- Desarrollar un proceso de asignación de pareo de costos para mejoras de interconexiones comunes (financiadas inicialmente por la primera interconexión de proyectos, pero por pareo proporcional de costos para interconexiones subsecuentes).

Selección de sitios para proyectos de energía renovable

Otro reto clave para la transformación del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico hacia un sistema más resiliente con energía distribuida, se centra en la importancia de ubicar la generación nueva en los lugares más ventajosos. El Equipo de Trabajo expresó tener la meta de diseñar un enfoque de sistema colector para interconectar la generación solar fotovoltaica y proyectos de almacenamiento en baterías.

Con este enfoque, se alentará, y posiblemente incentivará, a los proyectos privados de energía solar en desarrollo a que se ubiquen en áreas que facilitan la conexión a subestaciones comunes para que varios proyectos puedan interconectarse en el mismo lugar.

Este enfoque propicia una planificación más racional del sistema de T&D y para la integración más rápida de recursos renovables en la isla. También mejora la eficiencia de las operaciones del sistema según se vayan integrando esos recursos. Esta es otra área clave para el desarrollo de políticas regulatorias en términos de apoyar un proceso de planificación que use un diseño de sistema colector y asegurar que el proceso de interconexión y la estructura potencial de asignación de costos, tarifas e incentivos dirija a los desarrolladores de generación a seguir ese proceso.

Las opciones de políticas que se deben considerar en esta área son:

- ¿Qué políticas o incentivos se necesitan para incentivar a los desarrolladores de generación a conectarse en los lugares preferidos? Se pueden desarrollar incentivos adecuados mediante diferencias en costos de conexión o mediante la aplicación de penalidades o bonos para estimular la interconexión en lugares preferidos.
- ¿En qué medida se pueden usar los mecanismos de calificación de preferencias usados en los procesos de RFP realizados por la AEE tanto para limitar el número de estudios de interconexión necesarios como para crear incentivos adecuados para que se usen los lugares de interconexión preferidos?
- ¿Acaso sería beneficioso para Puerto Rico utilizar una estructura de tarifas de alimentación garantizada para incentivar que los proyectos de energía renovable se conecten en los lugares preferidos y para atraer los niveles deseados de desarrollo de energía renovable?
- ¿Cómo otras jurisdicciones han atendido este asunto?
- ¿Cómo se asignarán los costos de interconexión a los proyectos si la AEE construye un sistema colector y subestaciones en anticipación al desarrollo del proyecto, o demasiado grande respecto a los proyectos en turno para conectarse?



Desarrollo solar comercial y residencial

Con la expansión sustancial de generación solar que se espera en la isla, será necesario y conveniente lograr que parte de esos recursos usen los techos comerciales y residenciales, en lugar de depender totalmente de los proyectos que la AEE desarrolle en parques solares. Como la geografía de la isla tiene muchas áreas con pendientes empinadas o vegetación tupida, es aparente que establecer parques solares en gran escala puede confrontar dificultades, o a lo sumo altos costos. El Grupo de Trabajo entiende que será beneficioso explorar las opciones de políticas regulatorias para maximizar el uso de paneles solares en los techos, siempre que el costo no sea prohibitivo y que su desarrollo no perjudique a los clientes de la AEE que no puedan participar. Por ejemplo, el IRP de la AEE pronostica que habrá una expansión a 362 MW de generación solar privada para el 2029 y de 807 MW para el 2038.

AVANCE DE COA

ENR COA-027

Establecer legislación para transformar el sector de la energía

En muchas jurisdicciones, la adopción de paneles solares en los techos ha ocurrido mediante programas de medición de energía neta (NEM), particularmente para expansión de paneles solares en el sector residencial. La NEM es atractiva para clientes residenciales, porque facilita la implementación de paneles solares en sitios residenciales y es conveniente para los clientes. El nivel de precio efectivo para la producción de energía solar en un esquema de NEM es el costo del servicio englobado para cada clase de clientes envueltos.

Este nivel de costos provee un subsidio para clientes de la NEM porque se les compensa a niveles que reflejan los costos englobados de T&D del sistema de la entidad, además de por el costo de la generación. Sin embargo, para los clientes que no pueden costear los paneles solares, o que residen en apartamentos o condominios que no les permiten instalar su propia tecnología solar, un programa de NEM puede crear diferencias en los costos que los pone en desventaja. Como parte de la estrategia de transformación, otra área de posible acción en la regulación es examinar el diseño de una NEM, o formular una estructura de precios para la generación solar comercial y residencial que conduzca a la instalación económicamente ventajosa de paneles en los techos en residencias, pero que no cause cambios injustos en los costos para los clientes de bajos ingresos o los clientes que no pueden participar en programas de NEM.

Muchos estados y jurisdicciones a nivel global están reevaluando las tarifas cobradas por la generación solar a nivel de la red y a nivel del cliente individual para desarrollar esquemas de tarifas que paguen con mayor precisión por los DER a base de su valor por ubicación al tiempo que balancean adecuadamente los costos transferidos a todos los clientes. Hay muchos esfuerzos en los EE. UU. y alrededor del mundo para reexaminar las tarifas de la energía solar distribuida, mayormente estructurados en esquemas de medición de energía neta para desarrollar sistemas de compensación



más sofisticados a base del valor por localización³⁹ El desarrollo de una interconexión efectiva y esquemas de tarifas modernos serán pasos determinantes para adelantar los procesos de ajustes al marco regulatorio y las políticas para contar con una red diseñada para integrar más recursos renovables.

El Grupo de Trabajo entiende que se deben explorar varias opciones de políticas normativas para atender los siguientes asuntos:

- ¿Cómo han funcionado las políticas de medición de energía neta en Puerto Rico? ¿En qué han sido exitosas y en qué han fallado?
- ¿Cuál es la mejor manera de implementar el programa de la NEM esbozado en la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, Ley 17 de 2019?
- ¿Qué políticas proveerán los incentivos apropiados para ubicación y tamaño, además de minimizar el subsidio cruzado?
- ¿Qué alternativas a las NEM se han implementado o estudiado en la industria y cómo se podrían adaptar para usarse en Puerto Rico?
- Si FEMA ofrece fondos para paneles solares en los techos, ¿qué políticas respecto a titularidad se deben adoptar? ¿Proveería esto una oportunidad para que los clientes de bajos recursos pudieran optar por la generación solar en techos?
- ¿Debe Puerto Rico desarrollar aún más sus opciones de generación solar para la comunidad de manera que los residentes que viven en condominios y complejos de apartamentos (o que no pueden participar en programas de paneles solares por otras razones) tengan más posibilidades de participar en programas de compra de energía solar?

Cumplimiento con PURPA

A la fecha, la AEE y Puerto Rico no han tenido desarrollos de proyectos en gran escala que hayan ocurrido en cumplimiento con la Ley Federal de Política Regulatoria para Entidades Públicas de Electricidad (Public Utility Regulatory Policy Act of 1978 [PURPA]). Bajo PURPA, los proyectos de energía renovable con capacidad de 80 MW o menos pueden ser elegibles para obtener un estatus de entidad cualificada (QF, por sus siglas en inglés). Con el estatus de QF, un proyecto puede tener derecho a vender a la AEE la capacidad y energía que produce a una tarifa de costo evitado. Con la expansión de recursos de energía renovable que se pretende para la isla, muchos proyectos pueden solicitar estatus de QF para vender su producción a la AEE a un costo evitado. A Puerto Rico le conviene obtener recursos renovables mediante un proceso competitivo, en lugar de mediante un proceso basado en el cumplimiento con PURPA.

El cumplimiento con PURPA se implementa a nivel estatal, con supervisión de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC). Para propósitos de PURPA, Puerto Rico cae bajo la definición de estado. En los estados donde los proyectos de energía renovable han recibido pagos del tipo de costos evitados,

³⁹ Por ejemplo, vea el valor de recursos de energía distribuida actual o “VDER” (por sus siglas en inglés) del New York Department of Public Service, Caso # 15-E-0751



dichos costos evitados se calculan a base del costo marginal de energía y capacidad para la entidad compradora. En Puerto Rico, este enfoque podría resultar en que se paguen tarifas de costos evitados calculadas a base de los costos de combustibles fósiles, lo cual resultaría en un sobrepago de los recursos renovables de entidades cualificadas (QF). Un enfoque de esta naturaleza desalentaría la reconstrucción y transformación eficiente del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico. El Grupo de Trabajo entiende que este asunto se debe examinar en un proceso que considere el marco regulatorio y que se deben desarrollar estrategias para cumplir con PURPA, con las radicaciones pertinentes ante la FERC.

