

GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO

**IN RE: REVISIÓN DEL PLAN INTEGRADO DE
RECURSOS DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE PUERTO RICO**

CASO NÚM.: CEPR-AP-2018-0001

ASUNTO: Vista Pública – Mayagüez.

ACTA

El 22 de febrero de 2020, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) celebró una Vista Pública como parte del proceso de participación pública en el caso de epígrafe. Dicha Vista Pública se celebró en la Casa Capitular de Mayagüez – Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico (“CIAPR”), ubicada en la Calle Los Ingenieros, Esq. Obispado, Mayagüez, en horario de 11:00 a.m. – 3:00 p.m.

Como parte de los procesos, se recibieron documentos de personas que participaron durante la Vista Pública, en su carácter personal o en representación de alguna entidad, según se establece a continuación:

1. Documentos presentados por Alan M. Rivera:
 - a. Documento titulado *En el asunto: Reglamento de Certificaciones, Cargos Anuales y Planes Operacionales de Compañías de Servicio Eléctrico de PR – CREPR-8618.*
 - b. Documento titulado *Oral argumentative on behalf of Asociación Puertorriqueña Energía Verde (APEV) about the IRP to be ruled by the Puerto Rico Energy Commission -CEPR May-13-2016.*
2. Ponencia ante los Miembros de este Negociado de Energía, presentado por Manuel F. Rodríguez Perazza.
3. Ponencia ante el Negociado de Energía de Puerto Rico, presentado por José Javier Muñiz Quiñones.
4. Documento presentado por Merbil González Martínez.
5. Documento presentado por Roberto D. Acosta.
6. Documento presentado por Harry Ruiz.
7. Documentos presentados por Vanessa Ramírez:
 - a. Documento titulado *Maravillas marinas del oeste de Puerto Rico.*
 - b. Mapa titulado *Puerto Rico Biological Grid Map – West.*
 - c. Mapa titulado *Puerto Rico Biological Grid Map – East.*

WPA

CERTIFICACIÓN

Certifico como correcto lo aquí establecido. Para que así conste, firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy 4 de marzo de 2020.

Vanessa I. Acarón Toro

Vanessa I. Acarón Toro
Oficial Examinadora

En el asunto: REGLAMENTO DE CERTIFICACIONES, CARGO ANUALES Y PLANES OPERACIONALES DE COMPAÑÍAS DE SERVICIO ELÉCTRICO DE PR- CREPR-8618 .

Expongo como ciudadano, consumidor residencial y usuario del sistema de la AEE, así como interventor y mediador, miembro asociado y fundador de la **Asociación Puertorriqueña para la Energía Verde Inc. (APEV)**.

La Asociación Puertorriqueña Energía Verde (APEV) es una iniciativa comunitaria sin fronteras entre los municipios de Puerto Rico, con la misión de que en nuestro país, todo aquel individuo que quiera generar por sus propios medios, electricidad derivada de fuentes de energía renovable (entiéndase aire, agua, sol, termal y biomasa), sepa que tiene el derecho a hacerlo, con la misión personal de no seguir siendo vapuleados por los altos costos que el estado nos impone por su adicción al combustible fósil y la misión comunitaria de contribuir a un ambiente mucho más saludable para nosotros y para los que nos heredan.

El *Energy Policy Act 2005* (EPAct 2005) fue firmado el 8 de agosto de 2005. Este enmendó a la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) (Título XII. Electricidad, Subtítulo E, Sección 111(d)), para requerir a las compañías de electricidad considerar adoptar nuevos estándares.

Provisiones Del Acta de Política de Energía del 2005:

Las provisiones adicionales en EPACT afectan el desarrollo de la generación distribuida (de ahora en adelante en este documento se referirá por sus siglas en inglés: DG), y la consideración de ello por consumidores y planificadores de sistema eléctricos y operadores.

Por ejemplo, la Sección 1211 de EPACT pide el desarrollo de una Organización de Confiabilidad Eléctrica (ERO) y la implementación del mandato con estándares de confiabilidad eléctrica ejecutables. Estos estándares probablemente afectarán la toma de decisiones en materia de inversión por compañías de energía eléctrica y sus evaluaciones de los méritos relativos de DG, junto con otras opciones de recursos.

La Sección 1221 de EPACT pide que el DOE estudie la congestión de transmisión y posiblemente designar áreas obligadas de interés nacional como corredores de transmisión eléctricos. El estudio de congestión de transmisión podría evaluar la utilización de opciones de DG para reducir la misma.

El Subtítulo de EPACT E contiene enmiendas al (PURPA).

La Sección 1251de EPACT pide la adopción de estándares para la medición neta; éstas pueden afectar la interconexión de sistemas DG con la red eléctrica.

La Sección 1252 de EPACT contiene estándares para la medición inteligente y fijación de precios en base a tiempo que son generalmente pensados ser "mecanismos de implementación importantes" para la consideración de inversiones en DG por compañías de energía eléctrica y consumidores.

Además, la Sección 1252 de EPACT también promueve programas de respuesta de demanda a escala nacional. Estos programas han sido mecanismos importantes para establecer incentivos financieros para que consumidores instalen DG, y hacerlos funcionar en una manera que proporcionen carga máxima y ventajas de confiabilidad para el sistema eléctrico total.

La Sección 1253 habla de condiciones en las cuales la compra de electricidad de instalaciones de cogeneración o pequeñas instalaciones de producción de poder por las compañías de utilidades no es el mandatorio.

La Sección 1254 de EPACT pide la adopción de estándares para la interconexión de sistemas DG y llama a los estados a que piensen en usar los estándares del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) 1547, como la base bajo la cual los estados ofrecerán servicios de interconexión. El IEEE 1547 implica un grupo de estándares (1547.1–1547.6) que IEEE requiere sea revisado cada cinco años.

Como parte de esta importante y crucial acta, la sección 1817 del Acta de Política de Energía (EPACT) de 2005, pide al Secretario de Energía conducir un estudio de las ventajas potenciales de cogeneración y pequeña producción de poder, conocido como generación distribuida, o DG. Las ventajas a ser estudiadas incluyen aquellas recibidas "directamente o indirectamente por una distribución de electricidad o abastecedor de servicio de transmisión, otros clientes servidos por una distribución de electricidad o abastecedor de servicio de transmisión y/o el gran público en el área servida por el servicio público en el cual el cogenerator o el pequeño productor de poder son localizados.

Las áreas específicas de ventajas potenciales cubiertas en el estudio
"THE POTENTIAL BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATION AND RATE-RELATED ISSUES THAT MAY IMPEDE THEIR EXPANSION A STUDY PURSUANT TO SECTION 1817 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005 – Feb 2007- Department of Energy United States of America",

incluyen:

- Aumento en la confiabilidad del sistema eléctrico (la Sección 2)
- Reducción de exigencias máximas de poder (la Sección 3)
- Provisión de servicios auxiliares, (la Sección 4)
- Mejoras de calidad de poder (la Sección 5)
- Reducciones del uso de tierra y gastos de adquisición de servidumbres de paso (la Sección 6)
- Reducción de vulnerabilidad a terrorismo y mejoras en resistencia de infraestructura (la Sección 7)

Requerimos que los hallazgos formulados en el estudio del DOE federal sean incluidos como parte de los hallazgos en el informe de esta vista pública. La APEV provee enlace de los mismos como parte de esta ponencia en los documentos de anexo.

La AEE es una corporación pública propiedad del pueblo de Puerto Rico y sus acreedores y bonistas son a final de cuentas, cubiertos con garantías dadas en base a un patrimonio nacional. Es a nos, el pueblo a quien se tiene que escuchar y servir con propósito óptimo y de futuro. Nuestra exigencia es de que se incluyan los hallazgos y evidencias que presentamos a favor del informe y aumento en cuota de Energía alterna y la apertura a la DG.

Una Breve Historia de la DG

El DG no es un fenómeno nuevo. Antes del advenimiento de la corriente alterna y turbinas de vapor en gran escala - durante la fase inicial de la industria de energía eléctrica a principios de siglo 20 - todas las exigencias de energía, incluso calefacción, refrigeración, la iluminación, y poder, fueron suministradas en o cerca de su punto del uso. Avances técnicos, escaladas en las economías en producción de poder y entrega, el papel creciente de la electricidad en la vida americana, y la regulación del fenómeno consumerista que colocaba la electricidad como un servicio público, todos gradualmente convergieron para

permitir la red de escala de gigawatt en centrales termoeléctricas localizadas lejos de centros urbanos, con transmisión de alta tensión y líneas de distribución de voltaje inferiores que llevan la electricidad a prácticamente cada negocio, instalación, y a cada casa en el país.

Al mismo tiempo que este sistema de generación central evolucionaba, algunos clientes encontraron económicamente ventajoso instalar y hacer funcionar su propio sistema de energía eléctrica y sistemas de energía termales, en particular en el sector industrial. Además, las instalaciones con necesidades de poder muy confiable, como hospitales y centros de telecomunicaciones, con frecuencia instalaban sus propias unidades de generación eléctricas para usar como poder de emergencia durante interrupciones. Estas formas "tradicionales" de DG, aunque no forma parte de los activos en control de las utilidades, ofrecía ventajas producidas al sistema eléctrico total al proporcionar servicios a consumidores que la utilidad no tuvo que proporcionar, liberando activos para ampliar el alcance de servicios de la compañía de utilidades y promover la electrificación más extensa.

Simultáneamente, en Puerto Rico, en 1941 se crea la AEE con el propósito de conservar, desarrollar y utilizar, así como para ayudar en la conservación, desarrollo y aprovechamiento de las fuentes fluviales y de energía en Puerto Rico, en la forma económica más amplia.

Durante los años, las tecnologías tanto para generación central como para DG han mejorado haciéndose más eficientes y menos costosas. La implementación de la Sección 210 de (PURPA) provocó una nueva era de energía eficiente y sistemas basados en Energía renovable para aplicaciones de sistema eléctricos.

La sección 210 estableció una nueva clase de generadores que no pertenecen a la red de la utilidad llamados "Instalaciones Calificadas" (QFs) y proporcionó incentivos financieros para animar el desarrollo de la cogeneración y pequeña producción de poder.

Muchos QFs han proporcionado desde entonces la energía a consumidores "in situ", pero otros han vendido el poder a precios y bajo términos y condiciones que han sido o negociadas o puestas por autoridades reguladoras estatales o utilidades no reguladas.

Hoy, los avances en nuevos materiales y diseños para paneles de fotovoltaicos, microturbinas, motores recíprocos, dispositivos termalmente activados, células de combustible, controles digitales, y equipos de monitoreo remoto, entre otros componentes y tecnologías, han ampliado la variedad de oportunidades y aplicaciones para el DG "moderno", y han hecho posible el adaptar sistemas de energía a las necesidades específicas de consumidores. Estos avances técnicos, combinados con la evolución en las necesidades del

consumidor y la reestructuración de mercados al por mayor y de venta al detal para la energía eléctrica, han abierto más oportunidades para que consumidores puedan hacer uso de la DG para satisfacer sus propias necesidades de energía, así como para utilidades eléctricas explorar las posibilidades de suplir necesidades del sistema eléctrico con la DG.

Antes de 1970, la AEE se dedicaba a mercadear su servicio para promover venta de electricidad a gran escala. De esta manera se aprovechaban las instalaciones eléctricas y fué exitosa la corporación en base a una política pública en desarrollo económico industrial como centro.

A partir de la década de los 70's, los costos de producción, combustible y mano de obra aumentaron hasta un nivel de escases en abastos y racionamiento de combustibles, convirtiéndose no en una inversión de capital y si en gasto recurrente que comenzó a gravar negativamente las finanzas de la corporación pública, por ende la de sus accionistas que a la postre como ya dijimos, expone económicamente al pueblo de Puerto Rico.

El 29 de junio de 1977 – Se firma la ley num. 128, creando la Oficina de Energía de Puerto Rico (OE) dentro de la AEE (la cual sería transferida en 1990 como dependencia del DACO) y se establece sus propósitos, funciones y deberes. En dicha ley se establecen los principios básicos de la política pública energética de PR en términos de “conservación, el desarrollo de fuentes renovables, los combustibles alternos y la planificación de asuntos energéticos”. En 1977 se crea el comité asesor sobre Energía del ELA.

En el 1993, el gobierno de Puerto Rico formula varias iniciativas para crear una política pública en el tema de la Energía. Primeramente, se crea la Administración de Asuntos de Energía (AAEPR), transfiriendo la OE a la misma, bajo la sombrilla del DRNA.

En los 90's se toman varias acciones específicas y sustancialmente importantes para la economía energética de Puerto Rico. En diciembre de 1993 el comité de cogeneración y generación de Energía del gobierno de Puerto Rico entrega un informe con recomendaciones sobre política pública energética de Puerto Rico. Es importante señalar que como parte de este comité se encontraban como miembros y firmantes de este documento directores de dependencias como: Junta de Planificación, AAA, AEE, Junta de Calidad Ambiental, Compañía de Fomento Industrial, Departamento de Recursos Naturales y DOE entre otros.

Este comité propone entre sus estrategias a corto (5 años), mediano (12 años) y largo plazo (20 años), lo siguiente:

- Proveer incentivos económicos para usuarios de Energía eléctrica residencial y comercial para la compra de equipos y enseres con una alta

calificación de eficiencia energética.

- Proveer ayuda económica para proyectos pilotos dirigidos a la utilización de Fuentes renovables de Energía.
- Evaluar las Fuentes y/o mecanismos mediante los cuales la generación de electricidad y venta de la misma, se realice de la manera más costo-efectiva posible, incorporando los costos económicos, sociales, de salud pública y ambientales.
- Comenzar a generar energía utilizando como materia prima los desperdicios sólidos no tóxicos.
- Modificación de los códigos de construcción para permitir la incorporación de nuevas tecnologías, diseños eficientes y de conservación de Energía.
- Establecer normas de eficiencia energéticas para nuevas industrias como condición de permisos de operación y exención contributiva
- La investigación científica en Asuntos energéticos de Puerto Rico

Históricamente, representa un reto que la AEE de Puerto Rico mantenga el precio de la electricidad lo más bajo posible, se haga una inversión recurrente en tecnología en armonía con principios ambientales locales e internacionales y se readiestre a todo recurso humano con una verdadera base de provecho, que establezca una economía energética científica y de aprovechamiento óptimo de nuestros recursos.

DG al día de hoy:

“Los paneles solares instalados en casas son generación distribuida. Un generador de emergencia detrás de una tienda de conveniencia es DG. Un agricultor que usa la basura de sus propios animales para generar electricidad es DG. Un hospital usando una turbina de gas para la electricidad y reciclando el calor de desecho para lavar o proporcionar duchas calientes, es DG.”

- La Generación Distribuida es actualmente parte del sistema de energía estadounidense. Hay aproximadamente 12 millones de unidades DG instaladas a través del país, con una capacidad total de aproximadamente 200 GW. La mayor parte de éstas son unidades de poder de reserva y son usadas principalmente por clientes para proporcionar el poder de emergencia durante tiempos cuando el poder por red no está disponible. Esta capacidad DG también incluye aproximadamente 84 GW en dominio privado para la producción combinada de electricidad y termal para ciertas plantas de fabricación, edificios comerciales, y sistemas de energía en distritos independientemente que

proporcionan la electricidad y/o la energía termal para recintos universitarios y áreas urbanas. Mientras muchas utilidades eléctricas han evaluado los gastos y ventajas de DG, sólo una pequeña fracción de las unidades DG en servicio es usada para el suministro de sistemas de utilidades eléctricas y operaciones.

- Hay varios motivos económicos e institucionales por los que las compañías de utilidades eléctricas no hallan instalado e invertido mucho en DG. Por ejemplo, la base económica de la DG es una diferente de caso a caso, es muy específica, individual y por área. Por consiguiente, muchas de las ventajas potenciales son más fácilmente capturadas por los clientes-generadores que aquellas por DG del lado de la utilidad. Esto ha conducido a la situación actual donde los modelos de inversión comercial para que utilidades eléctricas inviertan en DG no hallan surgido con tanto entusiasmo. Además, en casos donde las compañías de utilidades identifiquen oportunidades económicamente atractivas para inversión, hay a menudo una carencia de familiaridad con las tecnologías DG, que ha contribuido a la percepción de riesgos añadidos e incertidumbres, en particular cuando DG es comparado a soluciones de energía convencionales. Esta falta de familiaridad por no establecer programas pilotos, ha contribuido a una carencia de datos estándares, modelos, o instrumentos de análisis para evaluar DG o prácticas estándares para incorporar DG en la planificación de sistemas eléctricos y operaciones en el país.
- DG ofrece ventajas potenciales en la planificación de sistemas eléctricos y operaciones. En una base municipal, hay oportunidad para que la AEE utilice DG para reducir cargas máximas, proporcionar servicios auxiliares como son: poder reactivo y apoyo de voltaje así como mejorar la calidad de poder. La Utilización de DG a nivel municipal puede aliviar la carga total del sistema municipal y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en su totalidad. Por ejemplo, varias utilidades tienen programas que proporcionan incentivos financieros a clientes-generadores con unidades de DG de emergencia para ponerlos a disposición de operadores de sistema eléctricos durante períodos de demanda picos y en otros tiempos de necesidad del sistema.

La ley 145 aprobada en 2006, autoriza bajo la ley de Municipios Autónomos a la creación de corporaciones especiales de DG en cumplimiento de PURPA. Además, varias regiones han empleado programas de respuesta de demanda (DR), donde los incentivos financieros y/o tarifas son promocionados a clientes-generadores para reducir su consumo de electricidad durante períodos picos. Clientes-generadores que participan en estos programas usan DG para mantener sus operaciones cerca de lo normal mientras ello reduce su uso de poder en horas pico. Para esto, es necesario que se estipule una nueva categoría de cliente en la AEE: el cliente-generador en niveles: residencial, comercial e industrial.

- Además de las ventajas potenciales para la operación y planificación de sistemas eléctricos, DG también puede ser usado para disminuir la vulnerabilidad del sistema eléctrico a amenazas de ataques terroristas u otras formas de interrupciones potencialmente catastróficas como desastres geológicos o atmosféricos para así aumentar la capacidad de recuperación de sectores de infraestructura críticos, definidos en el Plan de Protección de Infraestructura Nacional (NIPP) publicado por el Homeland Security Department, como son: telecomunicaciones, plantas químicas, agricultura y alimento, e instalaciones del gobierno. Hay muchos ejemplos de clientes que poseen y hacen funcionar sus instalaciones en estos sectores quienes usan DG para mantener operaciones cuando la red está abajo durante interrupciones relacionadas con el tiempo o apagones regionales.

"En septiembre 2004, la tormenta Jeanne provocó pérdidas que rondaron los \$11.0 Millones y gastos de \$33.4 por daños al sistema de transmisión y distribución, siendo un evento menor dentro de la historia climatológica de Puerto Rico."