Algunas preguntas importantes que se deben examinar respecto los procesos regulatorios incluyen:

- ¿Cuál es un enfoque apropiado al tema de los costos evitados para Puerto Rico? La FERC ha aceptado enfoques de tecnologías específicas a costos evitados que Puerto Rico puede querer explorar.
- ¿Cuáles otras opciones de políticas se deben adoptar para evitar sobre pagar por los proyectos de QF? Otra estrategia potencial para cumplir con la PURPA es usar procesos de RFP para seleccionar los proyectos más competitivos y establecer que el precio de licitación del proyecto ganador como su costo evitado.
- ¿Qué radicaciones a la FERC se necesitan para implementar las opciones de políticas preferidas?

Modelo del marco regulatorio

El marco regulatorio y la estructura de tarifas generales de Puerto Rico se complican con la quiebra actual, la privatización y las iniciativas de desregulación, así como con la introducción de fondos públicos de FEMA para financiar una porción de las inversiones. El aumento que se anticipa en el desarrollo de microrredes, los productores independientes de energía y la posible formación de cooperativas complica aún más el panorama regulatorio futuro.

Como un área potencial de reforma, la estructura regulatoria actual puede necesitar examinarse para delinear cómo funcionaría con un sistema de energía eléctrica transformado en Puerto Rico. En congruencia con el ENR COA-027, sería conveniente modificar la estructura regulatoria para acomodar la transformación más eficientemente.

Como parte de esta evaluación, examinar y adoptar elementos clave de modelos regulatorios alternativos y cambios regulatorios que se están implementando en los EE. UU. continentales puede resultar beneficioso para Puerto Rico.

Opciones de la Ley Jones

La Ley de la Marina Mercante de 1920, también conocida como la Ley Jones, originalmente fue diseñada para crear una red segura de marina mercante dentro de los Estados Unidos posterior a la Primera Guerra Mundial, como reacción a la destrucción de la flota de los EE. UU. por la marina alemana. La Ley Jones requiere que todos los bienes transportados entre puertos de bandera estadounidense se transporten en embarcaciones estadounidenses (operados primordialmente por estadounidenses). La Ley tiene el propósito de garantizar que los EE. UU. tenga una marina mercante que pueda transportar



bienes entre sus puertos, aumentar la seguridad nacional en tiempos de guerra y apoyar una industria de transporte marítimo estadounidense. La Ley Jones también identifica las responsabilidades de la industria de transporte marítimo respecto a la seguridad y bienestar de la tripulación de los barcos. Protege los derechos de los marineros para evitar que sea explotados, requiere compensaciones por lesiones debidas a la negligencia de los patronos y establece requisitos de seguridad.

En el marco de la Ley Jones, cualquier embarcación puede entrar a Puerto Rico. Sin embargo, para la transportación de bienes entre dos puertos estadounidenses, ese transporte se debe llevar a cabo por una embarcación construida en los EE. UU. y operada mayormente por estadounidenses. La ley también restringe la transportación de embarcaciones extranjeras, si esas embarcaciones también tienen entregas en otros puertos en los EE. UU. continentales.

Algunos estudios han indicado que los costos de transporte marítimo a Puerto Rico son materialmente más altos por la Ley Jones. Como el Grupo de Trabajo contempla importaciones sustanciales de LNG, y de equipo capital para completar el esfuerzo de transformación, obtener una exención de la Ley Jones tiene el potencial de disminuir significativamente los costos de la modernización de la red eléctrica en Puerto Rico. Los requisitos de la Ley Jones fueron levantados por la Administración Trump luego del huracán María, pero la dispensa fue por solo 10 días y no fue renovada ni extendida.

A falta de legislación, para obtener una dispensa a largo plazo se debe hacer una petición al Departamento de la Defensa que establezca que la dispensa es necesaria para la defensa nacional, u obtener una determinación de la Administración Federal de Transporte Marítimo de que hay una escasez de embarcaciones que cumplan con la Ley Jones. Además, el Secretario de Administración de Seguridad Nacional también debe declarar que la dispensa favorece los mejores intereses de la defensa nacional antes de que se apruebe. Estos son obstáculos difíciles y requerirían mucha cooperación del gobierno federal. Podría ser posible obtener una dispensa para la importación de LNG, ya que actualmente no hay embarcaciones para ese transporte que cumplan con la Ley Jones en operación ni en construcción.

Como alternativa, la Ley Jones podrá revisarse por la vía legislativa y considerar la opción de derogar los requisitos de la ley para Puerto Rico. Recientemente, la Cámara de Representantes de Puerto Rico anunció que pediría al Congreso de los EE. UU. una dispensa permanente. Medidas legislativas anteriores que pretendían disponer una dispensa permanente de la Ley Jones para Puerto Rico, presentadas ante el Senado de los EE. UU. después del huracán María, no han avanzado en el proceso legislativo. El Grupo de Trabajo se mantendrá pendiente de las actividades que contemplen una dispensa de la Ley Jones y desarrollarán estimados de los ahorros potenciales para Puerto Rico si se concediera una dispensa permanente.





CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS



7. CONCLUSIÓN Y PRÓXIMOS PASOS

En este Plan de Modernización, el Grupo de Trabajo ha detallado los programas de reparación, reconstrucción y rehabilitación y los gastos de capital que hacen falta en el sector de energía de Puerto Rico. Los programas de rehabilitación son necesarios para reparar y reconstruir el daño permanente ocasionado por los huracanes Irma y María a finales del 2017 en el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico, y para lograr niveles de confiabilidad y resiliencia a la altura de los estándares de la industria. El Plan de Modernización bosquejado en este documento reconoce la geografía y demografía singulares de Puerto Rico y los escollos que esas particularidades crean para alcanzar niveles de confiabilidad y resiliencia eléctrica a los niveles estándares de la industria.

La rehabilitación estratégica del Plan de Modernización adopta tecnologías que estuvieron funcionaron bien durante los huracanes y reemplaza las tecnologías que fallaron. La estrategia de rehabilitación también desarrolla un sistema de energía eléctrica más descentralizado en Puerto Rico, adaptado para la geografía, demografía y dispersión poblacional de la isla, y usa un mayor grado de recursos renovables distribuidos (DER) y microrredes en secuencia con un sistema de T&D rehabilitado y fortalecido. El sistema rehabilitado demostrará ser mucho más capaz de resistir y reaccionar a eventos de huracanes, preservará las inversiones ya realizadas por FEMA (y otras fuentes) y propiciará que Puerto Rico disfrute la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico a niveles de desempeño mucho más cercanos a los estándares de la industria.

Significativamente, la estrategia recogida en este plan también reconoce los cambios significativos necesarios en las áreas de “Gente, Procesos, Organización, y Desempeño” que accionan las operaciones de las entidades públicas de servicio eléctrico. Más aún, la cantidad de cambio que se introducirá a las “formas de trabajar” legadas y las culturas organizacionales relacionadas serán significativas y se deberán manejar proactivamente según se desarrollen los planes detallados del proyecto.

Próximos pasos

El Grupo de Trabajo reconoce que hay varias áreas técnicas en las que sería beneficioso realizar estudios adicionales y refinarlas luego de esta publicación. En esos casos, la COR3 continuará colaborando con la AEE para asegurar que los estudios y análisis necesarios se completen. Un ejemplo clave de esto es el IRP de la AEE, que fue presentado al Negociado de Energía de Puerto Rico el 13 de febrero de 2019, y una segunda versión presentada el 7 de junio de 2019, y todavía está siendo revisado según las directrices del Negociado. Además, se emprenderá un desglose más detallado y una planificación al próximo nivel de los flujos de trabajo tanto de la tecnología de la red de T&D como de la preparación empresarial. Esto ayudará a priorizar los proyectos a base de necesidad y valor o beneficio para la AEE y para el sector energético en general. Los programas identificados en el Plan de Modernización se usarán como guía para la Oficina del Sector Energético (ESO) y la AEE ejecutará el programa de recuperación y reconstrucción del sector energético.

Bajo la dirección y supervisión de la COR3, el PLAN DE LA RED se usará para desarrollar Hojas de Trabajo para revisiones y potencialmente para obtener fondos de FEMA; de ser necesario, también se evaluarán fuentes de financiamiento alternas. El Grupo de Trabajo ha incluido una categorización inicial de fuentes



de fondos y la COR3 está comprometida a trabajar estrechamente con FEMA y otros interesados para encontrar la mejor ruta para reconstruir un sistema de energía eléctrica en Puerto Rico con la capacidad de proveerle al pueblo de Puerto Rico niveles de confiabilidad y resiliencia a la altura de los estándares de la industria.

Las actividades que se deben ejecutar una vez publicado el Plan de Modernización, incluyen:

- **Presentaciones a las partes interesadas** – Se identificarán los grupos interesados en Puerto Rico y se abordarán para asegurar que entiendan completamente los beneficios del Plan de Modernización para la isla. Es imprescindible que los grupos de influencia y organizaciones de Puerto Rico identifiquen la modernización del sistema de energía eléctrica como el promotor principal del desarrollo económica de la isla. Una energía eléctrica confiable combinada con telecomunicaciones, servicios de agua y transportación se consideran los sistemas salvavidas — como se identifica en el Plan de Recuperación del Gobernador. El Plan de Modernización es el plan de Puerto Rico para “transformar el sistema de energía eléctrica para garantizar un sistema eléctrico centrado en el cliente, asequible, confiable y adaptable que incorpore más recursos renovables, microrredes y DER, propulse nuevos negocios y oportunidades de empleo y pueda sustentar el bienestar de los residentes”.
- **Tecnologías emergentes y centro de investigación y desarrollo** – La COR3 incursionará en actividades para establecer un centro (preferiblemente con una de las principales universidades en Puerto Rico) para proveer una vía para apoyar de lleno la validación y verificación de sistemas y tecnologías facilitadoras esenciales.
- **Planificación detallada de capital para el sistema de energía de la AEE** – Utilizando como base el Plan de Modernización la COR3 trabajará con la AEE para cristalizar el próximo nivel de planificación, calendarización y presupuesto para el sistema de energía de la AEE tomando en consideración diversos escenarios. Estos planes dirigirán el despliegue de capital y la eficiencia de ejecución de los esfuerzos de reconstrucción.
- **Planificación detallada de capital para la tecnología e infraestructura de comunicaciones de la AEE** – Utilizando los programas centrados en tecnología esbozados en el PLAN DE LA RED, la COR3 trabajará con los equipos de tecnología de la AEE para detallar la secuenciación e integración de los sistemas de IT/OT, las actualizaciones de redes de comunicaciones y sus actividades asociadas de seguridad cibernética.
- **Preparación para situaciones de emergencia** – La temporada de huracanes del 2019 se acerca rápidamente y la preparación es un aspecto fundamental para asegurar que las inversiones en proceso en los esfuerzos de reconstrucción para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico armonicen con la efectividad organizacional en planificación y ejecución de sistemas de energía.





APÉNDICES



APÉNDICE A. GLOSARIO

Término	Definición
Sistemas de Manejo de Distribución Avanzada (ADMS, por sus siglas en inglés)	Un ADMS es una plataforma de manejo de redes eléctricas que integra las operaciones de distribución con el manejo de interrupciones y los sistemas SCADA, manteniendo un solo modelo operacional de la red de distribución basado en el modelo según construido.
Conmutador de Alimentador Automatizado	Proceso que automáticamente aísla y reconfigura las fallas a lo largo del sistema de distribución o transmisión mediante sensores, controles, interruptores y sistemas de comunicación para limitar las interrupciones.
Sistema de Administración de Activos (AMS)	Un AMS le provee a las empresas de servicios públicos un medio para gerenciar sus componentes de infraestructura para extender su vida útil, reducir los costos de mantenimiento, y atender puntos potenciales de fallas.
Cable	Un conductor con aislamiento, o un conductor trenzado con o sin aislamiento y otras cubiertas (cable monoconductor), o una combinación de conductores aislados unos de otros (cable multiconductor).
Capacidad	La producción máxima de electricidad que un generador puede producir bajo condiciones ideales.
Circuito	Un conductor o sistema de conductores a través del cual se pretende que fluya una corriente eléctrica.
Ciclo combinado (CC)	Una forma de generación de energía que captura el calor que escapa, por lo general de una o múltiples turbinas de combustión (CT), para crear energía eléctrica adicional más allá de la creada por la simple CT y aumentar la eficiencia total de la unidad, generando más producción con el mismo nivel de combustible.
Turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT)	Tecnología de generación de energía que utiliza turbinas propulsadas por gas para crear energía y luego captura el calor resultante para crear vapor, que a su vez alimenta turbinas de vapor para aumentar la producción de energía y eficiencia.
Turbina de combustión	Una forma de generación de energía que fuerza aire hacia una cámara calentada mediante la combustión de algún tipo de combustible (por lo general diésel o gas natural), que causa que el aire caliente se expanda y propulse la circulación de una turbina que hacer girar un generador eléctrico para producir electricidad.
Conductor	Un cable o una combinación de cables no aislados unos de otros, apropiados para transferir una corriente eléctrica.
Sistemas de información de clientes	El mercado de sistemas de información del cliente de una entidad de servicios públicos (CIS) está compuesto de compañías de servicio en busca de paquetes de aplicaciones listos para usarse que atiendan los procesos críticos del negocio de contadores inteligentes para facturación (M2C) y los procesos de servicio al cliente. Las funciones que el M2C abarcan incluyen: mantenimiento de cuentas, procesamiento de órdenes, manejo de productos y servicios, diseño de tarifas, facturación, cobro de créditos, cuentas por cobrar, preparación de estados y procesamiento de pagos.
Herramientas de evaluación de daños y respuesta de emergencia	Plataforma centralizada con componentes móviles para acceder y responder a los sistemas de emergencias. Estos sistemas coordinan activos, personas y tecnología para responder más efectivamente a las situaciones de desastre.
Analíticas de datos	Aplicaciones y sistemas que deducen entendimiento de fuentes de información cruda basada en activos mejorados, operaciones de redes eléctricas y sistemas de servicio al cliente tales como DER y estrategias de manejo de demanda (DR).
Centro de Datos	Ubicación centralizada de sistemas informáticos y de comunicaciones.
Interruptores de desconexión	Los interruptores de desconexión o interruptores (disyuntores) de circuito se usan para aislar equipos o para redirigir corriente en una subestación.
Comunicación de distribución	Sistemas de comunicaciones que proveen la habilidad de monitorear y controlar la distribución de activos en una subestación, alimentadores y clientes.
Recursos de energía distribuidos (DER)	Activos físicos y virtuales que están desplegados a lo largo de la red eléctrica de distribución, típicamente cerca de una carga, y usualmente detrás del contador, que se pueden por individual o juntos para darle valor a la red, a los clientes individuales, o a ambos.