- En ciertas circunstancias, DG también puede tener efectos beneficiosos en el uso de tierras y necesidades de servidumbres de paso para transmisión eléctrica y distribución.
- Reglamentaciones excesivamente estrictas por parte del estado para aspirar a tarifas eléctricas verdes, regulaciones ambientales, restricciones e imprecisiones en la permisología para la interconexión en la red, desempeñan un papel importante en la determinación del atractivo financiero de proyectos de DG. Estas reglas y regulaciones varían entre estados y territorios de servicio de utilidades, que en sí mismo puede ser un impedimento para desarrolladores de DG, contribuyendo al alza de costos en proyectos de DG más allá de lo deseable. Además, las utilidades, a menudo con el acuerdo de las oficinas de Asuntos de Energía estatales, tienen reglas y provocan gastos que causan impedimentos relacionados con el costo de estudios y seguros que desalientan la DG. Recientemente, han habido contundentes trabajos de investigación técnica que se dirigen a uniformar y resolver algunos de estos impedimentos, como el trabajo del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) para poner en práctica estándares de interconexión de DG uniformes. Además, el Subtítulo E – Enmiendas a PURPA del Acta de Política de Energía de 2005, contiene provisiones para que comisiones de utilidades públicas estatales adopten tarifas de electricidad a base de tiempo, medición neta, medición uniforme, estándares de interconexión uniformes, y programas de respuesta de demanda, los cuales ayuda a resolver algunos impedimentos relacionados con el costo de DG.

"La APEV plantea que, a menos que la AEE tenga para nuestro estudio y comentario resultados de proyectos pilotos en Puerto Rico en DG a nivel residencial, comercial e industrial; que demuestren la necesidad de medidas restrictivas o mayores a las de otros estados y/o territorios de la nación, se utilicen los estándares de IEEE."

El dilema de "Costo" Vs. "Beneficios":

El resultado de esta carencia de integración de DG en el sistema eléctrico de Puerto Rico es la de que muchos de los beneficios directos, y prácticamente todos los indirectos de sistemas DG no son capturados dentro de la contabilidad tradicional de flujo de caja o "cash flow" en la AEE. Esto es principalmente el producto de una estructura reguladora histórica que ha producido inversión de capital específicas y prioridades operacionales así como la tarea significativa de cuidar la red de generación central: líneas de energía, y subestaciones así como satisfacer las necesidades del consumidor de la energía eléctrica.

Desde su inicio, las comisiones reguladoras de utilidades públicas estatales han seriamente, perseguido lo mejor posible la combinación de servicios confiables y costos razonablemente bajos. Esta relación con las corporaciones de utilidades (algunas veces como colegas, otras como argumentadores), ha evolucionado en una serie de reglas generalmente aceptadas y prácticas comerciales en cuanto al método apropiado para estimar las propiedades de una tecnología, la utilización, la seguridad, y el valor público. Los sistemas DG ya que han sido principalmente soluciones basadas en el consumidor, generalmente se han desarrollado fuera del marco regulador tradicional.

Ventajas de Sistemas de Generación Distribuidos (DG):

1. Tiempos de construcción más cortos
2. Riesgo financiero reducido por sobre o baja construcción de facilidades
3. Costo de proyecto reducido con el tiempo debido a mejor alineación de demanda incremental y suministro
4. Tarifas de Kv. más bajas debido a exenciones en permisos o menor gasto en permisología estatal/federal y municipal
5. Exposición considerablemente reducida al desuso de tecnología
6. Creación de trabajo local para fabricación, instalación/operadores y técnicos

7. Desarrollo de pequeños negocios e impuestos contra fabricación extranjera
8. Costo de unidades de generación menor, procesos industriales automatizados compartido con otras empresas de fabricación en serie (es decir, industria automotriz)
9. Comienzo de proyectos más cortos, permitiendo la capitalización rápida y evitando la exposición a climas económicos regulatorios
10. Reducción significativa de riesgos por interrupción por causa de combustibles (Aumentando la cartera de combustibles importados con "Energía alterna": solar, viento, biodiesel, hidro, termal)
11. Riesgo de cambio en precios de combustible fósil, reducido
12. Mayor ganancia contra inversión
13. Exposición reducida a fluctuaciones en tasa de interés
14. Potencialmente más y mejor análisis rutinario modular, para expansiones capitales
15. Salida múltiples para descontinuar proyectos, con diferentes niveles de riesgo
16. Capacidad de desplegar recursos portátiles a consecuencia de cambios en perfiles de demanda
17. Portabilidad = utilización de capacidad más Alta
18. Gastos de remediación reducidos al momento de decomisar proyectos
19. Eficacia de sistema más alta reduce la proporción de gastos fijos/variable (combustible)

20. Potencial de costos más bajos en repuestos hechos en línea de producción en masa
21. Desplaza aquella parte de la carga del cliente con las pérdidas de línea más altas
22. Desplaza aquella parte de la carga del cliente con las mayores exigencias de poder reactivas
23. Desplaza aquella parte de la carga de cliente con los gastos de energía marginal más altos
24. Interrupciones relacionadas con el clima (solar, viento), más fácilmente predichas y de duración más corta que fallos de equipo en plantas centrales
25. La capacidad de "hot swap" – cuando un módulo DG (panel, rastreador, inversor, turbina), no está disponible, otros módulos siguen funcionando
26. El emplazamiento de carga "load sitting", reduce o elimina pérdidas de línea de transmisión eléctrica y líneas de distribución
27. Estabilidad de sistema intrínsecamente mejorada debido a multiplicidad de entradas
28. Consecuencias regionales reducidas por fallo de sistemas
29. Transmisión mejorada y confiabilidad de distribución debido a reducción en carga pico, conducción y enfriamiento de transformador y conducción
30. Rápido "ramping" dentro del sistema de distribución, capacidad de reducir distorsión armónica a nivel del cliente.

Hay actualmente dos mecanismos primarios usados por las compañías de utilidades para tener acceso al lado del cliente-generador de DG para objetivos de confiabilidad:

- Varias utilidades ofrecen incentivos financieros a dueños de unidades de poder para propósito de emergencia para ponerlos a disposición de operadores de red durante tiempos de necesidad del sistema.
- Varias regiones ofrecen incentivos financieros o tarifas a clientes para reducir la demanda durante tiempos de necesidad de sistema (programas de respuesta de demanda), y algunos participantes en estos programas usan DG para mantener operaciones locales cerca de los parámetros normales mientras ellos reducen su demanda de la red.

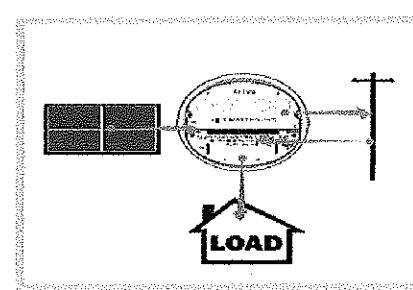
La AEE tiene que brindar incentivos de tarifa, apoyo técnico y venta de productos y servicios. Su inversión contribuirá al bienestar ciudadano y del ambiente así como seguridad total del sistema y el país. Requerimos se haga una vista pública específicamente para discutir el modelo que la AEE está dispuesto a auspiciar en términos tarifarios y de interconexión, dando espacio a que la corporación estudie los modelos sugeridos y pondere un modelo administrativo puertorriqueño.

Incentivos económicos no tarifarios:

Methods of Metering Small-Scale Renewable Energy

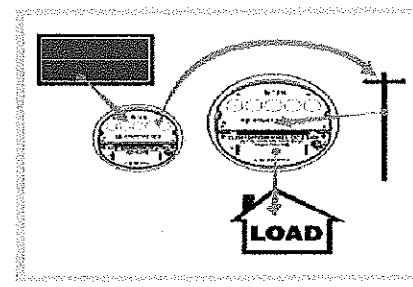
Net Metering

The most common method of "basic" net metering uses a single bi-directional meter that registers the flow of electricity in two directions to record the customer-generator's net energy consumption or production over a single billing period.¹⁸ The meter spins forward during periods of electricity consumption from the grid, similar to any ordinary meter. Alternatively, the meter spins backwards during periods of excess energy production to register the flow of electricity fed into the grid. Many existing meters have this capability. At the end of each billing period, the utility company bills the customer generator only for the net energy consumed by the grid (the difference between the energy consumed and the energy produced on the grid). In the situation of net metering with rolling credit, the utility should credit the customer for any excess generation at the retail rate for electricity and carry that credit to the next billing period indefinitely.¹⁹



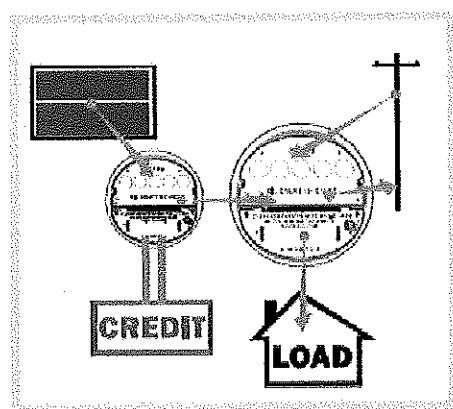
Dual Metering

Dual metering, another method of metering, should not be confused with net metering. Unlike net metering, which uses a single, bi-directional meter, dual metering requires two separate meters: one to measure the electricity consumed from the grid and another to measure the distributed generation (DG) produced directly sold to the grid. Dual metering typically costs more than net metering for both the utility and the customer. The customer generally pays for the secondary meter, while the utility incurs the extra administrative costs associated with processing the data from two separate meters.²⁰ Under dual metering, the customer-generator feeds any electricity produced from a DG-system directly onto the grid, which the utility purchases at avoided cost (the amount it would cost the utility to place the power in the grid itself) and credits the amount purchased to the customer's monthly bill. The key difference between net metering and dual metering is that a net metered customer receives credit at the retail rate (the price the electricity would cost the customer at the time it is used), while in dual metering, the customer receives the (much lower) avoided cost, or wholesale rate, for electricity generated by a DG system.



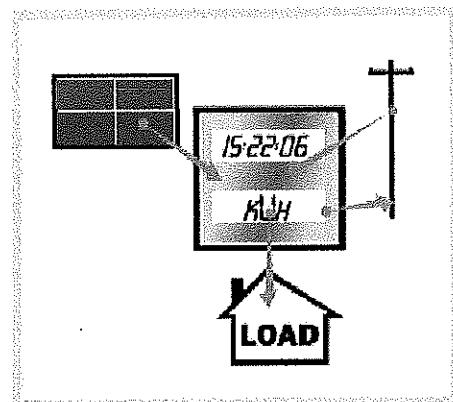
La experiencia mundial indica que productores residenciales con incentivos como REC's o Green Tags se organizan dentro de cooperativas y venden sus excedentes de energía y atributos, tanto al estado como a clientes privados con una certeza de que entrar a este cambio en tecnología es factible y deseable.

Net Billing¹⁹



Another two-metered system, called net billing, uses a bidirectional meter to record the net energy consumption, while a secondary meter records the total output of electricity fed into the grid from the DG system.¹⁹ As in bi-directional metering, the customer is credited the retail rate for the electricity generated. For some customer-generators, total output is awarded performance based incentives, such as Renewable Energy Credits (RECs), tradable commodities that represent the attributes of energy produced by renewable sources. However, for smaller PV systems, REC distributors often estimate potential output and award RECs based on that estimate.

Smart Metering²⁰



A final type of metering system is smart metering. Smart metering allows customers to gauge the real-time price, or 'time-of-use' rate, for electricity. This enables customers to base their electricity consumption patterns on the retail prices of electricity. The use of smart metering in conjunction with net metering encourages customer-generators to make more informed electricity consumption decisions, which can drastically reduce demand on the electricity grid as well as the customer's monthly bill. For example, customer-generators with smart metering reduce demand by producing their own electricity during peak load intervals (conveniently, the time when PV systems are at optimal performance), and reduces their monthly bills by performing energy intensive chores (like household laundry) when retail rates of electricity are lowest. Also, smart meters can differentiate between sources of energy and can track DG production, which can facilitate the use of performance-based incentives.

¹⁹ "Billing" is a general term for "net metering" or "load metering" categories. As it is listed here "net billing," this refers to generation injected into the grid that is sold more in the market.

Esto, utilizando el mecanismo de Certificados de Energía Renovable (Renewable Energy Certificates o Green Tags), con los cuales individuos, industrias y gobierno podrán invertir en energía limpia sin el gasto de equipo que en energía renovable es un gasto principal e inicial (up front).

En Estados Unidos y en el mundo encontramos ejemplos de comunidades enteras que invierten en sus equipos residenciales individuales y se benefician de los incentivos contributivos y rembosos. El net metering históricamente, se promueve a través de la corporación de utilidades (en nuestro caso AEE), así como cooperativas y fundaciones establecidas para impulsar la energía verde a través de incentivos como REC's o GREEN TAGS.

Promotores (brokers) de energía que compran el derecho de vender los atributos energéticos que no se le vendan a AEE, se benefician por vender a mercados públicos paralelos. ¿Por qué no vender toda la energía y atributos a la Corporación pública? Hay varias razones.

Comenzemos por definir el término “Atributos” en un REC. Los Certificados por Energía Renovable, representan los atributos de mejoras al ambiente, sociedad así como otros puntos positivos más allá de la generación de electricidad por fuentes renovables:

- Evitar impactos al ambiente. La compra de REC's y energía renovable impide la gran mayoría de los impactos ambientales asociados con la forma tradicional de generar energía eléctrica, ayudando a proteger la salud del ser humano y de lo que lo rodea.
- Alcanzar los objetivos ambientalistas en una organización. El reducir el impacto ambiental de una organización es una de las motivaciones principales para comprar REC's. Por ejemplo, comprar REC's puede ayudar a alcanzar una reducción significativa en los gases de efecto invernadero. Si una organización está interesada en obtener una certificación ISO-1401, por su cuadro ambiental, el ser parte de un programa para reducir emisiones provocadas por el consumo/producción de energía es una parte importante como parte del proceso para obtener esta certificación.
- El comprar REC's demuestra liderato cívico, manifestando que la organización está dispuesta a actuar con pronunciamientos en pro del ambiente y la sociedad. También demuestra una responsabilidad social hacia sus usuarios, la mayoría de los cuales favorecen la utilización de fuentes renovables de energía.
- Generación de publicidad positiva. La compra de certificados de energía renovable genera un reconocimiento público y de relaciones públicas que no hay campaña de publicidad o de medios que pueda adquirirla. Compañías que constantemente están en la mirilla pública necesitan ser proactivas a las preocupaciones en el tema ambiental que consumidores, inversionistas, cuerpos reguladores así como otros constituyentes manifiestan y fiscalizan. Agencias y grupos promotores de la energía verde como lo son la EPA, APEV u otros

proveen asistencia para alcanzar grupos sociales y demostrar los logros de la organización a través del REC.

- Comprar REC's crea una diferencia entre su producto o servicio y todos los demás. Una compañía podrá ser capaz de diferenciar su producto o servicio por ejemplo, ofreciéndolo como "hecho con energía renovable" o "ambientalmente neutral". Se podrían crear campañas entre los generadores de energía renovable y las compañías de productos hechos a través de REC's. Se ha creado un logotipo que con el permiso correcto, las compañías podrán colocar en los empaques de aquellos productos certificados para indicar el porcentaje de energía renovable utilizado en la confección del producto o la operación de la compañía.
- La compra de REC's estimula la economía local. Ya que la generación de energía es local, empleos se crean para la instalación y operación de facilidades de generación. La generación de electricidad por renovables también eleva la tasa contributiva y provee ingreso adicional al agricultor y a comunidades rurales, siendo una oportunidad importante para crecimiento económico en una economía madura, postindustrial como la de Puerto Rico.
- Transformación en los mercados económicos locales. La compra de REC's reduce el impacto a largo plazo en los costos de producción y transforma el mercado tradicional, creando mercado de tecnologías asociadas a la energía renovable. La gran mayoría de estas tecnologías no están en producción en masa, pero sus costos de producción caen dramáticamente mientras el volumen de producción aumenta, convirtiéndose cada día en una alternativa más atractiva.

Históricamente a nivel mundial y nacional, la batalla para la implementación de modelos energéticos renovables ha surgido de las Universidades, comunidades, organizaciones de acción comunitaria y del pueblo.

Con un mercado libre en Certificados de energía, grupos de acción comunitaria como el nuestro podrán iniciar cooperativas entre los ciudadanos/municipios productores, firmar en exclusividad sus atributos para convertirlos en REC's y estos ser vendidos a ciudadanos y empresas con conciencia ambientalista pero sin los recursos para ser productores de electricidad por medios renovables.

Por último, la ganancia neta del REC se convertirá en dinero para los productores de energía, instrumentos de educación pública, becas estudiantiles para el estudio ambientalista y reembolsos.

Las cooperativas en EU son productoras masivas de energía limpia que venden su energía a las compañías de utilidades y a nivel municipal, venden los atributos en forma de certificados de energía para impulsar el establecimiento de

nuevos productores de energía renovable. Este mecanismo (REC's), es reglamentado por la EPA , US Department of Energy, Green-E y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), entidades reglamentadoras que aplican sus poderes y tienen inherencia en el ELA.

Cabe señalar que el mismo beneficio y responsabilidad que tendría cualquier entidad privada reglamentada para la venta de REC's, la tiene la AEE. Es una exigencia a nivel federal que el estado o territorio promueva activamente este mecanismo de inversión vis a vis el net metering y la venta de energía verde. Proponemos, que en el caso del reglamento 8618, en su sección 2.02-Informe operacional. Sugerimos:

1. Se acoja en un inciso en donde el productor/vendedor de electricidad presente como parte de su informe operacional:
 - a. Copia del modelo de contrato al cliente (en caso de PPA's) en donde se determinen cláusulas específicas de:
 - i. Manejo de contingencias en donde el precio del Kwh/m baje a menos del estipulado en el contrato original y que pueda ir en detrimento del consumidor contratante.
 - ii. Que se establezca claramente que el productor de electricidad en caso de querellas u objeciones en su contrato, se allana a la jurisdicción primaria de la CREPR sea por mecanismos de mediación y/o arbitraje y en última instancia
 - iii. Se vincula cualquier acción legal a ser llevada prioritariamente en jurisdicción local del ELA de PR en corte de apelaciones.
 - iv. Establezca la gradación, tipo y valor del vehículo utilizado para reconocer la reducción de externalidades que un proyecto de DG genere; sea a través de REC's, incentivo contributivo, reembolsos u otros que la industria sea autorizada a promover.
2. Que la AEE en específico, presente anualmente a la CREPR, un informe cónsono al informe de incidencias federal, que refleje la calidad de la producción y distribución de energía en el país y establezca anualmente:
 - a. La mezcla dentro de la cartera energética del país (con sus porcentajes en cada renglón y sus subdivisiones:
 - i. Gas Natural
 - ii. Combustibles fósiles
 - iii. Carbón
 - iv. Eólico
 - v. Fotovoltaico
 - vi. Biodiesel
 - vii. Hidrológico

- b. Que la AEE mantenga vigente los mecanismos internos de administración de querellas sin que esto vaya por encima del estado de ley vigente, manteniendo la ley # 33 del 27 de junio de 1985 así como el reglamento # 6710 del 21 de octubre 2003 como los mecanismos procesales que el consumidor tiene a su poder para querellas y objeciones hasta llegar a vista administrativa interna y en su defecto, una determinación final y firme que pueda ser apelada por el consumidor, tanto en cuarto nivel (CREPR) como en tribunal de apelaciones.

Sobre el “net metering” y la posición de APEV en la instalación, facturación y crédito:

Entendemos que el contador deberá ser instalado por las mismas personas que instalan y certifican el mismo actualmente. El equipo (contador) podrá ser cobrado al cliente residencial o comercial a través de débito en los créditos que acumule el productor de energía renovable. Otra forma es a través del Cargo Fijo por Servicio de Cuenta que se cobra en la factura de AEE. Veamos lo que dice el nuevo modo de factura de la AEE:

Nos oponemos a que la AEE haga cambios tarifarios sustanciales a este renglón, sobre todo cuando por primera vez en décadas, los cargos fijos por servicio de cuenta se aplicarían en tecnología que beneficiará directamente al residente y al comerciante.

Está disponible la tecnología para medir en ambas direcciones el flujo en el contador. No nos oponemos que como medición adicional, los equipos de los productores de energía renovable incluyan internamente una medición de entrada de energía fotovoltaica y/o eólica, pero no como parte del contador.

De no ser así, cualquier requerimiento adicional de medición será provista por la AEE. Así también la AEE deberá proveer a los productores, cuales serán los parámetros técnicos y de seguridad mínimos necesarios para certificar a un productor de energía renovable. Estos parámetros deberán ser realista en términos del equipo certificado y estar acordes al estándar utilizado en la nación norteamericana en equipos residenciales y comerciales, partiendo de las regulaciones de EPA, ANSI, NEC, IEEE, UL y la Administración de Asuntos de Energía de Puerto Rico.

Es de hecho a esta última, a quien recomendamos como agente certificador de los estándar de equipos a ser instalados por residentes-productores y/o comerciantes-productores.

Entendemos que los cargos normales por servicio ya están detallados como parte de la nueva factura que dio a conocer la AEE. En todo momento se entiende que la cuota por cargo fijo por servicio de cuenta será cobrada a todo residente conectado a la AEE. Sin embargo, la AEE tiene que definir el renglón de Compra de Combustible, ya que los productores de energía renovable serán reflejados en la factura de AEE en el renglón de Compra de Energía y tiene que haber un cómputo que amortice el combustible sobre la compra de energía.

Veamos la explicación que somete la AEE como texto:

Entendemos que el cargo mínimo a cobrar a un productor de energía es equivalente a el cargo mínimo que se le cobra a un consumo cero (0) de electricidad durante un periodo de facturación. La AEE deberá diseñar como parte de su lugar en la red cibernética, una página en donde los productores puedan ver en tiempo real, lo que entra en producción de energía renovable a la AEE por su generación. Ya la corporación mantiene este servicio para todos sus clientes, lo que tendría que especializar es al renglón de producción residencial y comercial. La APEV puede proveer diferentes modelos para este mecanismo.

Estamos de acuerdo en que cualquier sobrante de crédito generado al final del año fiscal sea manejado por la AEE. No estamos de acuerdo en que se maneje esta energía verde como créditos y/o rebajas para el sistema de educación u otra dependencia gubernamental en específico y de forma gratuita.

La producción de energía cuesta en todos los niveles, aunque sea de fuentes renovables. Entendemos que esta energía sobrante deberá ser convertida por la AEE en REC's y ser puesta a la venta y/o dado como rebates (reembolsos) a nuevos productores de energía que entren a la red o a consumidores de la red con conciencia ambientalista que quieran ser parte de la diferencia.

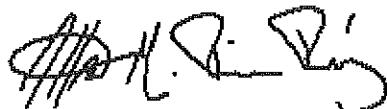
La empresa privada y los ciudadanos privados deberán ser incentivados mediante créditos en el servicio eléctrico/fluvial a la presentación de REC's. La AEE puede vender una cartera acumulada de REC's tanto en Puerto Rico como en los estados de la nación norteamericana.

¿Cómo será un Puerto Rico energizado por fuentes renovables y DG? Algunos cambios asumibles son:

- La economía energética será más descentralizada y eficiente, permitiendo que residentes, municipios y comerciantes logren sus propias metas energéticas (ahorro/conservación).
- La dependencia al combustible fósil continuara, pero el abasto será más largo permitiendo al gobierno canalizar mejor sus recursos.

- Debido a ello, la capacidad bursátil y financiera aumentará al ser mayor la inversión en nueva infraestructura, remodelación y menor en energía.
- El aire será más limpio, reduciendo las enfermedades respiratorias como el Asma, salvando vidas puertorriqueñas.
- A nivel global, contribuimos sustancialmente a disminuir la emisión de gases nocivos, reduciendo la amenaza de cambios climáticos abrupto y severos como: Huracanes tipo 5, inundaciones y sequías.
- Miles de empleos se crearán en Puerto Rico en la agricultura, manufactura y servicios relacionados a la energía.
- Comunidades rurales se desarrollarán como productores de energía y se levantarán mejores y más eficientes infraestructuras de servicio de utilidades en la ruralía.

Agradecemos la oportunidad de aportar en esta vista con hechos e ideas para el mejor futuro de nuestros hijos y nietos.



Alan Michael Rivera-Ruiz
Fundador
Asociación Puertorriqueña
Energía Verde (APEV)

BIBLIOGRAFÍA:

- 18 CFR 292. 2004. "Regulations Under Sections 201 and 210 of the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 with Regard to Small Power Production and Cogeneration." *Code of Federal Regulations*, Federal Energy Regulatory Commission.
- 18 CFR 292.305 (a)(2). 2006. "Rates for Sales." *Code of Federal Regulations*, Federal Energy Regulatory Commission.
- 18 CFR Sec. 141.1. 2006. "FERC Form No. 1, Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others." *Code of Federal Regulations*, Federal Energy Regulatory Commission.
- 70 FR 71760-71772. November 30, 2005. "Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures; Order on Rehearing." *Federal Register*, U.S. Department of Energy.
- 71 FR 4904- 4905. January 30, 2006. "Study of the Potential Benefits of Distributed Generation." *Federal Register*, U.S. Department of Energy.

- Abt, Eileen, N., 1994. "Coping with the Risk of Cancer in Children Living Near Power Lines" *Risk* 5 (Winter). Franklin Pierce Law Center. Accessed September 12, 2006 at <http://www.piercelaw.edu/risk/vol5/winter/abt.htm>.
- American Electric Power Service Corp., Opinión No. 440, 88 FERC 61141 (1999).
- American Electric Power (AEP), 2006. "The AEP Interstate Project Proposal - A 765 kV Transmission Line from West Virginia to New Jersey" January. Accessed September 15, 2006 at
http://www.aep.com/newsroom/resources/docs/AEP_InterstateProjectProposal.pdf#search=%22aep%20interstate%20project%20proposal%20765%22
- Apt, J., L.B. Lave, S. Talukdar, M.G. Morgan, and M. Ilic, 2004. "Electrical Blackouts: A Systemic Problem," *Issues in Science and Technology*, Summer 2004.
- Apt, J. and G. Morgan, 2005. "Critical Electric Power Issues in Pennsylvania: Transmission, Distributed Generation and Continuing Services when the Grid Falls," produced by the Carnegie Mellon Electricity Industry Center for the Pennsylvania Department of Environmental Protection, February.
- Arizona Department of Transportation, 2006. "Williams Gateway Corridor Definitions Study Final Report," Phoenix, Arizona. Accessed September 22, 2006 at
http://tpd.azdot.gov/planning/Files/cds/williams/FR1_Williams%20Gateway%20Final%20Report.pdf
- Arthur. D. Little, Inc. Cambridge, Massachusetts, 2000. "Reliability and Distributed Generation, an Arthur D. Little White Paper." Prepared for ASCO Power Technologies, DTE Energy Technologies, Eaton Corporation, Elliott Energy Systems Incorporated, Enercon Engineering Incorporated, ENCORP Incorporated, General Electric, Howmet Corporation, Powel B2B Services Incorporated, Rolls-Royce, United Technologies Incorporated, Visteon Corporation, U.S. Department of Energy. Accessed September 22 at
http://www.encorp.com/dwnld/pdf/whitepaper/wp_ADL_4.pdf
- Arkansas Renewable Energy Development Act*, Act 1781 of 2001. HB 2325. Attachment 1, Section 2.
- Asgeirsson, Hawk, "Detroit Edison Distributed Resources Utility Applications & Case Studies" presented at the IEEE Power Engineering Society 2004 General Meeting, Denver, Colorado, June 2004.
- Bill Young, Florida Solar Energy Center, telephone conversation, February 7, 2006.
- Bluefield Water Works & Improvement Company v. Public Service Commission of the State of West Virginia et al, 262 U.S. 679 (U.S. 1923).
- Bonbright, J.C., 1961. *Principles of Public Utility Rates*, Columbia University Press: New York, New York.
- Borbely, A. and J. Kreider, 2001, *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*, CRC Press: Boca Raton, Florida.

- Brooks, D. L., R. C. Dugan, M. Waclawiak, and A. Sundaram, 1998. "Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(1): 254-259.
- Brown, M.H. and R. P. Sedano, 2004. "Electricity Transmission: A Primer," prepared for the National Council on Electricity Policy, June. Accessed on September 14, 2006 at <http://www.raponline.org/pubs/electricitytransmission.pdf>.
- Brown, R.E. and L.A.A. Freeman, 2001. "Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation," presented at the IEEE Power Engineering Society 2001 Summer Meeting, Vancouver, British Columbia, July.
- California Energy Commission, 2005. "California Distributed Energy Resource Guide – Rule 21," accessed September 12, 2006 at http://www.energy.ca.gov/distgen/interconnection/california_requirements.html (last updated April 4, 2005).
- California Public Utility Commission Proposed Decision of Commissioner Lynch January 10, 2003.8.3.2 Discussion: Contracting for Distributed Generation Obviates Need for Deaveraged Tariffs or Incentive Programs at This Time. Accessed September 21, 2006 at www.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/Comment_decision/22616-07.htm
- Cardell, J. and R. Tabors, 1998. "Operation and Control in a Competitive Market: Distributed Generation in a Restructured Industry," *Energy Journal, Special Issue on Distributed Resources: Toward a New Paradigm of the Electricity Business*, January.
- Caywood, R.E., 1972. *Electric Utility Rate Economics*. McGraw-Hill: New York, New York.
- Chamra, L. and J. Weathers, 2006. "CHP (Cooling, Heating, and Power) at the Mississippi Baptist Medical Center," Mississippi State University, February 21.

- Chang, S.T., K.Y. Chua, C.C. Slew, and T.L. Tan, 2001. "Power Quality Initiatives in Singapore," published in *Part 1: Contributions, CIRED, 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Amsterdam, Netherlands, June.
- Chowdhury, A. A., S. K. Agarwal, and D.O. Koval, 2003. "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis," *IEEE Transactions on Industry Applications* 39(5): 1493-1498.
- Connecticut Department of Public Utility Control. DPUC Review of the Development of a Program to Provide Various Incentives for Customer-Side Distributed Generation Resources. Docket no. 05-07-16. Connecticut, 2006
- Cooper, G, 1998. *Air Conditioning America: Engineers and the Controlled Environment, 1900-1960*. Johns Hopkins University Press: Baltimore, Maryland.
- Craig Broussard, Heber Light and Power, telephone conversation, March 1, 2006.
- Curtice, D., 1997. "Cost of Providing Ancillary Services from Power Plants. Volume 1: A Primer." Electric Power Research Institute, Palo Alto, California.
- Davenport, F.W.T., 1991. "Voltage Dips and Short Interruptions in Public Medium Voltage Electricity Supply Systems." International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPEDE), Brussels.
- Departments of the Army and the Air Force, 1995. "Electrical Power Supply and Distribution," Army TM 5-811-1, February. Accessed September 11, 2006 at <http://www.usace.army.mil/publications/armytm/tm5-811-1/entire.pdf>
- Department of Energy, Western Area Power of Administration, 2003. "Finding of No Significant Impact and Floodplain Statement of Findings Wolf Point, Montana to Williston, North Dakota Transmission Line Rebuild" DOE/EA-1401, August. Accessed September 15, 2006 at <http://deq.mt.gov/ea/mfs/WolfPointRebuild/FONSIWestnWolfPoint.pdf>
- Department of Homeland Security, 2006. "National Infrastructure Protection Plan," January. Accessed September 15, 2006 at http://www.dhs.gov/interweb/assetlibrary/NIPP_Plan.pdf
- Dugan, R. C. and T. E. McDermott, 2002. "Distributed Generation: Operating Conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution Systems" *IEEE Industry Applications Magazine* 8(2): 19-25.
- Duke Energy Corporation, 2003. "2003 Annual Report, Results of Operations," Duke Energy Corporation, December.
- Duquesne Light Company et al v. Barasch et al, 488 U.S. 299 (U.S. 1989).
- East Central Area Reliability Coordination Agreement, 2000.
- "1999 Transmission Line Outages Summary Report," 00-TFP-46-2, November.

- Electric Power Research Institute (EPRI), 1996. "An Assessment of Distribution System Power Quality; Volume 2: Statistical Summary Report," EPRI TR-106294-V2, May.
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2003. "Revealing the Value of Demand Response: Regulatory and Market Options," EPRI TR-1001638, December.
- Electric Power and Research Institute (EPRI), 2003. "Infrastructure Quality and Reliability," September. Accessed September 21, 2006 at http://www.epri-intelligrid.com/intelligrid/docs/Infrastructure_Quality_and_Reliability_082203.pdf
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2004. "Economic Costs and Benefits of Distributed Energy Resources," EPRI-1011305.
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2005. "Massachusetts Distributed Generation Collaborative 2005 Annual Report Attachment C: A Framework for Developing Win-Win Strategies for Distributed Energy Resources in Massachusetts" prepared for the Massachusetts Department of Telecommunications and Energy in response to D.T.E. Order 02-38-B, May 31.
- El-Keib, A.A. and X. Ma, 1997. "Calculating Short-Run Marginal costs of Active and Reactive Power Production," *IEEE Transactions on Power Systems* 12, 559-565.
- Energetics, Inc., 2005. "MADRI Model Small Generator Interconnection Procedures," accessed September 20, 2006 at <http://www.energetics.com/MADRI/interconnection.html>.
- Energy and Environmental Analysis, Inc., 2004a. "Distributed Generation Operational Reliability and Availability Database, Final Report," prepared for Oak Ridge National Laboratory, January.
- Energy and Environmental Analysis, Inc., 2004b. "Assessing the Benefits of On-Site Combined Heat and Power During the August 14, 2003 Blackout," 4000027086, prepared for Jan Berry, Oak Ridge National Laboratory, June.
- Energy and Environmental Economics, Inc., 2004. "Methodology and Forecast of Long Term Avoided Costs for the Evaluation of California Energy Efficiency Programs," prepared for the California Public Utilities Commission, October.
- Energy and Environmental Economics, Inc. and Electrotek Concepts, Inc., 2005. "Renewable Distributed Generation Assessment: city of Palo Alto Utilities Case Study, Final Report," CEC 500-2005-029, prepared for the California Energy Commission, January.
- Energy Nexus Group and Pace Energy Project, 2002. "Combined Heat and Power Market Potential for New York State," prepared for New York State Energy Research and Development Administration, May.
- Energy Policy Act of 2005, Public Law 109-58.
- Engle, David, 2006. "Jammed Power Lines, Megawatts Wasted...DG Coming to the Grid's Rescue," *Distributed Energy*, 4(1). Accessed September 15, 2006 at http://www.distributedenergy.com/de_0601_jammed.html.

- Eto, J., S. Stoft and T. Belden, 1994. "The Theory and Practice of Decoupling," LBNL-34555, January.
- Eto, J., D. Divan, and W. Brumsickle, 2004. "Pilot Evaluation of Electricity-Reliability and Power-Quality Monitoring in California's Silicon Valley with the I-Grid® System," LBNL-52740, February.
- Evans, P.B., 2005. "Optimal Portfolio Methodology for Assessing Distributed Energy Resources Benefits for the Energynet," CEC-500-2005-096, prepared by New Power Technologies for the California Energy Commission, March.
- Feather, P., D. Hellerstein, and L. Hansen, 1999. "Economic Valuation of Environmental Benefits and the Targeting of Conservation Programs: The Case of the Conservation Reserve Program (CRP)," Report No. 778, United States Department of Agriculture (USDA), Economic Research Service (ERS).
- Federal Energy Regulatory Commission, 2005. "Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures: Order on Rehearing" published in the Federal Register November 30, 2005 (70 FR 71760).
- Federal Energy Regulatory Commission, 2006. "Form 1 - Electric Utility Annual Report," accessed September 20, 2006 at
<http://www.ferc.gov/docs-filing/eforms/form-1/elec-subm-soft.asp#skipnavsub>
(last updated June 6, 2006.)
- Federal Energy Regulatory Commission, 2006. "Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures" published in the Federal Register July 27, 2006 (71 FR 42587).
- Federal Power Act, 16 USC 791.
- Federal Power Commission et al v. Hope Natural Gas Company, 320 U.S. 591 (U.S. 1944).
- Firestone, R. and C. Marnay, 2005. "The Effects of Electricity Tariff Structure on Distributed Generation Adoption in New York State" Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-57942, September.
- Galvin Project, Inc. *Galvin Electricity Initiative*. Accessed September 26, 2006 at
<http://www.galvinpower.org/>.
- Gellings C., M. Samotyj, and B. Howe, 2004. "The Future's Smart Delivery System" *IEEE Power & Energy Magazine*, 2(5) 40-48.
- GE Corporate Research and Development, 2003. "DG Power Quality, Protection and Reliability Case Studies Report," National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-560-34635, August.
- Glodner, A. 1994. "Guide for Upgrading RUS Transmission Lines." RUS Bulletin 1724E-203, U.S. Department of Agriculture Rural Utilities Service, Washington, D.C. Accessed September 22, 2006 at
<http://www.usda.gov/rus/electric/pubs/1724e203/1724e203.doc>
- Gonyeau, Josesph, 2005. "The Virtual Nuclear Tourist, Emergency Diesel Generator Building," Accessed April 25, 2006 at
<http://www.nucleartourist.com/areas/diesel.htm>. Last revised February 5, 2005.