Término	Definición
Sistema de manejo de recursos de energía distribuidos (DERMS)	Un DERMS permite llevar un control optimizado de la red eléctrica y los DER (en la medida en que la entidad de servicio público puede despachar y controlar los DER). Para minimizar interrupciones al servicio y la presencia de cargas fantasmas, las entidades necesitan gerenciar la red eléctrica con mayor proactividad. Algunos casos comunes incluyen la optimización del índice voltaje/voltamperio reactivo, calidad del manejo de la energía eléctrica y la coordinación del suministro de los DER (cuando sea posible) para apoyar las necesidades operacionales.
Sistema de Distribución	Un sistema que origina en una subestación de distribución e incluye las líneas, los postes, los transformadores y demás equipo necesario para llevar servicio de energía eléctrica a los clientes con los voltajes requeridos.
Sistema de Manejo de la Distribución	Un DMS es un paquete de aplicaciones informáticas que sirve para manejar las operaciones de un sistema de distribución eléctrico.
Sistemas de manejo de respuesta a la demanda (DRMS)	Un DRMS ayuda a las entidades de servicios públicos a manejar programas de DR y mejora el rendimiento de la inversión (ROI) del programa. Permite a los operadores de la entidad ver y añadir información a la base de datos de cargas disponibles para el DR, generar eventos o emitir señales de fijación de precios, además de realizar medidas y verificaciones luego de los eventos para determinar cuántos clientes necesitan ser compensados por haber reducido su consumo.
Circuito eléctrico	Ruta que siguen los electrones de una fuente de energía (generador o batería) a través de una línea externa (incluyendo los dispositivos que usan la electricidad) y regresando a través de otra línea a la fuente.
Centro de Pruebas de Tecnologías Emergentes e Investigación y Desarrollo	Validación y verificación de la tecnología y sus aplicaciones dentro de la red de P.R., enfocadas en cumplir con los requisitos funcionales y de integración y en adiestrar la próxima generación de la fuerza trabajadora.
Eficiencia de energía (EE)	Cualquier cantidad de tecnologías usadas para reducir el consumo de energía. Algunos ejemplos incluyen alumbrado, refrigeración y calefacción eficientes, etc.
Sistema de Manejo de Energía (EMS)	El EMS interacciona con la generación y activos de la red mediante SCADA para ejecutar las operaciones de la red.
Sistema de bus empresarial (ESB)	Un ESB fundamentalmente es una arquitectura, conjunto de normas y principios para integrar numerosas aplicaciones mediante una infraestructura tipo bus. Un ESB provee para manejar datos de sistemas separados en sistemas heterogéneos independientes. Un ejemplo sería integrar datos de apagones de los contadores a un Sistema de Manejo de Apagones.
Ubicación de fallas, aislamiento y restauración del servicio (FLISR)	Las tecnologías y sistemas de FLISR abarcan interruptores y reconectores de alimentadores automáticos, monitores de líneas, redes de comunicación, DMS, sistemas de manejo de apagones (OMS), sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), analíticas de redes, modelos y herramientas de procesamiento de datos. Estas tecnologías trabajan en conjunto con la restauración automática de energía, reduciendo tanto el impacto como la duración de las interrupciones del servicio eléctrico.
Alimentador	Un circuito, como los conductores en un conducto o en un ducto de barras colectoras (bus), que lleva un bloque grande de electricidad del equipo de servicio al panel subalimentador o a un panel de circuitos derivados, o a algún punto donde el bloque de electricidad se rompe en circuitos menores.
Combustible fósil	Fuente de combustible que es derivado de la composición de material vegetal o animal bajo la tierra. Típicamente el carbón, el petróleo y el gas natural caen bajo la definición de combustibles fósiles.
Generación	Se refiere a la cantidad de electricidad que se produce durante un periodo de tiempo específico.
Sistema de Información Geográfica (GIS)	El GIS consiste en una base de datos de la ubicación, características e interdependencias de los activos. Un GIS captura, almacena, manipula, analiza y maneja todos los tipos de datos con referencia geoespacial.
Historiador de datos	Un Historiador de datos contiene unas series cronológicas de datos usados para recopilar y almacenar información del estatus de todos los dispositivos de la red, lo cual provee una plataforma para examinar datos desde diversas perspectivas a base de una vista histórica para planificar, analizar y verificar desempeño.
Plan integrado de recursos (IRP)	Es el proceso de proyectar la demanda de energía futura y analizar la energía, transmisión y recursos de distribución presentes y futuros para planificar dicha demanda futura al menor costo para el dueño/operador del sistema y sus grupos de interés.
Sistema de manejo de datos de contadores (MDMS)	Un MDMS es una aplicación de <i>software</i> que acepta la entrada de datos de los contadores de la entidad, valida los datos y hace los datos disponibles para usarse en otras aplicaciones.



Término	Definición
Microrredes	Un grupo de cargas y DER interconectados dentro de unos límites eléctricos claramente, que actúa como una entidad individual controlable con respecto a la red. Una microrred se puede conectar y desconectar de la red de manera que pueda operar tanto conectada a la red como en modalidad de isla.
Sistema móvil de manejo de los trabajos (MWMS)	Herramienta de <i>software</i> diseñada para ayudar a mejorar las eficiencias del trabajo en equipo. En particular, brinda apoyo en asuntos de priorización, documentación y flujo de trabajo en el campo.
Interruptores de circuito de aceite	Los interruptores de circuitos de aceite se usan para conectar circuitos y equipos con un sistema, o desconectarlos, en una subestación.
Sistema de manejo de apagones (OMS)	Los OMS son aplicaciones de <i>software</i> , por lo general integradas con otras aplicaciones, usadas para detectar, diagnosticar y planificar asistencia en la restauración de energía eléctrica durante un apagón.
Tecnología fotovoltaica (PV)	Método para convertir energía solar en electricidad de corriente directa usando materiales semiconductores que exhiben el efecto fotovoltaico.
Contrato para adquisición y operación de energía (PPOA)	Un contrato entre la AEE y un productor de energía (la “contraparte”). La contraparte acuerda producir electricidad y operar el recurso que produce esa electricidad para la AEE durante un periodo específico de tiempo. La AEE acuerda pagar por la energía producida (y los Créditos Verdes asociados que apliquen).
Malla de radiofrecuencia (RF Mesh)	Una red de comunicaciones (típicamente usada con AMI) que consiste en nodos, relés y puntos de acceso que se interconectan para formar una “topología de malla”.
Estándar de la cartera de recursos renovables (RPS)	Una política de energía que especifica la proporción de la mezcla de energía que debe provenir de recursos renovables para un proveedor de electricidad. Típicamente, un RPS requerirá que se utilice una cierta cantidad de recursos renovables (a base de capacidad o de energía) para cierto año en el futuro.
Servidumbre de paso (ROW)	El derecho legal, establecido por uso o cesión, para usar un terreno para propósito de expansión o mantenimiento de servicios tales como transportación, líneas eléctricas o tuberías de gas.
Comunicaciones SCADA	Sistemas de comunicación que proveen monitoreo y control de los activos de transmisión y las subestaciones.
Subestación	Una instalación eléctrica de alto voltaje usada para conectar o desconectar generadores, equipo, circuitos y líneas al o del sistema, así como para cambiar la corriente de un nivel de voltaje a otro.
Transformador	Convierte los voltajes de electricidad bajos del generador en niveles más altos de voltaje para transmisión al centro de carga.
Sistema de transmisión	Serie de torres y cables que transmiten electricidad de alto voltaje de la fuente de generación o subestación a otra subestación en el sistema de distribución eléctrico.
Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)	Se refiere a sistemas de control computadorizado usados en una gran variedad de aplicaciones de monitoreo industrial y control de procesos usadas en muchas operaciones industriales e instalaciones de servicios públicos. Los sistemas SCADA generalmente incluyen tipos específicos de dispositivos detectores, de control y computación conectados por algún tipo de red de comunicaciones local o de área extendida.
Voltaje	La diferencia en potencial efectiva entre cualesquiera dos conductores o entre un conductor y la tierra.