- Gorin, T., "Supplementary Information on Historic Load Factors," California Energy Commission Demand Analysis Office Memorandum, October 4, 2005.
- Gumerman E. Z., R. R. Bharvirkar, K. H. LaCommare, and C Marrnay, 2003. "Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources" Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-52079, February.
- Hadley, S .W., J. W. Van Dyke, W.P. Poore, and T.K. Stovall, 2003. "Quantitative Assessment of Distributed Energy Resource Benefits" Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2003/20, May.
- Hadley, S.W., T.K. Stovall, and J.W. Van Dyke, 2006. "Customer-Owned Utilities and Distributed Energy: Potentials and Benefits," Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2005/257, February.
- Hegazy, Y. G., M. M. A. Salama, and A.Y. Chikhani, 2003. "Adequacy Assessment of Distributed Generation Systems Using Monte Carlo Simulation" *IEEE Transactions on Power Systems* 18(1): 48-52.
- Heimlich, Ralph, 2003. "Greenbelts? Not Without Greenbacks" Amber Waves The Economics of Food, Farming, and Natural Resources, and Rural America. USDA Economic Research Service, November. Accessed on September 12, 2006. Available at <http://www.ers.usda.gov/AmberWaves/November03/Findings/greenbelts.htm>.
- Hinrichs, D., L. Markel, and M. Goggin, 2005. "Protecting Critical Energy Infrastructure and Helping Communities Recover from Disaster with Distributed Energy Assets," prepared by Sentech, Inc. for the U.S. Department of Energy.
- Hirsh, R. F., 1989. *Technology and Transformation in the American Electric Utility Industry*, Cambridge University Press: New York, New York.
- Hirst, E. and B. Kirby, 1997a. "Ancillary-Service Details: Operating Reserves," ORNL/CON-452, November.
- Hirst, E. and B. Kirby, 1997b. "Creating Competitive Markets for Ancillary Services," ORNL/CON-448, October.
- Hirst, E., 2000. "Maximizing Generator Profits Across Energy and Ancillary Services Markets," ORNL.
- Hoff, T., H.J. Wenger, and B.K. Farmer, 1994. "The Value of Grid-Support Photovoltaics in Providing Distribution System Voltage Support," In *Proceedings of the 1994 American Solar Energy Society Annual Conference*, San Jose, California.
- Hoff, T. and D.S. Shugar, 1995. "The Value Of Grid-Support Photovoltaics in Reducing Distribution System Losses" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(3): 569-576.
- Hoff, T. E., Wenger, H. J. and B. K. Farmer, 1996. "Distributed Generation: An Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity" *Energy Policy* 24(2): 137-147.
- Hoge, P., July 26, 2006, "Central Valley Housing Boom Plays Role in the Big Heat, Experts Say/Larger New Homes Also Increase State's Demand for Energy" *San Francisco Chronicle*, p B10.

- Homeland Security Advisory Council, 2006. "Report of the Critical Infrastructure Task Force," January. Accessed September 21, 2006 at http://www.dhs.gov/interweb/assetlibrary/HSAC_CITF_Report_v2.pdf.
- Hudson C. R., B. J. Kirby, J. D. Kueck, and R. H. Staunton, 2001. "Industrial Use of Distributed Generation in Real-Time Energy and Ancillary Service Markets" Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2001/136, September.
- ICF Consulting, 2003. "Measuring the Economic Costs of Terrorist Attacks," *ICF Perspectives* newsletter.
- ICF Consulting, 2005. "Avoided Energy Supply Costs in New England" prepared for the Avoided Energy Supply Component (AESC) Study Group, December 23.
- Ilex Energy Consulting, 2004. "Ancillary Service Provision from Distributed Generation," prepared for the UK Department of Trade and Industry.
- Incentives Research Inc., 1995. "A Primer on Electric Power Flow for Economists and Utility Planners," The Electric Power Research Institute, EPRI TR-104604, February.
- Indiana Department of Transportation and the Federal Highway Administration, 2003. "US 31 Improvement Project, Interstate 465 to State Road 38; Draft Environmental Impact Statement" (DEIS) Data developed by Parsons Transportation Group, Inc. June.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1992. 2nd Printing 2004. *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* IEEE Std 519-1992.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1993. *Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants* IEEE Std 141-1993.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1995, Reaffirmed 2004. *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers* IEEE Std C57.91-1995.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2003. *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* IEEE Std 1366-2003.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* IEEE Std 1547-2003.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2004. *Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power System* IEEE Std 1453-2004.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2005. *IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* IEEE Std 1547.1-2005.
- International Electrochemical Commission, 2003. *Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4: Testing and Measurement Techniques Section 15: Flickermeter Functional and Design Specification IEC 61000-4-15-2003*.
- Interstate Renewable Energy Council (IREC), 2005. "Technical Interconnection Standards and Procedures for Small Generators, FINAL: October 2005," accessed September 21, 2006 at <http://www.irecusa.org/pdf/guide.pdf>.

- Interstate Renewable Energy Council (IREC), 2006. "State and Utility Net-Metering Rules," *Connecting to the Grid* online newsletter, accessed September 21, 2006 at <http://irecusa.org/connect/index.html>. (last updated March 2006)
- Irwin, E.G., 2002, "The Effects of Open Space on Residential Property Values" *Land Economics* 78(4): 465-480.
- ISO New England Inc., 2005. "Connecticut Energy Plan Framework Recommended Solutions and Actions for the State of Connecticut," January.
- ISO New England, Inc., 2006. *Demand Resources Group*. Accessed September 21, 2006 at http://www.iso-ne.com/committees/comm_wkgrps/othr/drg/index.html.
- John Hamilton, Britannia Water, telephone conversation, April 2, 2006.
- Johnson L., K. Takahshi, F. Weston and C. Murray, 2005. "Rate Structures for Customers with Onsite Generation: Practice and Innovation," National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-560-39142, December.
- Joos G., B.T. Ooi, D. McGillis, F.D. Galiana, and R. Marceau, 2000. "The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services" in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol 3, pp 1762-1767. Seattle, Washington. July 16-20, IEEE: Piscataway, New Jersey.
- Kahn, A.E., 1970. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions, Volume 1*. John Wiley & Sons: New York.
- Kahn, E., 1991. *Electric Utility Planning and Regulation*. Published by the American Council for an Energy-Efficient Economy.
- Kashem, M. A. and G. Ledwich, 2005. "Multiple Distributed Generators for Distribution Feeder Voltage Support" *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20(3): 676-684.
- Kimley-Horn Associates, Inc., 2005. "Pinal County Corridors Definition Study, Working Paper #2" prepared for the Arizona Department of Transportation, December.
- King, D.M., and M. Mazzotta. 2006. *Ecosystem Valuation*. Accessed May 25, 2006 at <http://www.ecosystemvaluation.org/>
- Kingston, T., T. Stovall and J. Kelly, 2005. "Exploring Distributed Energy Alternatives to Electrical Distribution Grid Expansion in Southern California Edison Service Territory." ORNL/TM-2005/109, December.
- Kingston T. and T. Stovall, 2006. "Exploring Distributed Energy Alternatives to Electrical Distribution Grid Expansion," ORNL/TM-2005/109, January.
- Kirby B. and E. Hirst, 1997. "Ancillary Service Details: Voltage Control," ORNL/CON-453, December.
- Kroposki B., C. Pink, R. DeBlasio, H. Thomas, M. Simoes, and P.K. Sen, 2006. "Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems." In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. June 18-22, 2006, Montreal, Canada. IEEE, Piscataway, New Jersey.
- Kueck J. D., B. J. Kirby, L. M. Tolbert, and D. T. Rizy, 2004. "Voltage Regulation: Tapping Distributed Energy Resources" *Public Utilities Fortnightly*, 142(9):46-51.

- Kueck, J.D., B.J. Kirby, P.N. Overholt, and L. C. Markel, 2004, "Measurement Practices for Reliability and Power Quality: A Toolkit of Reliability Measurement Practices" ORNL/TM-2004/91, June.
- LaCommare, K.H, J.H. Eto, 2004 "Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers" LBNL-55718, September.
- Leposky, G., 2004. "Oil Producer Installs Cogeneration System with Ultra-Low NOx Emissions," *Distributed Energy : The Journal for Onsite Power Solutions*, accessed on April 27, 2006 at http://www.distributedenergy.com/de_0407_oil.html,
- Li, F. F., J. Kueck, D. T. Rizy, and T. King, 2006. "A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply, First Quarterly Report for Fiscal Year 2006," prepared for the U.S. Department of Energy by Energetics Inc. and Oak Ridge National Laboratory, April.
- Loehr, G., 2001. "Take My Grid, Please! A Daring Proposal for Electric Transmission," *Public Utilities Fortnightly* 139(7).
- Lovins, A., E. Datta, T. Feiler, K. Rabago, J. Swisher, A. Lehmann, and K. Wicker, 2002. *Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources the Right Size*, Rocky Mountain Institute: Snowmass, Colorado.
- Lynch, L. and S. J. Lovell, 2002. "Hedonic Price Analysis of Easement Payments in Agriculture Lands Preservation Program," WP 02-12, Department of Agriculture and Resource Economics, University of Maryland.
- Madison Gas and Electric (MGE), 2006. *Backup Generation*. Accessed September 21, 2006 at <http://www.mge.com/business/services/backup.htm>
- Marcus, W. B. and G. Ruszovan, 2000. "Mid-Atlantic States Cost Curve Analysis," prepared by JBS Energy, Inc. for The National Association of Energy Service Companies Pace Law School Energy Project, December 15.
- Market Street Railway Company v. Railroad Commission of California et al, 324 U.S. 548 (U.S. 1945).
- Marnay, C., and G.A. Comnes, 1990. "Ratemaking for Conservation: The California ERAM Experience," LBNL-28019, May.
- McDermott, T. E. and R. C. Dugan, 2003. "PQ, Reliability, and DG." *IEEE Industry Applications Magazine* 9(5): 17-23.
- Midwest Combined Heat and Power Application Center, 2006. "Combined Heat and Power in Ethanol Plants," accessed on April 28, 2006 at <http://files.harc.edu/Sites/GulfCoastCHP/CaseStudies/RussellKSUEnergyPartners.pdf>.
- Midwest Combined Heat and Power Application Center, 2006. "Presbyterian Homes- Evanston Campus, Building Cooling, Heating, and Power (CHP) Plant," accessed on May 2, 2006 at <http://public.ornl.gov/mac/pdfs/casestudies/cs-PresHomes030342.pdf>.
- Midwest Combined Heat and Power Application Center, 2006. Exit Fees. Accessed September 21, 2006 at http://www.chpcentermw.org/05-00_policy.html#exit (last updated April 12, 2006.)
- Mike Murphy, Corporation de Chauffage Urbain de Montréal, telephone conversation, January 25, 2006.

- Minnesota Public Utility Commission. In the Matter of Establishing Generic Standards for Utility Tariffs for Interconnection and Operation of Distributed Generation Facilities Under Minnesota Laws 2001, Chapter 212. Docket no. E-999/CI-01-1023. St. Paul, 2001.
- Moskovitz, D.C., 2000. "Profits and Progress through Distributed Resources," The Regulatory Assistance Project, February. Accessed September 21, 2006 at www.raponline.org.
- Moskovitz D., C. Harrington, W. Shirley, R. Cowart, R. Sedano, and F. Weston, 2002. "State Electricity Regulatory Policy and Distributed Resources: Distributed Resource Distribution Credit Pilot Programs- Revealing the Value to Consumers and Vendors," NREL/SR-560-32499, October.
- National Association of Electric Utility Commissioners (NARUC), 1992. *Electric Utility Cost Allocation Manual*.
- National Association of Electric Utility Commissioners (NARUC), 2002. "Model Distributed Generation Interconnection Procedures and Agreement," July.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), 2000. "Fair Market Value Analysis for a Fiber Optic Cable Permit in National Marine Sanctuaries-Final Report," December.
- National Research Council, 2002. *Making the Nation Safer – The Role of Science and Technology in Countering Terrorism*. The National Academies Press, Washington, D.C.
- National Rural Electric Cooperative Association, "DG Toolkit." A series of manuals accessed September 20, 2006 at <http://www.nreca.org/PublicPolicy/ElectricIndustry/dgtoolkit.htm>.
- Navigant Consulting, 2006. "Microgrids Research Assessment- Phase 2," May, accessed September 21, 2006 at http://der.lbl.gov/new_site/2006microgrids_files/Navigant%20Microgrids%20Final%20Report.pdf#search=%22navigant%20microgrids%22.
- New York Public Service Commission, Opinion No. 01-4, October 26, 2001, p. 21-22; New York Public Service Commission, Case 02-E-0780 et. al., *Order Establishing Electric Standby Rates*, July 29, 2003, p. 11; Attachment A, Joint Proposal by Orange & Rockland Utilities, Inc. and Consolidated Edison Company of New York, Inc. pp. 21-22.
- New York Public Service Commission, 2005. "New York State Standardized Interconnection Requirements and Application Process for New Distributed Generators 2 MW or Less Connected in Parallel with Utility Distribution Systems," September. Available at http://www.dps.state.ny.us/SIR_Require_11_04.pdf.
- North American Electric Reliability Council (NERC), 2006. "2006 Long Term Reliability Assessment: The Reliability of the Bulk Electric System in North America," October.
- North American Electric Reliability Council (NERC), 2005. "2005/2006 Winter Assessment: Reliability of the Bulk Electric System in North America," November.

- North American Electric Reliability Council (NERC), 2005. "Glossary of Terms Used in Reliability Standards," accessed September 21, 2006 at ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/standards/sar/Glossary_Clean_1-07-05.pdf
- North Carolina State University, 2006. "Database of State Incentive for Renewable Energy (DSIRE)," accessed September 15, 2006 at <http://www.dsireusa.org/> last updated September 15, 2006.
- NRS 048-2:1996, 1996. "Electricity Supply - Quality of Supply Standards; Part 2: Minimum Standards."
- Omer, S.A., R. Wilson, and S.B. Riffat, 2000. "PV in Practice: A Case Study of Two PV Systems Installed on a Domestic and an Educational Building," Institute of Building Technology, School of the Build Environment, The University of Nottingham.
- Overdomain, LLC, and Reflective Energies, 2005a. "Improving Interconnections in California: The FOCUS-II Project," CEC-500-2005-006, prepared by Overdomain, LLC, and Reflective Energies for the California Energy Commission, January, accessed September 19, 2006 at <http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-500-2005-006/CEC-500-2005-06.PDF>.
- Overdomain, LLC, and Reflective Energies, 2005b. "DG Interconnection Monitoring: The FOCUS-II Project, Forging a Consensus on Utility System Interconnection Final Report," CEC-500-2005-009, prepared by Overdomain, LLC, and Reflective Energies for the California Energy Commission, January, accessed September 15, 2006 at <http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-500-2005-009/CEC-500-05-009.PDF>.
- Parker, Nathan, 2004. "Using Natural Gas Transmissions Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs," UCD-ITS-RR-04-35, University of California – Institute of Transportation Studies.
- Perekhodtsev, Dmitri, 2004. *Two Essays on Problems of Deregulated Electricity Markets*, Ph.D. Dissertation, Tepper School of Business at Carnegie Mellon University, Pittsburgh, Pennsylvania.
- Platt, H. L., 1991. *The Electric City: Energy and Growth of the Chicago Area, 1880-1930*. University of Chicago Press: Chicago, Illinois.
- Poore, W.P., T.K. Stovall, B.J. Kirby, D.T. Rizy, J.D. Kueck, and J.P. Stovall, 2002. "Connecting Distributed Energy Resources to the Grid: Their Benefits to the DER Owner/Customer, Other Customers, the Utility, and Society," ORNL/TM-2001/290, March.
- Public Utility Commission of Texas, 2002. "Distribution Generation Interconnection Manual," prepared by Distributed Utility Associates and Endecon Engineering for the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, May.
- Public Utility Commission of Texas. *Substantive Rules Applicable to Electric Service Providers*. Rule 25.211, accessed September 22, 2006 at <http://www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/25.211/25.211.pdf>
- Public Utility Holding Company Act of 1935, 15 USC 79.

- Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA).
- Raab Associates, Ltd., 2002. *The New England Demand Response Initiative*. Accessed September 21, 2006 at <http://nedri.raabassociates.org/>
- Rawson, M., 2004. "Distributed Generation Costs and Benefits Issues Paper," 500-04-048, California Energy Commission, July.
- Regulatory Assistance Project Newsletter, 2005. "Regulatory Reform: Removing Disincentives to Utility Investment in Energy Efficiency," accessed September 21, 2006 at www.raponline.org/Feature.asp?select=47.
- Renewable Energy Access, 2006. "Renewable Energy Adopted by Two Post Offices," <http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=43420>, published February 14, 2006, accessed April 27, 2006.
- Resource Dynamics Corporation (RDC), 1999. "Economics of Distributed Generation: T&D Applications," presented at the AEIC-COEPAP 1999 Meeting, September 28.
- Resource Dynamics Corporation (RDC), 2005. "Case Study for Transmission and Distribution Support Applications Using Distributed Energy Resources," Technical Update 1011249, Electric Power Research Institute.
- Reynolds, J.E., 2003. "Agriculture Land Values Increase: 2003 Survey Results," Document Number FE 439, University of Florida, Institute of Food and Agriculture Sciences Extension Service, November. Accessed on September 12, 2006 at <http://edis.ifas.ufl.edu/FE439>.
- Robinson, L., 2003. "Right-of-Way Vegetation Management Program." *Erosion Control*, November/December. Accessed on September 12, 2006 at http://www.forester.net/ecm_0311_right.html.
- Scott, Michael, 2004. "Gas Rates for DG Customers," Presented at the Standby Rates Workshop, New York State Department of Public Service, December 8.
- Scott Smith, New York State Energy Research and Development Authority, personal interview, April 2006.
- Sebold, F. D., P. Lilly, J. Holmes, J. Shelton, and K. Scheuermann, 2005. "Self-Generation Incentive Program, Framework for Assessing the Cost-Effectiveness of the Self-Generation Incentive Program," prepared by Itron for the California Public Utilities Commission Energy Division, September 14.
- Sector-Specific Plan, Energy Sector for Critical Infrastructure Protection, As Input to the National Infrastructure Protection Plan, Department of Energy, Redacted Draft, September 3, 2004.
- Sharon Parshley, Portsmouth Naval Shipyard, telephone conversation, April 25, 2006.
- Sheer, Richard, 2003. "Making the Business Case for Distributed Energy – an Economic Analysis," Distributed Energy Peer Review. Accessed September 21, 2006 at http://www.eere.doe.gov/de/pdfs/conf-03_der_pr/scheer.pdf
- Shirley, W., 2001. "Distribution System Cost Methodologies for Distributed Generation, Regulatory Assistance Project," prepared by the Regulatory Assistance Project, September.

- Short, Tom, 2002. "Reliability Indices," presentation at T&D World Expo 2002, Indianapolis, IN, May 7-9, 2002. Accessed September 21, 2006 at <http://www.epri-peac.com/td/pdfs/reliability2002.pdf>
- Shugar, D., 1990. "Photovoltaics in the Utility Distribution System: The Evaluation of System and Distribution Benefits." In *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Vol 2, pp 836-843. May 21-25, 1990, Kissimmee, Florida. IEEE, Piscataway, New Jersey.
- Siddiqui, A. S., E. S. Bartholomew, and C. Marnay, 2005. "Empirical Analysis of the Spot Market Implications of Price-Responsive Demand," *Energy Studies Review*, 14(1), 136-155.
- Smith, W.S., 2004. "2005 Market Survey," Old Dominion University, Center for Real Estate and Economic Development.
- Smyth v. Ames, 169 U.S. 466 (U.S. 1898).
- Southern California Edison, 2006. *Regulatory- SCE Tariff Books, General Service- Industrial Rate Schedules*. Accessed September 26, 2006 at <http://www.sce.com/AboutSCE/Regulatory/tariffbooks/ratespricing/businessrates.htm>.
- Spitzley, D.A. and G.A. Keoleian, 2004, "Life Cycle Environmental and Economic Assessment of Willow Biomass Electricity: A Comparison with Other Renewable and Non-Renewable Sources," Center for Sustainable Systems, University of Michigan, CSS04-5.
- State of New Jersey Board of Public Utilities. *In the Matter of New Jersey Natural Gas Company Distributed Generation Tariff Filing*. Docket no. GT01070450. New Jersey, January 8, 2003.
- TeleCommUnity Alliance, 2002. "Valuation of the Public Rights-of-Way Asset," March. Accessed September 15, 2006 at <http://www.telecommunityalliance.org/issues/valuation2002.html>
- The Clean Energy Group, 2005. "Energy Security & Emergency Preparedness, How Clean Energy Can Deliver More Reliable Power for Critical Infrastructure and Emergency Response Missions: An Overview for Federal, State, and Local Officials," October. Accessed September 15, 2006 at http://www.cleanenergystates.org/library/Reports/CEG_Clean_Energy_Security_Oct05.pdf
- Title 24, Part 6, of the California Code of Regulations: California's Energy Efficiency Standards for Residential and Nonresidential Buildings available at <http://www.energy.ca.gov/title24/>. Last updated September 15, 2006.
- University of Dayton Sustainability Club, 2006. *Hydrogen-Powered Fuel Cell Brings Next Generation, Clean Energy Production to Los Angeles*. Accessed September 22, 2006 at http://www.sustainclub.com/Information/Item.php?Info_ID=13.
- U.S.-Canada Power System Outage Task Force, 2004, "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations," April. Accessed September 15, 2006 at <http://www.nrcan.gc.ca/media/docs/final/BlackoutFinal.pdf>

U.S. Department of Agriculture Farm Service Agency, 2006. "Conservation Reserve Program – Monthly Contract Reports – Practice Summary for Active CREP Contracts for Program Year – 1999 – Project Summary," July, accessed September 15, 2006 at
<http://www.fsa.usda.gov/crpstorpt/07Approved/r1meprtw/OR.HTM>.

U.S. Department of Agriculture, National Agriculture Statistics Service, 2006. "Land Values: Farm Real Estate Value by State, U.S.," accessed on April 3, 2006 at
http://www.nass.usda.gov/Charts_and_Maps/Land_Values_and_Cash_Rents/farm_value_map.asp

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2000. "Trends in Residential Air-Conditioning Usage from 1978 to 1997," accessed on September 20, 2006 at
http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/recs/actrends/recs_ac_trends.html. (last updated July 24, 2000.)

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2003. "Annual Electricity Industry Financial Report: Form EIA-412," accessed September 15, 2006 at <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/forms/eia412/eia412.pdf>.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2004. "Electric Power Annual 2004," DOE/EIA-0348(2004), accessed on September 20, 2006 at http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2005. Table 8.11c, Electric Net Summer Capacity: Electric Power Sector by Plant Type, 1989-2005 published in "Annual Energy Review 2005," DOE/EIA-0384(2005), accessed September 21, 2006 at
<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/contents.html>.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, 2006. "Renewable Energy Annual 2004 with Preliminary Data for 2004." Accessed September 21, 2006 at
<http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/redata/reasum.html>.

U.S. Department of Interior, Fish and Wildlife Service, 2005. "Biological Opinion for Issuance of Section 10(a)(1)(B) Incidental Take Permit to Michigan Electric Transmission Company, LLC, for the Take of Karner Blue Butterfly (*Lycaeides melissa samuelis*) in Muskegon and Newaygo Counties, Michigan, Log 05-R3-ELFO-05," Memorandum, April 7, 2005. Accessed September 15 at
<http://www.fws.gov/midwest/METCFinalNEPA/documents/BioOpinion.pdf>

U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, "The Power to Choose, and Save: Residents of the Philadelphian High-Rise Condominium Cut Energy Costs by 25% with CHP," Distributed Energy Program Project Profile brochure. Accessed September 15, 2006 at
http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/cs_philadelphian.pdf

- U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, "Channel Islands National Park PV Installation: Million Solar Roofs Success Stories," Accessed September 15, 2006 at <http://www.nrel.gov/ncpv/pdfs/25721.pdf#search=%22Channel%20Islands%20National%20Park%20PV%20installation%22>.
- U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2005. "Keeping the High-Tech Industry Plugged-In with Onsite Energy," Accessed September 18, 2006, at http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/cs_verizon.pdf.
- U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, 2006. "Standardized Interconnection Rules: An Effective Policy Tool to Encourage Distributed Generation," June. Accessed September 15, 2006 at http://www.epa.gov/chp/pdf/interconnection_factsheet.pdf.
- U.S. Department of Labor, Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 2006. *Electric Power Glossary of Terms*. Accessed September 21, 2006 at http://www.osha.gov/SLTC/etools/electric_power/glossary.html#t.
- U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2006. *Frequently Asked Questions About the Loss of the Electric Power Grid on August 14, 2003*. Accessed April 25, 2006 at <http://www.nrc.gov/reactors/operating/8-14-03-power-outage.html>.
- Vajjhala, Shalini and Paul Fischbeck, 2006. "Quantifying Siting Difficulty: A Case Study of U.S. Transmission Line Siting" Resources For the Future Discussion Paper RFF 06-03, February. Accessed September 15, 2006 at <http://www.rff.org/Documents/RFF-DP-06-03.pdf>
- Western Area Power Administration, 2002. "Sacramento Area Voltage Support Draft Environmental Impact Statement, Sierra Nevada Region," DOE/EIS-0323 November. Accessed September 15, 2006 at <http://www.eh.doe.gov/nepa/docs/deis/deis0323/TOCindex.html>
- Weston, F. and W. Shirley, 2006. "The Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative Regulatory Subgroup Scoping Paper on Dynamic Pricing: Aligning Retail Prices with Wholesale Markets, the Throughput Issue: Addressing the Role of Distributed Resources in System Planning," The Regulatory Assistance Project. Accessed on September 15, 2006 at <http://www.raponline.org/pubs/rapregulatoryscopingpaper.pdf>
- Woodcock, D., 2004. "Risk-Based Reinvestment – Trends in Upgrading the Aged T&D System," *Energy Pulse*, March 12, 2004. Accessed September 11, 2006 at http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=638
- Zerriffi, H., 2004. *Electric Systems under Stress: an Evaluation of Centralized Versus Distributed System Architectures*, Ph.D. Dissertation, published by the Carnegie Mellon University Electricity Industry Center.
- Zerriffi, H., H. Dowlatabadi, and A. Farrell, 2005. "Incorporating Stress in Electric Power Systems Reliability Models," *Energy Policy* (article in press), November.

European Renewable Energy Council

www.erec-renewables.org

European Union, New and Renewable Energies

europa.eu.int/comm/energy/res/index_en.htm

Florida Solar Energy Center

www.fsec.ucf.edu

Geothermal Energy Association

www.geo-energy.org

Green Building Alliance

www.gba.org

Green-e Renewable Electricity Certification

Program

www.green-e.org

International Energy Agency (IEA)

www.iea.org

IEA, Photovoltaic Power Systems Programme

www.oja-services.nl/iea-pvps

Interstate Renewable Energy Council

www.irecusa.org

Eric Martinot's Research Site

www.martinot.info

National Biodiesel Board

www.biodiesel.org

National Hydropower Association

www.hydro.org

National Renewable Energy Laboratory

www.nrel.gov

Ocean Energy Resources

www.his.com/~israel/loce/ocean.html

Pew Center for Climate Change

www.pewclimate.org

RenewableEnergyAccess.com (news)

www.renewableenergyaccess.com

Renewable Energy Policy Network for the 21st

Century

www.ren21.net

Renewable Energy Policy Project

www.repp.org

Renewable Energy World (journal)

www.jxj.com/magsandj/rew

U.S. Green Buildings Council

www.usgbc.org

UtilityWind Integration Group

www.uwig.org

Worldwatch Institute

www.worldwatch.org

Alliance to Save Energy

www.ase.org

American Coalition on Ethanol

www.ethanol.org

American Council for an Energy Efficient

Economy

www.aceee.org

American Council on Renewable Energy

www.acore.org

American Solar Energy Society

www.ases.org

American Wind Energy Association

www.awea.org

Biomass Council

www.biomasscouncil.org

Biomass Research and Development Initiative

www.bioproducts-bioenergy.gov

Center for American Progress

www.americanprogress.org

Center for Resource Solutions

www.resource-solutions.org

Clean Energy Group

www.cleaneigroup.org

Clean Energy States Alliance

www.cleanenergystates.org

Clear the Air

www.cleartheair.org

Climate Solutions

www.climatesolutions.org

Database of State Incentives for
Renewable Energy

www.dsireusa.org

Energy Efficiency and Renewable Energy, DOE

www.eere.energy.gov

Energy Future Coalition

www.energyfuturecoalition.org

Environmental and Energy Study Institute

www.eesi.org

Renewable Fuels Association

www.ethanolrfa.org

Rocky Mountain Institute

www.rmi.org

Solar Buzz (news)

www.solarbuzz.com

Solar Energy Industries Association

www.seia.org

Union of Concerned Scientists

www.ucsusa.org



**Oral argumentative on behalf of Asociación Puertorriqueña Energía Verde (APEV)
About the IRP to be ruled by the Puerto Rico Energy Commission -CEPR
May-13-2016**

- Alan M. Rivera - Interventor
- Ing. Nelson A. Mattei Sanchez PE (Technical support)

My name is Alan M. Rivera, shareholder of a residential contract with PREPA that receive the subsidy benefit # 6061 (Life supporting equipment), health caretaker of a MS patient, father of three, 55 years old retiree after a public service career in diverse aspects of public service and arguing in the process as President of the Puerto Rican Green Energy Association, a non for profit organization that represents residential contract shareholders and will begin with our opening followed by the distinguished associate Eng. Nelson A. Mattei Sanchez, PE with our technical comments, then: Me, myself and I will return for our closing statement . Regarding the matter of the IRP that was certified by the respectable commissioners of the PREC comes APEV as Interventors to present arguments.

The arguments will be divided in a 15 minutes statement as: opening statement, technical comments and closing statement.

With your permission, our opening statement will begin.

- As described by Bent Flyvbjerg, Massimo Garbuio, and Dan Lovallo, in the study: **Delusion and Deception in Large Infrastructure Projects: Two Models for Explaining and Preventing Executive Disaster** (February 2009), California Management Review, vol. 51, no. 2, pp. 170-193, ...
- “large infrastructure projects often start late, come in over budget, and perform below expectations: There are some phenomena that have no cultural bounds such as maternal love and a healthy fear of large predators.”
- We can add to this list the fact that, across the globe, large infrastructure projects almost invariably arrive late, over-budget, and fail to perform up to expectations. Cost overruns and benefit shortfalls of 50 percent are common; cost overruns above

- 100 percent are not uncommon. For example, in one study of major projects in 20 countries, nine out of ten projects had cost overruns.
- Similarly, a study of 44 urban rail projects—in North America, Europe, and developing nations, including London’s Tube and the metros in Washington, D.C., and Mexico City—found that the average construction cost overrun in constant prices was 45 percent; for a quarter of the projects, cost overruns were at least 60 percent.

In addition, passenger ridership was, on average, 50 percent lower than forecast. Furthermore, for a quarter of the projects, ridership was at least 70 percent lower than estimated.

An appropriate slogan seems to be “over budget, over time, over and over again.” As comforting as it is to know that we are not alone in our folly, it would be even better to minimize the gap between expectations and performance for projects that consume such a large share of the private and, especially, public purse.

Executives typically attribute project plurality (i.e., opposing stakeholder voices), as a lack of understanding of the problematics or fear mongers.

- No doubt, all of these factors at one time or another contributes to cost overruns, benefit shortfalls, and time delays. The goal of this argument, however, is not to explain, for example, how to implement complex projects more efficiently by overcoming these uncertainties. Rather, we explain why costs, benefits, and time forecasts for more complex projects are systematically over-optimistic in the planning phase in comparison to less-complex projects.
- In other words, “why do project planners, on average, fail to anticipate the greater costs of complex projects or those based on new technologies?”
- *The underlying reasons for all forecasting errors can usefully be grouped into three categories: delusions or honest mistakes; deceptions or strategic manipulation of information or processes; or bad luck.*

Bad luck or the unfortunate resolution of one of the major project uncertainties is the attribution typically given by management for a poor outcome. While not denying such a salient explanation, this argument explores the underlying psychological and governance reasons for miss-estimation rather than proximate engineering causes.

Deliberately or not, risks of scope changes, high complexity, and unexpected geological features are systematically underestimated during project preparation. Both delusion and deception see the high failure rates for ventures as a consequence of flawed decision making. According to the first explanation—delusion—the flaw consists in executives falling victim to what psychologists call the planning fallacy. In its grip, managers make decisions based on delusional optimism rather than on a rational weighting of gains, losses, and probabilities. They overestimate benefits and underestimate costs and time. They involuntarily spin scenarios of success and overlook the potential for mistakes and miscalculations. As a result, managers pursue initiatives that are unlikely to come in on budget or on time, or to ever deliver the expected returns. These biases are often the result of the inside view in forecasting: decision makers have a strong tendency to consider problems as unique and thus focus on the particulars of the case at hand when generating solutions.

Adopting an outside view of the problem has been shown to mitigate delusion. It is applied by ignoring the specific details of the project at hand and uses a broad reference class of similar projects to forecast outcomes for the current project.

According to the second explanation—deception—decision making is flawed by strategic misrepresentation or the presence of what economists refer to as principal-agent problems. Whereas the first explanation is psychological, the second is due to the different preferences and incentives of the actors in the system. In this situation, politicians, planners, or project champions deliberately and strategically overestimate benefits and underestimate costs in order to increase the likelihood that their projects, and not their competition's, gain approval and funding. These actors purposely spin scenarios of success and gloss over the potential for failure. These results in managers promoting ventures that are unlikely to come in on budget or on time, or to deliver the promised benefits. However, this misrepresentation and failure can be moderated by measures that enhance transparency, provide accountability, and align incentives. [More specifically], those measures are: private financiers should participate, without a sovereign guarantee,

for at least one third of the total capital needs; financial and non-financial rewards for planners who proposed realistic estimates; strict forecasts audit; criminal penalties for purposely misleading forecasts; place financial responsibility with bidders [i.e. the EPC contractor for Aguirre]; and place financial responsibility with contractors for delays and scope increases.

I will now let my fellow associate, Eng. Mattei to explain and summarize what are our findings in this process:

An Integrated Resources Plan for electric utilities is a public process in which planners work together with other interested parties to identify and prepare realistic energy options that will serve the highest possible public good. Its purpose is to establish a scope, investigate options, prepare and evaluate integrated plans, select preferred plans, and establish mechanisms to monitor, evaluate, and iterate plans as conditions change are intrinsic.

- As concluded by the Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), in its report dated April 29, 2016, PREPA's integrated resource plan suffers from the fundamental flaw that it does not explore the possibility of a future in which the island is not primarily dependent on imported fuels. The only futures contemplated are those in which at least half a billion dollars is transferred out of the island every year to pay for fossil fuels.
- This report coincides with our findings, which are:

1. Projections of future load, which leads to, among others, Demand Forecast and Fuel Forecast, should be based on realistic assumptions about local population changes and local economic factors and should be fully documented. During the PREC Technical Conference last 06APR16, Siemens answer regarding their assumptions about such changes was that they were not taken into consideration.

2. The simulation model used, PROMOD, is supplied to the PREC and PREPA by a third-party vendor, Siemens and/or its affiliates. Siemens has run the simulation model specifying its own products; therefore, a combination of resources that might deserve consideration may have been excluded.
3. PREC, Siemens and PREPA have not produced a properly documented financial budget, itemizing the existing and future debt and equity structure for each alternative considered in conjunction with realistic assumptions about local population changes and local economic factors.
4. It is known that energy service markets (energy as a commodity) do not work as assumed in the model used; therefore they do not reflect reality. For example, the value of environmental quality is not traded in the market and the benefits of energy efficiency technologies are not fully captured by the market.
5. A reference scenario should represent and describe existing trends in energy-efficiency improvements, which would be expected with no policy change or new utility programs.
6. The baseline scenario (also known as the “do-nothing” scenario) for future levels of energy service demand should be treated outside the energy analysis, by adopting official government projections, among others, of energy level growth, population forecasts and a basic structure of the future economy. It should include a properly documented financial budget, itemizing the existing debt and equity structure.
7. There is no reference to the PR Renewable Energy Self-Sufficiency Roadmap [Achievable Renewable Energy Targets (ARET)], UPR-RUM, August 2011, sponsored by the PR Energy Affairs Administration (EAA), which in turn has been merged into the PREC. This Roadmap scenario should be included and compared to all the scenarios presented for alternative selection.
8. ARET complies with the Public Utility Regulatory Act (PURPA) 1978 and the Clean Power Plan (CPP) 2015. ARET tends to CPP four main building

blocks:

- a. Use less fossil fuel to lower greenhouse gas (GHG) emissions.
- b. Use of natural gas.
- c. Expand renewable generating capacity.
- d. Energy efficiency.

9. ARET takes into consideration PURPA and Clean Power Plan local future jobs creation with a secure, affordable, and reliable energy system by properly integrating our local resources; therefore helping in the development of our local economy.

10. ARET shows that there should be no limitations to cap renewable energy to 20%.

11. APEV respectfully submits to the PREC to extend the deadline for submission of the intervenor's briefs until 30 days after producing the above mentioned clarifications and/or additional information so an all-inclusive and significant brief and oral argument can be presented.

I will now let my fellow associate, Mr. Allan Rivera, make our closing statement.

APEV respectfully recommend to the PREC, to determine that this IRP is not sufficiently realistic and do not take into account the negative certainties that present and future externalities, known as fiscal concerns, pose to all classes of contracts and ask for a patriotic and socially responsible decision of the PREC as Commissioners, a decision that will be in the history of our infrastructure and behaviour, the one that will set the change for a resourceful and sustainable country. These are our words, thank you.





22 de febrero de 2020

Sres. Miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico.