APÉNDICE B. ESQUEMA Y SINOPSIS DE LOS COA PROPUESTOS

Sector de energía COA propuestas	Categorías de transformación									
	Transmisión & sub- estaciones	Distrib.	Infra de generación/ combustible	Red y DER	Tecno- logía	Secci.	Sistema operac.	Prep. emerg.	Regulación y políticas	Eficiencia operac.
COA-001 <i>Establecer y aplicar las mejores prácticas para la red eléctrica</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Todas las categorías de transformación están directa o indirectamente afectadas por el establecimiento e implantación de los estándares de redes alineados con las mejores prácticas de la industria adaptados a las condiciones singulares de Puerto Rico según recomendadas por el ENR COA-001. Habrá que completar una revisión exhaustiva de los códigos y estándares en vigor y las consideraciones para actualizar estos códigos y estándares deberán contemplar los requisitos de confiabilidad y resiliencia propuestos para el sistema de energía transformado.										
COA-002 <i>Diseñar, construir y mantener las “mini islas” de la red eléctrica</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
El ENR COA-002 conlleva el diseño y la creación de “redes aislables” o seccionadas que puedan balancear la generación y carga para continuar suministrando electricidad generada localmente si fallan secciones de la red de transmisión. Las modificaciones a la transmisión, subestaciones, controles de generación y la tecnología que corresponda para coordinar el control de las “redes aislables” son elementos esenciales que se deben considerar. Una vez estén totalmente integradas, las “redes aislables” serán un componente principal del plan de preparación para situaciones de emergencia de la AEE.										
COA-003 <i>Fortalecer la infraestructura de apoyo del sistema, incluyendo las comunicaciones</i>	✓	✓			✓	✓	✓			
El ENR COA-003 conlleva fortalecer el sistema de electricidad reforzando infraestructura de apoyo, como centros de control, sistemas de comunicación y los sistemas de recopilación de datos. Los planes de implementación en este informe incluyen una evaluación de la infraestructura de comunicación existente que apoya el monitoreo de la red y la funcionalidad de los centros de control. Unos centros de control fortalecidos y redundantes (con diversas rutas de comunicación) son clave para propiciar una operación resiliente y eficiente de la red.										
COA-004 <i>Realizar operaciones y mantenimiento de rutina, basadas en evaluaciones de riesgo periódicas</i>	✓	✓	✓		✓	✓	✓			
El ENR COA-004 persigue mejorar las operaciones y mantenimiento (O&M) con evaluaciones de riesgo constantes y mantenimiento predictivo. En las categorías de eficiencias operacionales y tecnología se discuten herramientas y prácticas que favorecen evaluaciones de riesgo periódicas que suplirán información para el mantenimiento del sistema eléctrico.										
COA-005 <i>Diseñar, construir activos de la red fortalecidos para apoyar infraestructura crítica</i>	✓	✓			✓	✓	✓			
El ENR COA-005 prioriza el fortalecimiento de los activos de electricidad y distribución. Se esbozan programas e iniciativas para diseñar activos que permitan una respuesta rápida para suministrar electricidad que apoye a otra infraestructura crítica. Aunque se enfoca en los activos de distribución, también se discute la relación con los activos de transmisión y las subestaciones.										
COA-006 <i>Mejorar la resiliencia de los activos de la red en inundaciones</i>	✓	✓					✓			
El ENR COA-006 prioriza el fortalecimiento de la red para resistir inundaciones. Según recomendado en este COA, los programas e iniciativas para la transmisión, subestaciones y distribución incluyen: (1) modificar los requisitos de ubicación en zonas inundables; (2) modificar los tipos de activos para reducir la vulnerabilidad; (3) reducir la exposición moviendo, elevando o impermeabilizando los activos; (4) fortalecer los activos para resistir presiones hidrostáticas e hidrodinámicas; (5) descartar activos donde los riesgos de inundaciones sean demasiado costosos para mitigar; y (6) acelerar reparaciones para reducir los daños por moho o pudrición. Esto se aborda particularmente en los casos de las subestaciones que fueron impactadas severamente por las tormentas.										



Sector de energía COA propuestas	Categorías de transformación									
	Transmisión & sub- estaciones	Distrib.	Infra de generación/ combustible	Red y DER	Tecno- logía	Secci.	Sistema operac.	Prep. emerg.	Regulación y políticas	Eficiencia operac.
COA-007 <i>Mejorar la resiliencia de los activos de la red ante vientos de alta velocidad</i>	✓	✓	✓				✓			
Similar al ENC COA-006, el ENR COA-007 prioriza el fortalecimiento de la red para resistir vientos de alta velocidad. Según recomendado en este COA, los programas e iniciativas para la transmisión, subestaciones y distribución incluyen: (1) soterrar líneas de alto riesgo para cargas críticas; (2) diseñar e instalar postes y torres que resistan vientos de un mínimo de 150 mph, según los estándares de E.U.; (3) manejo de vegetación; (4) reducir las distancias de T&D moviendo la generación más cerca de los centros de carga; (5) hacer un análisis estructural de las estructuras del sistema de transmisión y los postes del sistema de distribución; y (6) establecer programas de uso dual para manejar mejor el uso de activos por terceros. El plan de generación detalla el cambio hacia una generación más flexible y cerca de los centros de carga.										
COA-008 <i>Mantener activos de generación resilientes a desastres</i>			✓	✓	✓	✓	✓			
EL ENR COA-008 prepara el sistema de generación para impactos de desastres. El plan de generación aquí esbozado es compatible con priorizar el mantenimiento de los activos de generación que fueron resilientes al daño de los huracanes o que se instalaron nuevos durante los esfuerzos de restauración del servicio eléctrico para asegurar su resiliencia en desastres futuros. En este plan se discute una evaluación del estado actual de los activos de generación y la necesidad de que haya una coordinación estrecha con el Plan Integrado de Recursos (IRP) de la AEE.										
COA-009 <i>Diseñar y construir una cadena de suministro de combustible para proveer una fuente de energía confiable</i>			✓		-			✓		
El ENR COA-009 establece una cadena de suministro de combustible y materiales que esté preparada para desastres futuros. La categoría de Preparación para Emergencias aborda el desarrollo de un abarcador Plan de suministro y logística, almacenes y áreas de montaje.										
COA-010 <i>Mejorar la disponibilidad de servicios complementarios para la red</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
El COA-10 conlleva mejorar la disponibilidad de servicios complementarios logrando (1) mejorar la capacidad de que la generación arranque de manera autónoma; (2) reparar o reemplazar los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) averiados o en alto riesgo; (3) la instalación selectiva de sistemas de baterías redundantes y generadores de respaldo para carga; (4) expandir el uso de recursos renovables y DER. Todos estos se discuten en el plan de generación, así como en las secciones de integración de las microrredes y las “redes aislables” de este plan. Para ejecutarlos de manera eficiente, se deben incluir las actualizaciones o instalaciones de tecnología correspondientes.										
COA-011 <i>Diseñar e implementar tecnologías para mejorar la información en tiempo real y el control de la red</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
El ENR COA-011 recomienda instalar un sistema de manejo de recursos de energía distribuidos (DERMS), infraestructura de medición avanzada (AMI), mejoras a las capacidades de monitoreo y analíticas del EMS y el control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), etc. Este informe discute cabalmente estas y otras iniciativas tecnológicas. Con la integración de las redes “aislables”, el informe también discute el desarrollo de estrategias de control del sistema para mantener márgenes adecuados de seguridad operaciones y la estabilidad del sistema bajo eventos grandes y perturbaciones significativas del sistema.										
COA-012 <i>Coordinar la respuesta de emergencia Federal y estatal con el sector privado</i>								✓	✓	
El ENR COA-112 no está directamente asignado a la AEE; esta es una asignación para la Agencia Estatal para el Manejo de Emergencias y Administración de Desastres (AEMEAD). Sin embargo, este informe discute la necesidad de un plan de respuesta a emergencias mejorado. Incluye la recomendación de evaluar los esfuerzos de respuesta y diseñar nuevos planes de respuesta a incidentes que alineen eficientemente los recursos, las líneas de autoridad y las áreas de necesidad para el sector de la energía (capitalizando el trabajo previo recogido en los informes posteriores a las acciones tomadas).										



Sector de energía COA propuestas	Categorías de transformación									
	Transmisión & sub- estaciones	Distrib.	Infra de generación/ combustible	Red y DER	Tecno- logía	Secci.	Sistema operac.	Prep. emerg.	Regulación y políticas	Eficiencia operac.
COA-013 <i>Predisponer materiales y preparar la fuerza trabajadora para respuestas rápidas</i>								✓		
	El ENR COA-13 no está directamente asignado a la AEE; es una asignación para el Departamento de Desarrollo Económico y Comercio. Sin embargo, este informe discute la necesidad de un plan de respuesta a emergencias mejorado. Este informe discute el desarrollo de un plan de suministro y logística, almacenes y áreas de montaje.									
COA-014 <i>Diseñar y construir activos de la red para satisfacer las demandas presentes y futuras</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	
	El ENR COA-014 recomienda que se diseñen y construyan activos de generación, transmisión y distribución para satisfacer las demandas presentes y proyectadas para el futuro, incluyendo la adaptación al tamaño correcto y reubicación que sea necesaria. Este informe se ajusta estrechamente al IRP de la AEE. La categoría de Tecnología complementa los esfuerzos de la AEE que incluyen la actualización y fortalecimiento de herramientas analíticas, particularmente para el monitoreo dinámico del sistema.									
COA-015 <i>Propiciar que haya generación privada de respaldo para proveer electricidad de emergencia</i>			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	El ENR COA-015 recomienda la creación e implementación de políticas que requieran que ciertas instalaciones privadas, como hospitales y torres de comunicación, mantengan generación de respaldo. Se deben establecer medidas aplicables de inspección y mantenimiento para velar por el cumplimiento con los requisitos. La categoría de regulación y políticas incluye discusiones para incentivar a los consumidores a invertir en DER que puedan proveer servicios de energía en situaciones de emergencia.									
COA-016 <i>Proveer generación de respaldo para cargas prioritarias</i>			✓	✓			✓			
	El ENR COA-016 recomienda el mantenimiento del suministro de electricidad a las cargas prioritarias —servicios de agua, comunicaciones, manufactura, salud, escuelas, aeropuertos y puertos marítimos— para asegurar el suministro sostenido a los servicios públicos en ausencia del sistema de energía interconectado principal. Esto se discute entre las iniciativas de integración de las microrredes en este informe.									
COA-017 <i>Proveer energía y agua a instalaciones críticas que sirven como refugios colectivos</i>								✓		
	El ENR COA-017 crea una fuente de energía confiable luego de una catástrofe. Mejora la respuesta en situaciones de emergencia. La identificación de estas instalaciones críticas y las inversiones necesarias se abordan en la categoría de Preparación para situaciones de emergencia.									
COA-018 <i>Ajustar al tamaño adecuado y adiestrar la futura fuerza trabajadora de energía</i>										✓
	El ENR COA-018 no está directamente asignado a la AEE, es una asignación para el Departamento de Desarrollo Económico y Comercio. Este COA requiere que se adiestre una fuerza trabajadora capaz de instalar, operar y mantener el sistema de energía futuro de Puerto Rico (particularmente en manejo de activos, sistema de planificación y manejo de datos) y de responder rápidamente y reparar los daños al sistema eléctrico. Las inversiones dentro de este ENR COA se relacionan con la categoría de eficiencias operacionales.									
COA-019 <i>Diseñar e implementar</i>					✓	✓				✓



Sector de energía COA propuestas	Categorías de transformación									
	Transmisión & sub- estaciones	Distrib.	Infra de generación/ combustible	Red y DER	Tecno- logía	Secci.	Sistema operac.	Prep. emerg.	Regulación y políticas	Eficiencia operac.
sistemas de datos para sustentar la respuesta y mejorar las operaciones y mantenimiento	El ENR COA-019 requiere el establecimiento de sistemas de datos que sirvan de base para las decisiones durante la respuesta y mejorar las operaciones y mantenimiento en curso. Se incluyen sistemas tecnológicos para apoyar el manejo de inventario y activos como una de las partidas de inversión claves.									
COA-020 Diseñar y construir activos de capital para reducir el tiempo y costo de restauración	✓	✓	✓		✓		✓	✓		
	El ENR COA-020 recomienda (1) inversiones para mejorar el mantenimiento y las operaciones; (2) la estandarización de componentes; (3) la reubicación de activos de T&D para mejorar el acceso; (4) acumular inventario de activos de restauración de la red que se puedan despachar para uso rápidamente; (5) la instalación de activos adicionales para reducir fallas; y (6) el rediseño de algunas unidades de generación y subestaciones existentes. Este ENR COA se centra en el tiempo de restauración y necesita inversiones tanto en activos como en tecnología. Estas se discuten en las secciones de tecnología y preparación para situaciones de emergencia de este informe.									
COA-021 Establecer un plan de respuesta y preparación para emergencias de energía								✓		
	El ENR COA-021 conlleva la creación y mantenimiento de un plan de respuesta y preparación para situaciones de emergencia. Reevaluar y actualizar los planes periódicamente. Establecer y actualizar acuerdos de ayuda mutua. Agilizar un sistema de mando de incidentes. Estas son las áreas focales de las iniciativas del 2019-2020 bosquejadas en la sección de preparación para situaciones de emergencia de este informe.									
COA-022 Propiciar y promover la generación distribuida	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
	El ENR COA-022 recomienda integrar DER y mejoras a la eficiencia de energía y mantener la continuidad del servicio a clientes y cargas críticas. Esto previene las fallas en cascada y provee energía eléctrica de emergencia para necesidades críticas y opciones de electricidad confiables a los clientes. La evolución hacia una generación descentralizada y flexible, con la integración de generación distribuida, es una iniciativa de transformación esencial que se esboza en este informe.									
COA-023 Diseñar mejores estrategias para recursos de energía renovable	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
	El ENR COA-023 determina las estrategias apropiadas para todos los tipos de recursos de energía renovable existentes y potenciales (ej., viento, solar, biomasa, hidráulico, mareas). Evaluar la posibilidad de revitalizar las instalaciones de energía hidroeléctrica en Puerto Rico, particularmente las instalaciones con capacidad de ejecutar un arranque autónomo (<i>black start</i>) u operar de manera aislada. Priorizar el desarrollo de localizaciones ideales para generar energía de fuentes renovable.									
COA-024 Diseñar las mejores estrategias para ofrecer precios de energía asequibles y estables	✓	✓	✓	✓	✓		✓			✓
	El ENR COA-024 requiere el establecimiento de un sistema que provea servicio de energía eléctrica asequible, confiable y de alta calidad a los pequeños negocios, los usuarios comerciales e industriales y la economía de Puerto Rico en general. La mezcla de generación y la evolución a recursos más flexibles y renovables apoyan este ENR COA. Las inversiones correspondientes en la red de T&D proveen la infraestructura que puede brindar servicio de energía eléctrica de alta calidad a los pequeños negocios, los usuarios comerciales e industriales y la economía de Puerto Rico en general.									



Sector de energía COA propuestas	Categorías de transformación									
	Transmisión & sub- estaciones	Distrib.	Infra de generación/ combustible	Red y DER	Tecno- logía	Secci.	Sistema operac.	Prep. emerg.	Regulación y políticas	Eficiencia operac.
COA-025 Construir la capacidad para que los municipios puedan tomar decisiones sobre los sistemas de energía	El COA-025 requiere que se aumente la capacidad de que los municipios puedan tomar decisiones relativas a los sistemas de energía. Este ENR COA no se aborda en este informe, pero se verá reflejado durante la implantación del plan según se desarrolle la integración con las medidas legislativas.									
COA-026 Establecer responsabilidades de gobernanza para el sector de energía para agencias estatales	El ENR COA-026 no está directamente asignado a la AEE, está asignado a la oficina del gobernador. Este ENR COA no se aborda en este informe.									
COA-027 Establecer legislación para transformar el sector de la energía	El ENR COA-027 no está directamente asignado a la AEE, está asignado al Departamento de Desarrollo Económico y Comercio. Parte de la discusión en este informe pretende identificar posibles políticas reguladoras, guías o requisitos que se deban revisar para apoyar el Plan de Modernización de la red.									