Ponencia ante los Honorables Miembros de este Negociado de Energía de Puerto Rico

Reciban ustedes un afectuoso saludo y mi especial reconocimiento por prestar a nuestro país un servicio esencial para su sobrevivencia y proyección futura.

Soy Ingeniero Electricista de Profesión, Ingeniero Metalúrgico e ingeniero Nuclear, por estudios. Fui desde instructor auxiliar, hasta catedrático de la Universidad de Puerto Rico en Mayagüez, desde 1962 hasta 2000, dando clases en los departamentos de Ingeniería General, e Ingeniería Eléctrica.

Sigo con detenimiento la discusión sobre energía en el mundo por todos los sectores de consumo y por los cuerpos políticos, además de nutrirme de publicaciones profesionales reconocidas.

Desde que estaba en el salón de clases, hace bastante tiempo, vengo contribuyendo a lo que llamo abrir los ojos sobre el comportamiento humano, a los que toman decisiones sobre aspectos consultados “al pueblo”, como hacen ustedes en el día de hoy.

El ser humano por naturaleza, y por biología, además de ser “sapiens”, en distintos grados, es un ser político, polígamico y depredador. De esas características, hay dos de las que hoy debemos cuidarnos. Se trata del “depredador” y del “político.” Nos decía el Dr. Juan Rivero que los dos ojos mirando hacia el frente son exclusivos del depredador, que tiene que estimar distancias para poder atrapar a su presa. La otra es “político”, que cuando la pensé, ya Aristóteles la había señalado mucho tiempo antes. El político irregular sabe disfrazar la mentira de verdad, para convencer o forzar a tomar decisiones para su propia conveniencia, en menoscabo de la de otros. Crea movimientos populistas.

El político irregular no les señalará el alcance de la política internacional en la formación de sus recomendaciones. Así, mientras unos hablamos de ciencia y tecnología al servicio de la humanidad, habrá otros tergiversando la ciencia, o la tecnología, para convencer a las masas de que ellos quieren lo mejor para todos ellos, mientras buscan solapadamente, lo mejor para sí mismos.

Según la definición más bonita: “Política es el Arte del Buen Gobierno”. Sé, que todos los presentes, nos gustaría que así fuera y que no fuera definido jamás como la manera de conseguir el poder aunque el país se perjudique.

Recordemos que la energía es el negocio más grande en el planeta. Hace subir o bajar la economía de los países. El petróleo, el carbón mineral y el gas natural representan gran riqueza y el suplidor mayoritario al presente, es EEUUAA. Colombia, un aliado económico de EEUUAA, es un gran suplidor de carbón mineral para EEUUAA.

Los países exportadores de petróleo en los años 70s, crearon mediante un embargo, una crisis energética para nosotros, que los mayores recordarán. Había dos grandes bloques económicos, los países alineados con EEUUAA y los alineados en contra de los EEUUAA.

Irak, dirigido por el partido socialista (Baath), bajo el comando de Sadam Hussein invadió Kuwait y pretendía adueñarse por la fuerza de todo el petróleo de todo el Golfo Pérsico. Eso hubiera permitido al bloque contra EEUUAA, destruir la economía de EEUUAA y la de sus aliados de aquel entonces. Ante la amenaza, el bloque alineado con EEUUAA, se nos unió e impidió al bloque socialista apoderarse del petróleo, mediante fuerza militar.

[REDACTED]

Loa aliados internos del bloque anti EEUUAA, nos decían acá, que era una guerra para quitarle el petróleo a sus legítimos dueños. En PR hubo guerra política de desinformación en contra del carbón, en beneficio del petróleo, que aspiraban a dominar.

En Mayagüez hubo movimientos desinformativos, hablando de todos los males que traería el carbón mineral a PR. La historia nos ha demostrado que eran falsoedades. Al notar la riqueza en gas natural de EEUUAA, también se opusieron a ese combustible por ser fósil y favorecieron la energía renovable, destacando la solar fotovoltaica, que todavía no tenía atractivos económicos. La fotovoltaica produce empleos en China, casi exclusivamente, pues ese país logró derrotar a los otros mercados, incluido EEUUAA, en costos de producción de un producto originario de la tecnología de EEUUAA. Los detractores del carbón atacaban despiadadamente en los medios, a todo el que confrontaba sus ideas.

Trabajé en el primer estudio abarcador sobre el estado de las energías renovables, realizado en EEUUAA, con otras 20 personas en un proyecto que generó el documento "Terrastar", NASA CR 129012. Por medio de una representación, hicimos una ponencia ante el Congreso de EEUUAA, en la que, entre otras cosas, propusimos se subsidiaran las tecnologías renovables por un periodo de tiempo limitado, a fin de que aquellas que pudieran mostrar potencial de éxito así lo hicieran. Eventualmente se legislaron subsidios para varias tecnologías. Los subsidios se renovaron en varias ocasiones y a pesar de esto, los productores de fotovoltaicas en EUUAA fracasaron, dejando el mercado abierto y casi sin competencia a China. El mercado de solar-termal prosperó y se vende en PR, como calentadores solares residenciales o industriales. En EEUUAA hay, aunque limitadas, plantas termales de generación, con energía solar almacenada en tanques aislados llenos de agua caliente a temperatura supercrítica.

EEUUAA tiene el mayor inventario de uranio del mundo y China, junto con Rusia, el de Totoro. La producción de reactores nucleares está casi detenida en EEUUAA, donde el último reactor grande se activó en 1976, mientras continúa abierta en China, Pakistán, e India. China tiene exportaciones tan lejanas como hacia Argentina, donde actualmente construyen una planta nuclear. Las plantas nucleares de cuarta generación han dominado los riesgos de excursión nuclear descontrolada y están diseñados para apagarse solos en caso de contratiempos. Nada como Three Mile Island, como Chernobyl o como Fukushima, puede ocurrir. En EEUUAA hay ahora mismo un exceso de inventario de generación, pues el consumo se estabilizó y no creció como se profetizaba por los vendedores de energía.

Westinghouse, espera por subsidios para producir sus reactores pequeños de cuarta generación, o el recibo de al menos 75 órdenes de los mismos, para "break even" en su producción tipo fábrica.

De los diseños aprobados por el National Regulatory Commission, no hay ninguno en operación, salvo los usados en portaaviones y submarinos. Otras naciones los usan además en rompehielos y en zonas industriales. Los hay de tamaño compatible con las necesidades de la red eléctrica de Puerto Rico. En China, Pakistán, e India hay varios reactores pequeños, de tamaño compatible con nuestra red eléctrica, en operación.

He examinado cuidadosamente el documento propuesto: PREPA Ex. 1.0 Siemens PTI Report Number: RPT-015-19 Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019.

Me parece un esfuerzo concienzudo y muy bien pensado a fin de servir de modelo para el desarrollo de nuestro sistema eléctrico a fin de hacerlo uno funcional, económico y tecnológicamente viable, pero no lo saca de la categoría de monopolio. El mismo cumple cabalmente con la asignación y pretende ofrecer un cuadro práctico de la situación, según los requerimientos de la Ley 57 de 2014, según enmendada y la Ley 17 de 2019.

Veo que en este análisis NO se hace énfasis en la privatización de la generación, lo que entiendo está como plan vigente. Esto permitirá la venta de energía, como se hace en otras jurisdicciones en los

EEUUAA, donde el consumidor decide a quién le compra su energía, aunque es distribuida por las mismas líneas eléctricas a todos los consumidores. Cada vendedor de energía establece su precio y operan en libre competencia. Usted le compra su electricidad a quien usted quiere, sin imposiciones.

Existe la Ley Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA), que nos dice que la obligación absoluta de pagar por energía generada por equipos de generación casera es el "Costo Evitado". Al comprar esa energía; costo evitado es básicamente el costo del combustible ahorrado. La Ley fue luego enmendada, para entre otras para permitir otras consideraciones, cuando fuera en el interés de la ciudadanía, por ejemplo, hubiera escasez de energía. En PR pagan más por la energía en el interés de los políticos que aprueban las excepciones de precio por aparentar que protegen el medioambiente. Se aprobó generación por viento, teniendo conocimiento de que la magnitud de los vientos en la isla está por debajo de los que generan electricidad a costo competitivo, que son en exceso de 12 mph y se paga un precio excepcional por ella. Lo mismo se hace con la electricidad fotovoltaica, que sin ser energía despachable y teniendo calidad muy baja de control de armónicas, se paga al mismo precio que la energía de calidad "utility" al aplicarle "net metering".

Los que se benefician actualmente de este "net metering" no son las personas pobres que necesitarían ese regalo. Son profesionales o empresarios de nivel de ingresos clase media alta hacia arriba.

El Plan no indica que pasa con los subsidios vigentes, al privatizarse la generación, que recargan al consumidor, que paga por todo sin tener papel directo en las decisiones. Todos los subsidios deben ser revisados y re aprobados por la Legislatura, para que su fuente de pago sea el fondo operacional del gobierno de Puerto Rico y no los consumidores de electricidad. Esta pesada tara energética, aleja las inversiones industriales, comerciales y hoteleras, de PR. La ubica manera de reactivar nuestra economía es bajar el precio de la energía hasta precios competitivos en el nivel internacional.

En mi primer curso de Ingeniería Eléctrica, allá por el 1962, mi primer profesor, el Dr. Williams, nos enseñó, entre muchas otras cosas, que un sistema eléctrico debería tener un 5 por ciento de capacidad de reserva en línea y otro 5 por ciento de capacidad de reserva en espera, lista para reemplazar a la primera, de fallar la máquina mayor en servicio. Esto por consideraciones económicas. Esa condición desde hace mucho tiempo fue violada al instalarse máquinas de capacidad, muy sobre el 5 por ciento, en nuestras centrales eléctricas. La capacidad de reserva en rotación y la capacidad de reserva en espera no realizan producción alguna, sino que son un mecanismo para asegurar la continuidad del servicio ante fallas. Son un costo necesario. Hablábamos en aquel entonces de unos 100 megavatios cada una. En adición la generación debería estar los más cerca a la carga para reducir las pérdidas, lo que se ha violado centralizando donde la gente permita hacerlo y no donde corresponde para el requisito de minimizar pérdidas.

Cerca de 1980 nuestro exgobernador, Don Carlos Romero Barceló, propuso la adquisición de un reactor nuclear de unos 800 MWe, a ser instalado en Rincón. Las fuerzas políticas adversarias, se unieron, para descarrillar esa adquisición y tuvieron éxito, sin mencionar para nada el tamaño y costo económico descomunales de aquella máquina, desde el punto de vista de reservas requeridas para su operación. No era viable.

En la década siguiente fue el exgobernador, Don Rafael Hernández Colón, quien propuso y compró, parte de una máquina nuclear de 900 MWe, de nuevo, sin tomar en cuenta los costos de la reserva requerida. La oposición política unida también derrotó este proyecto. Por su costo de implantación, tampoco era viable.

Mas adelante se propuso y se inició, un gasoducto por el Sur, que también fue combatido por los adversarios políticos hasta derrotarlo, proponiendo estos, que usarían las tuberías ya adquiridas para "pasar agua potable", sin tomar en cuenta la gran diferencia en requerimientos de presión de un sistema

[REDACTED]

de gas natural y uno de agua. Esta oposición propuso el gasoducto del Norte, que también se inició y fue derrotado por la oposición política unida. Desperdicio inmenso de dineros públicos en todos los casos.

El mismo destino sufrieron la planta eléctrica de Mayagüez, propuesta por Cogentrix, quemando carbón mineral y la más reciente planta de generación propuesta para Arecibo, operando mediante la quema de basura. La planta de AES, operando en Guayama, que opera exitosamente, va por el mismo camino. La planta de Arecibo y la AES de Guayama, cumplen con los estándares federales de aire limpio y de agua limpia. Eso no importa a sus detractores.

Es de notarse, que, en Facebook, todos le echan loas y felicitaciones a Suecia, porque genera una gran cantidad de su energía eléctrica quemando basura, colateralmente resolviendo el problema de sus vertederos, al grado que han tenido que importar basura de los países vecinos, a los que venden ahora, parte de la energía generada. La misma tecnología, en Arecibo causaría cáncer y muchos otros males, según los objetores, que se aprovechan del populismo para empujar a nuestros dirigentes políticos en contra de estas tecnologías importadas de EEUUAA.

Según la creencia de muchos, las cenizas de carbón de AES producen enfermedades. Nunca las han evidenciado por los supuestos afectados. El Material Safety Data Sheet (MSDS) de las cenizas de carbón nos dice que su riesgo único a la salud es el respirarlas. No poseen toxicidad. Las cenizas de AES se estabilizan para no ser volantes, mojándolas, al salir de los hornos, reconstituyéndolas a minerales granulados similares al cemento, por lo que no son respirables.

La única diferencia entre las cenizas de la barbacoa, las cenizas volcánicas, las cenizas de la cremación de cuerpos, el cemento de construcción y las cenizas del carbón, es el origen. En el caso del cemento, las proporciones de minerales son controladas. Ninguna es tóxica.

Cuando combatieron las plantas nucleares, propuestas por Don Carlos y por Don Rafael, dijeron exageraciones y falacias sobre la peligrosidad de las mismas, sin evidenciar nada. Hablaban hasta de terrorismo afectando a las misma, robando el material nuclear y de que los temblores de tierra las destruirían, al igual que dijeron luego sobre la Cogentrix.

Las plantas nucleares son inherentemente inmunes a daños por huracanes y terremotos, como se evidenció en California en el gran terremoto de Loma Prieta, el 17 de octubre de 1989, en que fue la única planta eléctrica que continuó operando sin interrupción, tras el terremoto. Su construcción es sólida por requerimientos de su diseño básico. Tienen que resistir el impacto directo de un avión 787 sobre su domo contenedor.

Actualmente hay en diseño y en construcción, u operantes, en otros lugares del planeta, máquinas nucleares de cuarta generación, que no requieren servicios auxiliares de energía, como las de Fukushima, para poder apagarlas. Se apagan sin intervención humana.

Nuestros dirigentes políticos hoy responden al populismo sobre las ventajas absolutas de las fuentes renovables de energía y legislan que en el 2050 toda la energía a usarse en Puerto Rico debe ser solar o viento, sin tomar en cuenta restricciones técnicas a esa decisión.

El estudio examinado revela que la conversión a solar y viento conlleva instalar baterías para almacenar energía para usarla cuando no hay sol o viento equivalentes a más del total de baterías existentes en Estados Unidos al presente. Nos dice el Estudio, en su Sección 9, inciso 15, páginas 9-3", o 230 del total: "*In the case of utility scale storage, it is noted that the amount recommended in the IRP is much higher than the total capacity currently installed in the whole United States. This represents an installation never done before in a power grid, especially nor in an isolated system like the one in Puerto Rico.*

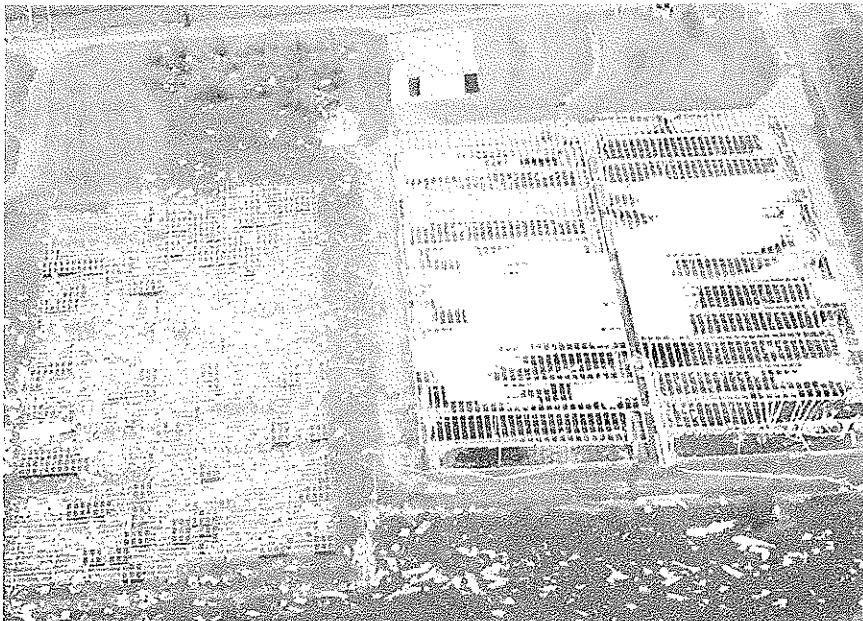
[REDACTED]

En los lugares en que hay mucha otra generación convencional tienen que usar baterías para almacenar hasta 15 minutos de capacidad, a fin de no desequilibrar el sistema cuando el Sol se tapa momentáneamente. En PR se necesitaría, según la propuesta de nuestros políticos, el 100% de la capacidad de generación por hasta tres días, pues en casos de tormentas ese sería el mínimo de obstrucción o ausencia de sol para reemplazar la energía almacenada. Un huracán pudiera bloquear el Sol por más tiempo.

También se ignora que cuando usted genera grandes cantidades de energía en forma de corriente continua (DC), con el Sol, o con el viento, necesita usar inversores para convertirla a corriente alterna (AC). Los inversores consumen una parte de la energía e introducen una gran cantidad de frecuencias harmónicas en el sistema eléctrico, por generar ondas cuadradas por commutación electrónica, y no senoidales, como es la electricidad útil en directo. Estas armónicas deberán ser canceladas previo a su distribución y uso, para no hacer daño a los equipos eléctricos y electrónicos que la consumirán. Se requieren condensadores sincrónicos de capacidad adecuada para corregir ese defecto, los cuales también consumen parte de la energía generada y requieren mantenimiento similar al de las máquinas que generan valiosa energía actualmente, sin generar un solo kilovatio.

Debemos mostrar a los que recibirán estas recomendaciones, los videos o fotos sobre los efectos de María sobre las fincas fotovoltaicas y fincas de viento.