APÉNDICE C. ESTIMADOS DE COSTOS DETALLADOS DEL SISTEMA

Tabla C-1. Estimado detallado de costos de transmisión (230 kV/115 kV)

<i>Tipo de peligro</i>	<i>Peligro</i>	<i>Mitigación</i>	<i>Costo por unidad (\$ en miles)</i>	<i>Número</i>	<i>Unidades</i>	<i>Costo total (\$ millones)</i>
Daño por viento	Que el poste se quiebre por la fuerza de viento	Reemplazar postes por otros que resistan mayor fuerza de viento	\$195	500	postes	\$98
Fallas en los postes por los contactos	Que el poste falle por los contactos	Remoción y poda de árboles	\$19.5		Milla de circuito	
	Daños causados por el viento no se pueden mitigar	Cables de transmisión soterrados	\$19,500	45	Milla de circuito	\$878
	Que los conductores en las líneas choquen	Instalar postes intermedios	\$195	400	postes	\$78
	Daño a los conductores o equipo causado por escombros	Instalarlos con más espacio entre unos y otros	\$650		Milla lineal	
Fallas del aislante	Contaminación con agua salada	Reemplazar elementos aislantes por otros de mayor capacidad aislante	\$195	50	Milla lineal	\$10
	Daños en elementos aislantes	Reemplazar elementos aislantes por otros con nuevos diseños	\$195	50	Milla lineal	\$10
Inundación	Que los postes fallen por hundimiento del terreno o escombros impulsados por el agua	Enderezar y cementar los postes existentes o reemplazar con cimientos más profundos que el subsuelo o con especificaciones técnicas.	\$1,625	300	Milla de circuito	\$488
	Que los postes fallen por escombros impulsados por el agua	Cables de transmisión soterrados	\$19,500	5	Milla de circuito	\$98
Daño por viento y accesibilidad	Las líneas aéreas de 230 kV son susceptibles a sufrir daños durante las tormentas	Reconstruir/enderezar líneas; reemplazar torres de celosía por diseños monoposte.	\$4,600	350	Milla de circuito	\$1,610
Total						\$3,270



Tabla C-2. Estimado detallado de costos de subestaciones (230kV/115kV)

<i>Tipo de peligro</i>	<i>Peligro</i>	<i>Mitigación</i>	<i>Costo por unidad (\$ en miles)</i>	<i>Número</i>	<i>Unidades</i>	<i>Costo total (\$ millones)</i>
Daño por viento	Fallas en la verja	Instalar verjas catalogadas como resistentes a huracanes	\$940	18	sitio	\$17
	Daños al edificio de control	Reemplazar o reforzar el edificio de control	\$11,489	15	sitio	\$172
	Daños a la estructura	Reemplazar por estructuras resistentes a huracanes	\$1,300	5	sitio	\$7
	Contaminación de agua salada	Reemplazar elementos aislantes con otros de mayor capacidad aislante	\$650	10	sitio	\$7
Daño por agua	Inundación del equipo de control	Reemplazar por nuevos diseños	\$1,560	34	sitio	\$53
	Agua en movimiento y escombros desplazan equipo en subestación	Reubicar o elevar la subestación	\$36,400	2	sitio	\$73
	Agua de lluvia entra al equipo	Instalar gabinetes herméticos para proteger el equipo de control	\$520	16	sitio	\$8
	Agua entra en los transformadores, reguladores e interruptores	Elevar el equipo o los ventiladores de aire del equipo	\$104	10	sitio	\$1
	Inundación del lugar donde ubica la subestación	Instalar barreras de agua y soluciones especializadas	\$5,700	16	sitio	\$91
Comando y control	Consciencia incompleta de la situación	Instalar SCADA y monitoreo remoto mediante video y alarmas de agua.	\$1,170	34	sitio	\$40
	Inhabilidad de sincronizar o ejecutar arranque autónomo	Instalar capacidad para sincronización remota y esquemas para arranque autónomo.	\$6,500	6	sitio	\$39
Operación poco fiable	Los interruptores fallan en abrir o cerrar – al término de su vida útil	Reemplazar los interruptores	\$650	80	por unidad	\$52
	Sistemas de conexión a tierra comprometidos	Reparar o reemplazar los sistemas de conexión a tierra	\$130	26	sitio	\$3
	Controles inadecuados de derrames	Instalar contenedores que cumplan con las normas de controles y contramedidas para la	\$2,600	34	sistema	\$88



<i>Tipo de peligro</i>	<i>Peligro</i>	<i>Mitigación</i>	<i>Costo por unidad (\$ en miles)</i>	<i>Número</i>	<i>Unidades</i>	<i>Costo total (\$ millones)</i>
		prevención de derrames (SPCC)				
	Descarga de baterías durante interrupciones extendidas del servicio	Instalar baterías redundantes y generación de respaldo.	\$130	12	sitio	\$2
	Transformadores al término de su vida útil	Reemplazar los transformadores	\$2,600	59	unidad	\$153
	No hay control remoto en la parte alta del circuito.	Instalar interruptores o conmutadores en la parte alta del circuito	\$520	11	sitio	\$6
Total						\$812



Tabla C-3. Estimado detallado de costos de subestaciones (38kV)

<i>Tipo de peligro</i>	<i>Peligro</i>	<i>Mitigación</i>	<i>Costo por unidad (\$ en miles)</i>	<i>Número</i>	<i>Unidades</i>	<i>Costo total (\$ millones)</i>
Daños por viento	Fallas en la verja	Instalar verjas catalogadas como resistentes a huracanes	\$130	107	sitio	\$14
	Daños al edificio de control	Reemplazar o reforzar el edificio de control	\$5,238	80	sitio	\$419
	Daños a la estructura	Reemplazar por estructuras resistentes a huracanes	\$1,300	163	sitio	\$212
	Contaminación de agua salada	Reemplazar elementos aislantes por otros de mayor capacidad aislante	78	25	sitio	\$2
Daños por agua	Inundación del equipo de control	Reemplazar por nuevos diseños	\$5,238		sitio	
	Agua en movimiento y escombros desplazan equipo en subestación	Reubicar o elevar la subestación	\$5,238		sitio	
	Lluvia afecta el equipo	Instalar gabinetes herméticos para proteger el equipo de control	\$33	25	sitio	\$1
	Agua entra en los transformadores, reguladores e interruptores	Elevar el equipo o los ventiladores de aire del equipo	\$4	25	sitio	\$-
	Inundación del lugar donde ubica la subestación	Instalar barreras de agua y soluciones de ingeniería	\$1,420	50	sitio	\$71
Comando y control	Consciencia incompleta de la situación	Instalar SCADA y monitoreo remoto mediante video y alarmas de agua	\$130	100	sitio	\$13
	Consciencia incompleta de la situación	Instalar capacidad para sincronización remota y esquemas para arranque autónomo.			N/A	
Operación poco fiable	Los interruptores fallan en abrir o cerrar – al término de su vida útil	Reemplazar los interruptores	\$325	96	por unidad	\$31



<i>Tipo de peligro</i>	<i>Peligro</i>	<i>Mitigación</i>	<i>Costo por unidad (\$ en miles)</i>	<i>Número</i>	<i>Unidades</i>	<i>Costo total (\$ millones)</i>
	Sistemas de conexión a tierra comprometidos	Reparar o reemplazar los sistemas de conexión a tierra	\$65	100	sitio	\$7
	Controles inadecuados de derrames	Instalar contenedores que cumplan con las normas de controles y contramedidas para la prevención de derrames (SPCC)	\$208	176	sitio	\$37
	Descarga de baterías durante interrupciones extendidas del servicio	Instalar baterías redundantes y generación de respaldo	\$65	50	sitio	\$3
	Transformadores al término de su vida útil	Reemplazar los transformadores	\$325	50	por unidad	\$16
	No hay control remoto en la parte de alta del corriente	Instalar interruptores o conmutadores en la parte alta del circuito	\$390	78	sitio	\$30
Total						\$856



Tabla C-4. Estimado detallado de costos del sistema de distribución

<i>Iniciativa de distribución</i>	<i>Comentarios sobre el estimado de costos</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
Distribución aérea (incluye 38 kV)		
Fortalecimiento de postes para resistir daños causados por el viento	El estimado de costos incluye las siguientes acciones de mitigación para aproximadamente 40,000 postes de distribución y 150,000 conexiones en 2,000 millas lineales de infraestructura de distribución: (a) reemplazar postes por unos que resistan más carga de viento, (b) instalar desconectores que separen el servicio, (c) instalar cables cubiertos, (d) instalar postes intermedios y (e) instalar postes más espaciados o cables cubiertos. Los costos de construcción asociados fueron estimados usando los datos comparables de la empresa de servicio eléctrico de NY (deben refinarse cuando se obtengan los datos reales de la AEE).	\$3,432
Reemplazo de elementos aislantes para resistir daños causados por el viento	El estimado de costos incluye las siguientes acciones de mitigación para 1,000 millas lineales de infraestructura de mitigación: (a) reemplazar elementos aislantes por otros con mayor capacidad aislante y (b) reemplazar elementos aislantes por otros con nuevos diseños. Los costos asociados de construcción y costos por unidad fueron estimados usando los datos comparables de la entidad de NY (deben refinarse cuando se obtengan los datos reales de la AEE).	\$208
Equipo sumergible y a prueba de inundaciones	El estimado de costos incluye costos de 40,000 postes que fallaron debido a hundimiento del terreno, 50 millas lineales de postes que fallaron por escombros impulsados por el agua y 1,000 postes individuales que fallaron por escombros impulsados por el agua. Los costos asociados de construcción y costos por unidad fueron estimados usando los datos comparables de la entidad de NY (deben refinarse cuando se obtengan los datos reales de la AEE).	\$965
Accesibilidad	El estimado de costos incluye costos de 150 millas lineales para líneas aéreas que no son fácil de acceder (se presume que 50 millas lineales serán reemplazadas por líneas soterradas). Los costos asociados de construcción y costos por unidad fueron estimados usando los datos comparables de la entidad de NY (deben refinarse cuando se obtengan los datos reales de la AEE).	\$429
Automatización de la distribución para agilizar la restauración del servicio	El estimado de costos incluye costos de 1,200 alimentadores para añadir interruptores automáticos con capacidad FDIR; los costos asociados de construcción y unidades fueron estimados usando los datos comparables de la entidad de NY (deben refinarse cuando se obtengan los datos reales de la AEE).	\$234
Automatización de la distribución para integración de los DER	Estimado aproximado, se deben completar los estudios para determinar la capacidad de operar como sistema principal (<i>host system</i>) y confirmar los costos de mitigación de la integración de los DER.	\$400



<i>Iniciativa de distribución</i>	<i>Comentarios sobre el estimado de costos</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
Distribución soterrada		
Marejada ciclónica/Inundaciones /Corrientes de agua	El estimado de costos incluye costos de 30 millas lineales para infraestructura soterrada para instalar equipo sumergible y equipo con terminaciones eléctricas resistentes a inundaciones en 100 sitios, reemplazar 10 millas lineales con líneas aéreas e instalar protección especializada de cables y conductos en 10 millas lineales; los costos asociados de construcción y unidades fueron estimados usando los datos comparables de la entidad de NY (deben refinarse cuando se obtengan los datos reales de la AEE).	\$35

Tabla C-5. Proyectos para mejorar la confiabilidad de subestaciones a corto plazo

<i>Instalación averiada de la AEE</i>	<i>Estimados de costos</i>	<i>Instalación averiada de la AEE</i>	<i>Estimados de costos</i>
Subestación Núm. 9404, La Virgencita	\$ 2,749,883	Subestación Núm. 7008, Victoria TC	\$ 10,677,534
Subestación Núm. 8008, Charco Hondo	\$ 4,421,813	Subestación Núm. 6801 & 6802, Acacias TC	\$ 3,557,933
Subestación Núm. 8104, San José	\$ 3,164,013	Subestación Núm. 5402, Tallaboa	\$ 2,365,404
Estación de transición-interrupción, Punta Lima	\$ 1,649,915	Subestación Núm. 5005, Pámpanos	\$ 2,382,605
Subestación Núm. 9203 & 9207, Dorado TC	\$ 8,362,320	Subestación Núm. 8002, Arecibo Pueblo	\$ 5,293,361
Subestación Núm. 8004, Cambalache TC	\$ 8,642,543	Subestación Núm. 1802, Bayview	\$ 3,292,375
Subestación 2302, Alturas de Río Grande	\$ 1,617,509	Subestación Núm. 1801, Cataño	\$ 4,377,330
Subestación 2306, Río Grande Estates	\$ 1,669,123	Subestación Núm. 1102, Tapia	\$ 2,048,500
Subestación Núm. 1911 & 1924, Caparra	\$ 6,815,380	Subestación Núm. 1401 & 1402, Fonalledas	\$ 2,953,434
Total para 18 subestaciones averiadas: \$ 76,040,976			

Tabla C-6. Distribución detallada de estimado de costos asignados por distrito

	<i>Distrito</i>	<i>Región</i>	<i>Distribución de gasto de inversión (CAPEX) por distrito (\$M)</i>	<i>Distribución del gasto de inversión (CAPEX) por región (\$M)</i>
1	ARECIBO	ARECIBO	155	649
2	MANATÍ	ARECIBO	184	
3	QUEBRADILLAS	ARECIBO	182	
4	UTUADO	ARECIBO	127	
5	BAYAMÓN	BAYAMÓN	291	889
6	COROZAL	BAYAMÓN	225	
7	TOA BAJA	BAYAMÓN	101	
8	VEGA BAJA	BAYAMÓN	272	
9	BARRANQUITAS	CAGUAS	186	1,177
10	CAGUAS	CAGUAS	489	
11	CAYEY	CAGUAS	186	
12	HUMACAO	CAGUAS	315	



	<i>Distrito</i>	<i>Región</i>	<i>Distribución de gasto de inversión (CAPEX) por distrito (\$M)</i>	<i>Distribución del gasto de inversión (CAPEX) por región (\$M)</i>
13	CANÓVANAS	CAROLINA	163	502
14	CAROLINA	CAROLINA	177	
15	FAJARDO	CAROLINA	161	
16	AGUADILLA	MAYAGÜEZ	228	782
17	MAYAGÜEZ	MAYAGÜEZ	175	
18	SAN GERMÁN	MAYAGÜEZ	253	
19	SAN SEBASTIÁN	MAYAGÜEZ	126	
20	GUAYAMA	PONCE	185	903
21	PONCE	PONCE	358	
22	SANTA ISABEL	PONCE	183	
23	YAUCO	PONCE	177	
24	GUAYNABO	SAN JUAN	296	803
25	MONACILLOS	SAN JUAN	323	
26	RÍO PIEDRAS	SAN JUAN	184	

Tabla C-7. Estimado detallado de costos de generación e infraestructura de combustible

<i>2019-2028</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
Fortalecimiento y confiabilidad de activos existentes	\$35.6
Conversión de Mayagüez	\$55
Reemplazo de 17-18 unidades de respuesta rápida a TC o motores recíprocos de combustión interna (RICE, por sus siglas en inglés)	\$380
CCGT de Yabucoa	\$300
CCGT de Bayamón	\$300
LPG en San Juan	\$205
Renovables y baterías	\$1,986
Inversiones en infraestructura de combustible	\$290

Tabla C-8. Estimado detallado de costos del control y automatización de la red

<i>Control y automatización de la red eléctrica</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
Comunicaciones SCADA	\$200
Comunicaciones de distribución	\$150
Sistema de información geográfica	\$45
Sistema de manejo de activos	\$40
Sistema de manejo de energía (Sistema 8 segmentos de redes aislables)	\$75
Sistema de manejo de distribución avanzada	\$40
Sistema de manejo del flujo de trabajo	\$40
Centro de datos	\$20
Aplicación Historian	\$20
Enterprise Service Bus	\$20



<i>Control y automatización de la red eléctrica</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
Herramientas de evaluación de daños y respuesta en situaciones de emergencia	\$20
Centro de Pruebas e Investigación y Desarrollo para Tecnologías Emergentes	\$50
Aplicaciones para análisis de datos	\$40
Sistema de manejo de respuesta a la demanda (DRMS)	\$40
Sistema de manejo de recursos de energía distribuida	\$20

Tabla C-9. Estimado detallado de costos de sistemas de contadores electrónicos

<i>Sistemas de contadores</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
AMI (MDMS, contadores, instalaciones)	\$475
Comunicaciones AMI	\$225
Alumbrado público inteligente	\$200

Tabla C-10. Estimados detallados de costos de los sistemas de clientes

<i>Sistemas de clientes</i>	<i>Estimado de costos (\$M)</i>
Sistemas de información del cliente	\$115