Ejs: Humacao, Islas Vírgenes y Naguabo

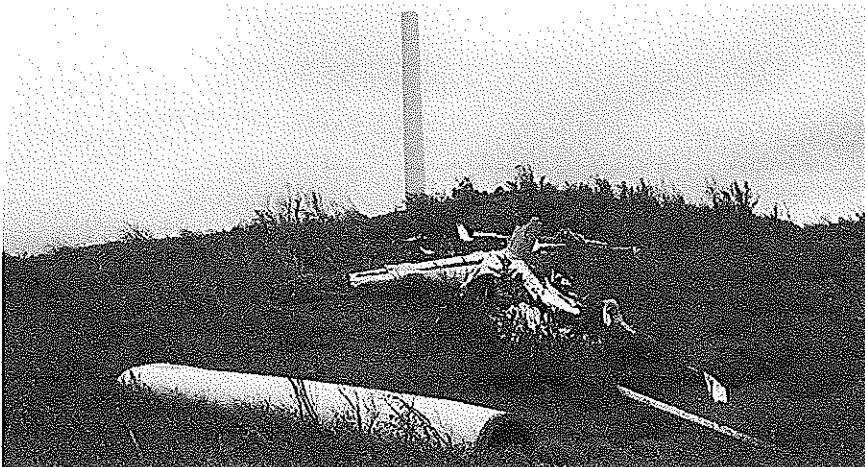


Humacao Waste Water Treatment Plant De: <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/how-is-solar-pv-performing-in-hurricane-struck-locations.html>

Ing. / Dr. Manuel F. Rodríguez Perazza

(787) 312-1533

mrodriguezperazza@hotmail.com



<http://www.presenciapr.com/destrozada-punta-lima-wind-farm-empresa-reconstruira-parque-eolico-en-naguabo/>

Actualmente en Europa están confrontando el problema de disposición de las paletas de molinos de viento que terminan su vida útil. Son de "fiberglass", lo que no es útil para nada al descartarse y representa un gran volumen de desperdicio sólido. No son biodegradables, ni combustibles. Lo mismo ocurrirá a la hora de descartar el gran número de baterías requeridas para generar energía solar despachable, al llegar estas al fin de su vida útil. En su caso se requeriría el recobro de materiales tóxicos, posiblemente en procesos de reciclaje parcial, no considerados por los proponentes. Al igual ocurriría con las fotovoltaicas dañadas por huracanes, como es el caso actual, que contienen fósforo y boro, o pudieran

tener telurio, cadmio y plomo, dependiendo de su tipo. Se requeriría la disposición controlada de estos desperdicios y no se habla sobre esas medidas. En el caso de incendios de alta temperatura, estos tóxicos irían al ambiente. No se habla de mitigación o prevención de exposición a cancerígenos y sus costos.

En Puerto Rico tenemos ingenieros competentes en todas las materias pertinentes a sistemas eléctricos, que pudieran haber asesorado a los gobiernos para no caminar de error en error a través de los tiempos, llevándonos al abismo económico, con tal de ser populistas y resultar electos o reelectos, en lugar de dirigir el país por mejores caminos y recuperación económica.

Varios gobiernos, por populismo, prohibieron el uso de la energía nuclear, el uso del carbón y el uso de la basura, como combustibles para generar electricidad, basándose en falacias divulgadas ampliamente en los medios sociales de comunicación. Si prohibimos siquiera considerar lo que nos puede ayudar a prosperar, estamos condenados al fracaso energético, sumado a otros fracasos sociales que vemos día a día. Tenemos un problema en 2022 cuando llegue a su fin la autorización de uso de los vertederos de basura existentes. Los vertederos cerrados serían minas de basura para la planta propuesta en Arecibo.

El populismo de hoy, tiene un nuevo tema: Se le va a poner un impuesto al Sol. No nos dicen, aunque lo saben, que se trata de recobrar los costos incurridos por darle servicio a ellos mismos, para que otros ciudadanos no tengamos que pagar por lo que ellos reciben. La corrección de las armónicas, el suplido nocturno, el costo de la inversión económica en equipos, la depreciación y el mantenimiento nos lo están cobrando a nosotros. Lo deben pagar los que provocan los costos, que no son personas pobres.

Recomiendo a esta Comisión, que invite a nuestros dirigentes políticos, de todas las vertientes, a una orientación tecnológica, por personas capacitadas, sobre las realidades de todas las opciones energéticas, incluyendo las cosas que han rechazado o prohibido, mediante legislación. Debemos orientarlos sobre máquinas convencionales, sus ventajas y desventajas, y el ahorro de energía como "fuente alterna", en adición a promover "las renovables" donde sea competitivo o conveniente. No debemos incurrir en errores previsibles. La cogeneración es una alternativa poco explotada en PR, salvo en nivel de empresa privada. Ejemplo: Hospital La Concepción, en San Germán. La cogeneración puede ser un atractivo al ingreso de nuevas industrias a PR.

En mis funciones como reconstructor de accidentes, encontré literatura sobre experimentos realizados en Alemania, que demuestran que la iluminación de carreteras contribuye a mayor número de accidentes nocturnos y cuesta mucho dinero, en lugar de reducirlos. Esa es otra alternativa de ahorro energético. Tenemos sobre iluminación en nuestras carreteras. Si fuera esencial, nadie podría ir de Mayagüez a Las Marías de noche. Dependemos de los faros de nuestros automóviles y no de largas filas de postes con luminarias.

Recomiendo que, tras educar a nuestros dirigentes políticos sobre las realidades tecnológicas, se les proponga seguir de momento, las recomendaciones de Siemens dirigidas a mejorar la calidad del aire, la confiabilidad del sistema y a reducir los costos de producción, apartándonos de proyectos alejados de la realidad tecnológica y económica, hasta que se resuelvan las interrogantes. Debemos mantener bajo observación las alternativas renovables, por si alcanzan madurez tecnológica y se hacen viables a escala total, como se pretende en la Ley 17 de 2019.

Todo lo que les he mencionado es de conocimiento común en la población tecnológica que no tiene intereses comprometidos con la política. Agradecido por su paciencia en escucharme.



Ponencia ante el Negociado de Energía de Puerto Rico

Fecha: 22 de febrero de 2020

Asunto: Revisión del Plan Integrado de Recursos AEE

Buenos días. Mi nombre es José Javier Muñiz Quiñones, médico de profesión. Comparezco ante ustedes como abonado de la AEE en mi domicilio y en mi consultorio médico, como productor privado de energía solar, y como ciudadano preocupado por el futuro y la sustentabilidad de mi país, Puerto Rico. Agradezco la oportunidad de compartir con ustedes mis preocupaciones sobre el propuesto Plan Integrado de Recursos de la AEE, documento que puedo entender a grandes rasgos dada su complejidad técnica. Dentro de los 20 años que contempla este plan, cumpliré 80 años, así que para mí, como dicen en el norte, "it's now or never".

A pesar de que el documento aborda opciones de energía renovable a mediano plazo, me preocupa el énfasis y la inversión inicial que se concentra en el uso de gas natural, otro combustible fósil. Conociendo cómo funcionan las cosas en nuestro país, es muy probable que esa modalidad no sea superada o reexaminada hasta que circunstancias extraordinarias nos obliguen a hacerlo. Entiendo que el compromiso inicial con fuentes de energía renovable, mayormente energía solar, debe ser claro y fuerte.

Me preocupan además políticas existentes, o propuestas por la AEE, que van a tener impacto sobre el desarrollo de la producción de energía verde, que deben ser abordadas en este plan. Las instalación de fincas fotovoltaicas, como la existente en Isabela, o como la de Yabucoa con la que reciente me topé haciendo turismo interno, no deben ocupar extensiones considerables de terreno agrícola, que es preciso proteger en nuestra limitada geografía. El programa de gobierno del Partido Independentista Puertorriqueño, del cual soy candidato a la legislatura este año, propone la instalación de placas solares en terrenos ya impactados, como lo son los techos planos de estructuras existentes, estacionamientos en centros comerciales y en el sur del país donde hoy solo queda chatarra y terreno no apto para el cultivo en lo que fueron facilidades de la industria petroquímica. El Plan Integrado debe integrarse, valga la redundancia, a nuestra realidad geográfica y ambiental.

Debe abordarse también el propuesto "impuesto al sol" que ha sido propuesto desde la AEE para quienes producimos energía fotovoltaica a nivel privado. A raíz del huracán María, tratando de ser cómodo con el deseo que en mi país se produzca energía limpia y renovable, y como una medida que me permita no tener que emigrar empujado por el alto costo de la energía y la inseguridad de recibir el servicio, invertí una considerable suma de mis ahorros para instalar en el techo de mi casa suficientes placas solares para producir toda la energía que consumimos, posiblemente más. Parece increíble que la AEE esté tan siquiera considerando singularizar con un impuesto a quienes nos hemos convertido en productores de energía limpia renovable a expensas de nuestros bolsillos. Esto particularmente, no grita apoyo al uso de fuentes renovables de energía.

Quedo de ustedes,

José Javier Muñiz Quiñones MD



Merbil González
22/febrero/2020.

Estimados señores:

Mis recomendaciones sobre la AEE son las siguientes:

1. Despedir miembros de la Junta de Gobierno y a los empleados de confianza que no están de acuerdo con la política pública de dirigirnos hacia una isla con energía renovable como principal fuente.
2. Exigirle a los funcionarios que interesen esos puestos que se expresen de acuerdo con esa política pública, Descartar a los que no estén de acuerdo.
3. Exigirle a todos los candidatos a puestos electivos que se expresen sobre la viabilidad de la energía renovable. Descartar a los que no estén de acuerdo.
4. Para asegurar que la AEE cumple con objetivos de calidad y productividad como empresa pública exigirle que reporte periódicamente a sus abonados, al menos por trimestre, por planta, la calidad de la energía producida en ciclos y otros parámetros, la producción total, el consumo de combustible, el precio de ese combustible, la cantidad total facturada en megavatios, las horas de mantenimiento programado y las no programadas, el número de apagones y los clientes afectados. Todo esto comparándolo con otras empresas similares en el mundo.
5. Establecer como objetivo la reducción de líneas de transmisión y el aumento de las microredes
6. Asegurar que los funcionarios que nos visitan con tanto cariño, supuestamente a ayudarnos, de las estados de la unión, no vienen a cabildear para vendernos sus combustibles.

Al gobierno:

1. Promover, con subsidios, la instalación de calentadores solares en todas las residencias. Posteriormente de sistemas solares en todos los techos.
2. Establecer como parte de las exigencias de diseño y construcción de edificios y residencias la eficiencia energética.
3. Fomentar el uso del viento y el sol para secar la ropa lavada. Promover diseños que lo contemplen.
4. Establecer metas a corto plazo, de uno a cinco años, sobre el progreso de la conversión hacia las energías renovables.
5. Fomentar que las universidades de Puerto Rico desarrollen investigación en las energías renovables y apoyarlas económicamente. Ayudarlos a que comercialicen sus desarrollos.
6. Promover la manufactura de los componentes necesarios para los sistemas de energía renovable a través de licencias con los originadores.

Mi nombre es Merbil González Martínez, soy ingeniero y he sido afectado por las decisiones de la Autoridad por toda mi vida. Me interesa recordarles como hace unos años nos libramos de la planta de carbón Cogentrix en el área de Mayagüez. Tenemos que ser proactivos y unirnos en propósito.

Es imprescindible, si queremos mejorar como país, que nos aseguremos que la administración de la agencia que nos suministra energía sea una de calidad. Si no pueden mantener un inventario adecuado de contadores, como pueden adquirir y mantener un inventario de combustible adecuado.



22 de febrero de 2020

Vistas Pública

Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica

Distinguidos miembros del Negociado de Energía de PR, colegas:

Es de conocimiento general el precario estado del sistema eléctrico de PR, caracterizado por un pobre mantenimiento, alta ineficiencia y obsolescencia de su infraestructura. Además de este mal estado, no puede pasar desapercibido: la baja calidad de potencia o “power quality” (en donde hemos medido 148 desviaciones en 1 año y hasta 24 desviaciones por mes, esto sin contar los disturbios asociados al Huracán María o el reciente terremoto el pasado 7 de enero de 2020)¹. Esta baja calidad de potencia, o “Power Quality”, sigue acumulando una gran pérdida económica y resta competitividad a todos los sectores en PR. Como jaque mate al dilema de la AEE, las decisiones políticas prevalecen sobre los méritos o la excelencia tanto técnica como administrativamente, existe un pésimo servicio al cliente, culminando en la falta de visión y estrategia a largo plazo e insistiendo en un modelo de generación centralizada el cual ya no cumple su propósito y está siendo desplazado a nivel mundial. Este debate o balance entre un modelo centralizado vs distribuido es un tema activo en todos los foros o publicaciones tanto técnicas, como ambientales,

¹ Eventos registrados en la línea de 38KV por el relay de red ubicado en el Hospital de la Concepción en San German, PR.

económicas y de planificación urbana. En Puerto Rico, la AEE ha desarrollado, en lo que ya es un “trial and error”, un plan integrado de recursos, y esta última revisión sigue ajustada y basada en un modelo centralizado ya obsoleto, sobreponiendo el interés particular sobre el interés público, el de Puerto Rico. La AEE, a pesar de ser una corporación pública, dejó ya de representar el interés del pueblo.

Esta problemática se ha tratado de atender mediante leyes, incluyendo la propia Ley 57 del 2014, según enmendada, que crea esta Comisión, ahora Negociado de Energía. Sin embargo, ninguna de las leyes de PR, ni reuniones, ni vistas realizadas o por realizar, producirán valor si no materializamos y ejecutamos un plan adecuado para el futuro. Un plan de futuro tiene que por lo menos cumplir con lo siguiente: ser sostenible a largo plazo, alineado con el desarrollo tecnológico, atender el problema del cambio climático y proveer la resiliencia que nuestra isla requiere tanto para los individuos como para todos los sectores económicos.

Siempre es más fácil señalar o criticar, así que no pretendo caer hoy en palabras. Asumiendo mi responsabilidad en este momento trascendental para PR, tanto para el sistema y mercado eléctrico, como para nuestro futuro económico, me pongo a la disposición y colaboración del Negociado. Por tal razón, hoy respetuosamente presento las siguientes recomendaciones o solicitudes:

1. Se rechace y desista del plan de restructuración de deuda de la AEE según presentado y se desista de pagar la deuda a través de tarifas de energía. El plan de restructuración no toma de manera justa el riesgo que asumieron



los bonistas al invertir en un negocio, la AEE, con un modelo de negocio obsoleto, ni su precaria condición de infraestructura y económica, a sabiendas que no se tenía la capacidad de pago de la deuda emitida. También pretende coartar el desarrollo energético a cuentas de perpetrar un monopolio, sea público o privado, que ya es insostenible y coartará la económica y recuperación de PR. Entiendo que el Negociado pueda no tener jurisdicción sobre el PSA o RSA, pero este, como entidad independiente que lidera y regula activamente el futuro energético nuestro, puede expresarse contundentemente de manera que la tarifa energética no cargue el 100% del repago, y exigir que cada sector asuma su responsabilidad.

2. Se rehaga el Plan Integrado de Recursos, ya que se basa en un modelo que solo sirve a la AEE, de manera insostenible, y no está alineado a las metas a largo plazo que tenemos y necesitamos como sociedad. Este Plan presenta una visión semejante al modelo centralizado actual, y no una nueva visión abarcadora de tecnología y planificación para PR.
3. Se desarrolle e implemente una tarifa para el pago y cobro de servicios auxiliares. Esto sería un mecanismo para compensar por la inversión y servicios de los productores, entidades o individuos que puedan proveer estos servicios esenciales para operar el sistema eléctrico, sea al Grid o a mini / micro Grids.
4. Se modifique el “Raider QF” aprobado por esta comisión. Este debe ser modificado para el pago **justo y razonable** por la energía generada por el generador cualificado, tomando en cuenta su impacto ambiental,

beneficios de resiliencia, sea apoyando al Grid como a mini / micro grids y permitiendo una ganancia razonable para el productor. Es imposible o injustificable que el Rider QF, de manera fija, establezca un pago de \$0.0638/kwh a voltaje de transmisión o \$0.0755 a voltaje primario por la energía producida por una cogeneradora cualificada, cuando hoy:

- a. La AEE compra energía a los productores de gran escala a tarifas más altas,
- b. le cuesta a la AEE mucho más producir la energía de lo que establece esta tarifa,
- c. la tarifa está por debajo de los costos variables de una cogeneradora,
- d. tenemos deficiencia de generación y a consecuencia de este Rider irrazonablemente no tenemos cogeneradoras dispuestas a apoyar el sistema por razones económicas, y
- e. se habla de posibles relevos de carga para este verano.

Es inconcebible que se fijen precios a las cogeneradoras, mientras a la AEE se le conceden ajustes por combustible, entre otros 14 Riders aprobados por este Negociado en la factura de la AEE. Hoy, la mayoría (por no decir todas) de las plantas generatrices de la AEE operan con costos muy superiores a estos, inclusive hasta \$0.19/kwh, sin contar con las perdidas de transmisión y distribución de esta energía, las cuales están sobre el promedio de la industria. Hoy se pudiera pagar mas del doble de esta tarifa en el Rider QF y seguiría siendo competitivo ante la tarifa de la AEE, más aún, impediría el relevo de carga. Esto refuerza el hecho de que nos tenemos que mover a un **mercado abierto** (y enfatizo mercado abierto

sobre privatización), donde se tome en cuenta la oferta de generación, con sus costos, y la demanda. Así, los productores podrán realizar su despacho o los consumidores pudieran hacer recortes a su demanda, de manera que se garantice la estabilidad y operación del sistema, de una manera abierta, libre, competitiva, costo efectiva y capitalista.

5. Se derogue el reglamento 6030 del 6 de octubre de 1999 de la AEE, mejor conocido por la aportación proporcional. Este reglamento, de manera arbitraria, injusta y abusiva, ha costado cientos de millones de dólares a los puertorriqueños y a la economía de PR. Con este reglamento y el pretexto de hacer mejoras, la AEE ha exigido la construcción de nueva infraestructura a costa del sector privado y acorde con las necesidades extravagantes de la AEE para después tener que cederla a estos o pagarle por la “aportación” proporcional para mejoras futuras, “lo que sea mayor”. Es imperativo señalar que la AEE incumplió con ese fin y compromiso, no realizó las mejoras necesarias, ni proveyó el mantenimiento requerido y defraudó a los clientes que pagamos dicha aportación. Todavía hoy, muchas personas dependen de pagar y ceder esta infraestructura para poder ser servidos por la AEE, llegado al punto que ha salido más económico implementar generación fotovoltaica desconectada o aislada de la AEE, que pagar las tarifas excesivas y exigidas por la AEE para la interconexión con estos. Así las cosas, gran parte de esta infraestructura de transmisión y distribución, tanto primaria como secundaria, pertenece a los puertorriqueños que pagaron y construyeron las mismas, los cuales fueron defraudados por la AEE. Por lo cual, la AEE ha fungido como un simple



administrador, bueno mal administrador, y no como dueño legitimo o desarrollador de gran parte de la infraestructura. Finalmente, la privatización del sistema a un mercado libre es incompatible con dicho reglamento y las practicas antes descritas.

6. Se desvincule la planificación del sistema eléctrico de Puerto Rico de la AEE, esto es ya un conflicto de intereses que esta en detrimento del interés del pueblo de PR y la mejor adopción de las tecnologías disponibles.

Como se indicó en la exposición de motivos de la Ley 54 del 2014, (y cito) “existe un amplio consenso en cuanto a la necesidad de alejarnos de la dependencia de combustibles fósiles y de lograr la autonomía energética utilizando al máximo posible los recursos energéticos que ya tenemos en Puerto Rico, tales como el sol y el viento, la conservación y la eficiencia.” Entre las metas que se requirieron a la Comisión en un periodo de 3 años, estaba: bajar la dependencia de fuentes fósiles y velar por el uso eficiente de la energía. Aunque algo ambiciosas, hoy hemos fracasado en perseguirlas, en especial la eficiencia energética, la cual es y fue fácilmente alcanzable. En términos de eficiencia, no me puedo explicar cómo cuando acudí a que me hicieran mis espejuelos la semana pasada, todavía las facilidades usaran iluminación fluorescente en tubos T12, cuando un “retrofit” en iluminación normalmente se recobra en menos de 6 meses. Para dar otro ejemplo, en su reporte de feria científica, mi hijo de 15 años expuso cómo las residencias que encuestó registraron ahorros por eficiencia energética de hasta 44.1%. De este reporte de feria científica, mi hijo determino el beneficio ambiental, **solo por eficiencia energética** y escalado a 100,000 casas, en: 95,760,314,196 litros

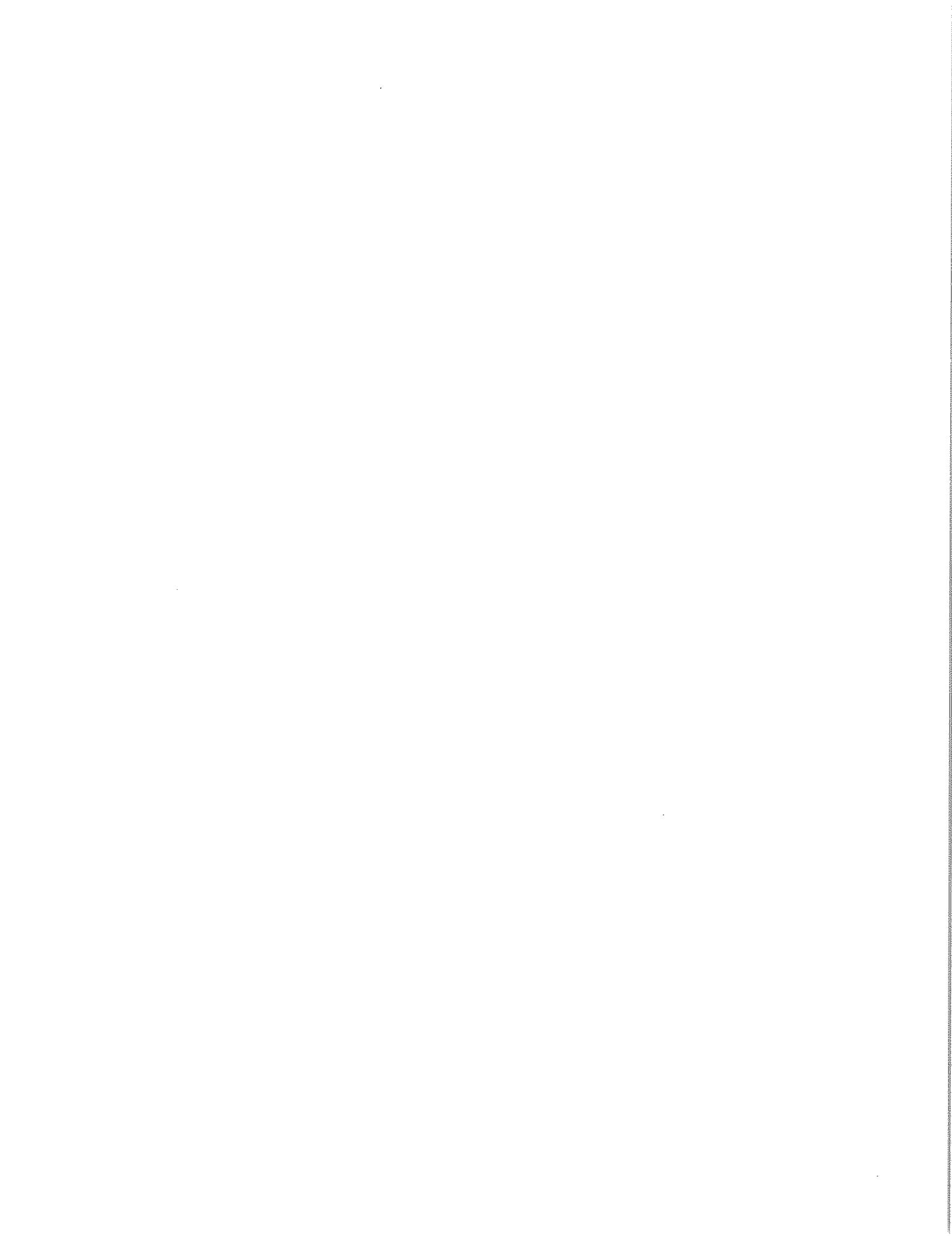


de agua (noten que la AEE gasta miles de millones de galones diarios de agua en su operación; 2,370 MGD para ser preciso según la circular 1441 del USGS), 918,801 kg de NOx, 709,711 kg de SOx y 485,675,875 kg de CO₂. De igual forma, cuando incluyó el componente fotovoltaico en su investigación, el impacto fue equivalente a una planta generatriz de 181.9 MW!! Y me pregunto, ¿Por qué seguimos desenfocados en construir plantas o mini plantas centralizadas que ofrecen poca o ninguna resiliencia? O expresándolo de una manera más sencilla, ¿Por qué todavía se venden acondicionadores de aire de ventana con EERs por debajo de 10? ¿Cómo podemos parar este derroche energético??!

Por lo antes descrito, y con la esperanza de tener un mercado energético abierto, competitivo, confiable, resiliente y justo; me reafirmo en las solicitudes presentadas y lanzo un reto a esta comisión para que con pasión antepongan a PR sobre cualquier otra consideración y ejecuten con lo mejor de la ingeniería, por encima de cualquier consideración política y por el bienestar de PR.

Agradezco la oportunidad brindada y el que dediquen este tiempo. ¡Les deseo éxito!; su éxito garantizará el bienestar de mis hijos, mis familiares y de todos los puertorriqueños. Reitero mi disponibilidad para ayudarles en lo que pueda.

Gracias y muy buenas tardes a todos.



Buen día a los miembros de la comisión y demás participantes.

Uno de los temas que me ha llamado la atención desde temprana edad es el tema de la energía. Desde escuela elemental tenía la curiosidad por el tema. En una ocasión que me tropecé con un libro de ciencia en que aparecía una foto de la Central Termonuclear de Punta Higuera, también conocida como BONUS y cómo con casi otra docena de nombres. Ese libro me inspiró a crear una maqueta de un reactor nuclear para participar en una de las ferias científicas que se hacían en aquellos tiempos, al grado de que corté una alcancía de madera por la mitad para hacer el modelo del reactor, pero no tenía para las cartulinas o los cartones para el set y menos para los marcadores y "stencils", lo que llevó el proyecto a fallar. También contribuyo a esa monumental falla la falta de apoyo por parte de la maestra, aunque pudo ser que ella no sabía los particulares del tema de la energía nuclear, o el tema ya estaba tornándose en uno que había que enterrar y olvidar; y la falta de mentores versados en tecnología, lo que es algo un poco complicado en un pueblo en que, si el tema no era de vacas, resulta difícil conseguirlos.

Muchos años después, encontré algunas de las respuestas, que no eran lo que esperaba. Sentí que mi yo de elemental me cuestionaba como aquel sueño de un futuro que le habían prometido se fue por la cañería, tal como promesa de un helado que no me planeaban comprar. La misma sensación que uno siente cuando observa con mucha atención la película "Tomorrowland"^[4], que contiene una moraleja no apreciable a simple vista, pero de esto hablaré más adelante.

Cuando resurge el asunto de la energía eléctrica en Puerto Rico, que surge con mucha regularidad, y la Autoridad de Energía Eléctrica, que parece tener un monopolio en esos asuntos, sino posee un "trademark" en esas dos palabras, nuevamente se reactiva la curiosidad. Claro que por una que otra razón, vuelve el tema de producir electricidad mediante energía nuclear y por supuesto las controversias. En una de las presentaciones que se dieron en la Universidad Politécnica, varios estudiantes hicieron presentaciones de sus proyectos subvencionados con becas de la NRC (Nuclear Regulatory Commission). En particular una de las presentaciones fue sobre los sucesos con el terremoto y tsunami en Japón que provocó un desastre nuclear considerable en la prefectura de Fukushima y posibles recomendaciones para prevenir tales eventos. Compartí con los estudiantes parte de mis búsquedas de la historia de Punta Higuera, el reactor TIGA que había en el CAAM y los documentos de los planes de reactores nucleares a implementar en Aguirre y en Islote.

Los recientes eventos de la pasada década, conocidos hasta la saciedad y las clásicas "sales en la herida" de aquella curiosidad que no ha sido satisfecha, me hicieron buscar más información en cuanto recoveco pudiera tener acceso. Y dado que las bibliotecas tienden a ser un ejercicio arduo, complejo y sobre todo que consume mucho tiempo, recurro al gran bibliotecario virtual: los "web crawlers" de Google. Es ahí donde aparecen varias piezas de historia que revelan una historia.

Además de las que aparecen en la Colección Puertorriqueña de la Universidad de Puerto Rico en Rio Piedras que contienen el reporte anual de 1949-1950 de la Autoridad de las Fuentes Fluviales [5] y el segundo informe del 1959-1960 [6], el cual, y he ahí otra de las "sales en la herida", tiene en su portada a mi inspiración de proyecto fallido de feria científica: La Central Termonuclear de Punta Higuera. Pero las búsquedas no terminan ahí, por el contrario, despiertan aún más curiosidad. El informe de la AFF de 1949-1950 habla de una central termoeléctrica flotante llamada "Sea Power", que agregaba 30MW para cubrir la demanda de energía de la naciente red de generación de la AFF [7] [8]. Donde el rumbo parece que se asemeja a la trama de "Tomorrowland", aparece un reportaje sobre el auto eléctrico de la Autoridad de las Fuentes Fluviales [9]. Imaginaba aquellas ideas de autos eléctricos y voladores que alimentaban la creatividad para ser derrotadas por alguna realidad.

He ahí que aparece una nota histórica sobre la CORCO, la cual aparece como "el mejor cliente de la AFF" [10], producto de uno de los resultados de la búsqueda iniciada por dicha industria petroquímica [11].

Preparando esta ponencia, encuentro una copia en línea de un documento del Centro de Estudios Energéticos y Ambientales de Puerto Rico [12] que forma parte de otra búsqueda por el término de "Antigua planta nuclear" [13]. Es este último documento, en conjunto con una nota de opinión presentada en un medio de prensa [14], que arroja más luz, sin juego de palabras o "no pun intended"; sobre el estado actual de la energía eléctrica en Puerto Rico.

Los sistemas eléctricos en Puerto Rico eran privados y orientados a ciertas industrias o clientes que deseaban utilizar los mismos en el caso de que implementar su sistema no fuese costo efectivo. El ingeniero Antonio Luchetti observa este detalle y dedica tiempo a establecer una visión reconociendo las limitaciones, pero también los potenciales, de la industria de la energía eléctrica en Puerto Rico, su papel protagónico en el desarrollo económico y social, y quizás como efecto colateral, ecológico, ya que los sistemas hidroeléctricos, no termoeléctricos, jugaban un papel central en la estrategia de producción de energía.

El aumento en demanda de energía producto de un enfoque hacia la manufactura y los objetivos iniciales de autosuficiencia energética entraron en una seria confrontación, la cual gradualmente “alimentó al lobo incorrecto” hasta llegar al presente estado que, de seguir siendo obstinado en mantenerse en su curso por la retroalimentación negativa nos llevará al precipicio. Empero unos cuantos soñadores con los conocimientos y voluntades saben que esta retroalimentación negativa, producto del aferramiento a un modelo económico basado en la industria de la manufactura, debe ser derrotada desde la raíz.

Un regreso al punto de origen, usando lo enseñado por la historia y las lecciones aprendidas de otros nos pueden permitir atender esta situación. Los sistemas de energía renovable basados en energía solar o eólica pueden ser usados con sistemas de bombeo para transferir agua de lagos en elevaciones menores a elevaciones mayores, como los lagos Dos Bocas y Caonillas, convirtiendo al conjunto en un sistema de almacenaje de energía como los existentes en otros países. El mecanismo, como cualquier sistema de almacenaje, tiene sus pérdidas. El mismo pudiera ser derrotado, pero solo de hacer la matemática correspondiente para largo plazo en lugar de resolver para el momento y repetidamente encontrarnos en el mismo punto de origen. El uso de centrales eléctricas flotantes impulsadas por energía nuclear puede ser una alternativa que merece atención, toda vez que elimina riesgos asociados a movimientos sísmicos y la ocupación de terrenos. Finalmente, el uso de sistemas individuales de generación para las residencias en conjunto con sistemas de generación para comercios e industrias, con mecanismos de manejo inteligente, la adopción gradual y estratégica de autos y transportación en masa que opere con electricidad y el cambio de un modelo económico que está basado en manufactura con alto consumo de energía a uno basado en investigación y tecnología de conocimientos. Estos cambios, combinado con opciones de producción de energía eléctrica de distintas fuentes requieren primordialmente tener visión en una meta a largo plazo en lugar de satisfacer una necesidad que se replantea cada ciclo electoral o influenciada por una finalidad de unos sectores.

Para concluir, existe la posibilidad remota de que este proceso no ocurra y que se continúe perpetuando el “status quo” por un sistema que se sirve a sí mismo en lugar de servirle a todos. Queda de parte de aquellos que tienen la capacidad y el conocimiento, el retar al sistema existente y a todos lo que lo apoyan a que exijan el cuestionar el mismo y a quien le sirve el sistema. No hacerlo simplemente nos convertirá en el postre del lobo equivocado.

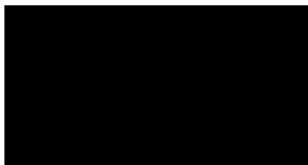
Gracias por la oportunidad y que tengan un buen día.

Referencias

- [1] <https://www.elnuevodia.com/noticias/locales/nota/elnegociadodeenergiallevaraelplandelaaeealaciudania-2545753/>
- [2] <https://www.elnuevodia.com/noticias/locales/nota/elnegociadodeenergiaconvocavistaspublicassobrelaaee-2546155/>
- [3] <https://aeepr.com/es-pr/QuienesSomos/Paginas/ley57/Plan-Integrado-de-Recursos.aspx>
- [4] [https://en.wikipedia.org/wiki/Tomorrowland_\(film\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Tomorrowland_(film))
- [5] https://issuu.com/colecciónpuerorriquena/docs/informe_anual_aee_1949
- [6] https://issuu.com/colecciónpuerorriquena/docs/informe_anual_aee_1959-1960
- [7] <https://aeepr.com/en-us/QuienesSomos/Pages/History.aspx>
- [8] <https://ajaee.org/2018/01/15/historia-de-la-autoridad-de-energia-electrica-parte-2/>
- [9] <https://www.noticel.com/vida/memoria-viva/memoria-viva-el-carro-electrico-de-la-antigua-autoridad-de-fuentes-fluviales/1159359118>
- [10] <https://issuu.com/colecciónpuerorriquena/docs/corcohabla-invierno1969no3>
- [11] <https://bibliotecavirtualpr.wordpress.com/2020/01/09/1969-por-que-era-tan-buen-negocio-para-la-corco-tener-justo-al-lado-la-planta-costa-sur/>
- [12] <http://rambutan.ites.upr.edu/sites/default/files/publications/CEER-X-134.pdf>
- [13] <https://www.geoisla.com/2018/12/antigua-planta-nuclear-en-rincon-1962/>
- [14] <https://www.elnuevodia.com/opinion/columnas/energíaelectricanuestroproyectodepueblo-columna-2540383/>

Contacto:

Harry Ruiz





Maravillas marinas del oeste de Puerto Rico

El oeste de Puerto Rico tiene una vida marina espectacular que tanto locales como turistas disfrutan y además sirve de sustento para la comunidad pesquera y apoya la economía local. Es por esto que todos debemos asegurarnos de que se maneje este impresionante ecosistema de manera efectiva para que lo disfrutemos hoy y sirva de legado para generaciones futuras. ¿

¿Qué hace a la costa oeste un lugar tan especial?



Manglares que proveen
guardia a especies de
peces juveniles y otra
vida marina y además
protegen la costa de
erosión y oleaje.

*Foto- Orian Tzadik, La
Parguera*



Corales que sirven de hogar para peces y
vida marina, además de atraer a locales y
turistas que hacen buceo y snorkeling.

Foto: JP Zegarra, Mona



Peces de importancia
comercial que son el
sustento de los
pescadores del oeste.

Foto- JP Zegarra



Barcos hundidos y
yacimientos arqueológicos
que son parte de nuestra
cultura. ¿Sabías que en
Mona hay unas cuevas que
tiene arte Taíno?

Foto- JP Zegarra, Desecheo

Cuevas que atraen a buzos.
Foto: JP Zegarra, Desecheo



Manatíes que se alimentan de yerbas
marinas en aguas llanas.

Foto- Orian Tzadik



Ballenas jorobadas que vienen durante el
invierno a tener sus crías.

Foto- Wikimedia

Amenazas al ecosistema y la comunidad

La increíble riqueza marina que tiene el oeste de Puerto Rico se ve amenazada diariamente por factores naturales y por el impacto humano. Algunas de las mayores amenazas que se han identificado son:

1. **Descargas sanitarias-** muchos pescadores y miembros de la comunidad han denunciado la constante descarga de aguas sanitarias cerca de comunidades de corales. Las descargas provocan pobre calidad del agua, crecimiento de algas, mortandad de corales y enfermedad en especies marinas.
2. **Propuesta de un puerto de gas licuado en Mayagüez-** de construirse, habría perforación del fondo del océano lo cual provocaría movimiento de sedimentos a otras áreas y destrucción del hábitat donde se realice la perforación.
3. **Desarrollo en la costa-** provoca que entre exceso de sedimento en el océano lo cual genera turbidez y afecta a los corales y yerbas marinas. Además, en ocasiones el desarrollo conlleva eliminación de manglares lo cual deja la costa desprotegida de marejadas.
4. **Poco o ningún manejo del área-** el oeste de Puerto Rico tiene 10 reservas naturales, pero la mayoría no tiene un plan de manejo. Esto dificulta saber el estado real del área y el recurso marino.
5. **Falta de vigilancia y aplicación de las regulaciones-** conduce a que algunos pesquen especies en veda o prohibidas como el Mero Cherna que están amenazados y se prohíbe su captura. Pescar especies que están en veda en época de agregación impide que se puedan reproducir lo cual reduce la cantidad de peces en el agua.

Juntos podemos lograr un mejor manejo del ecosistema del oeste

Conservar la extraordinaria belleza del oeste de Puerto Rico, proveer oportunidades de pesca comercial y recreativa sustentable, garantizar la recreación y disfrute responsable en el área oeste nos corresponde a todos. Es momento de buscar alternativas de manejo que permitan disfrutar del oeste de Puerto Rico, promuevan la pesca sustentable y generen oportunidades de negocio que apoyen a las comunidades.

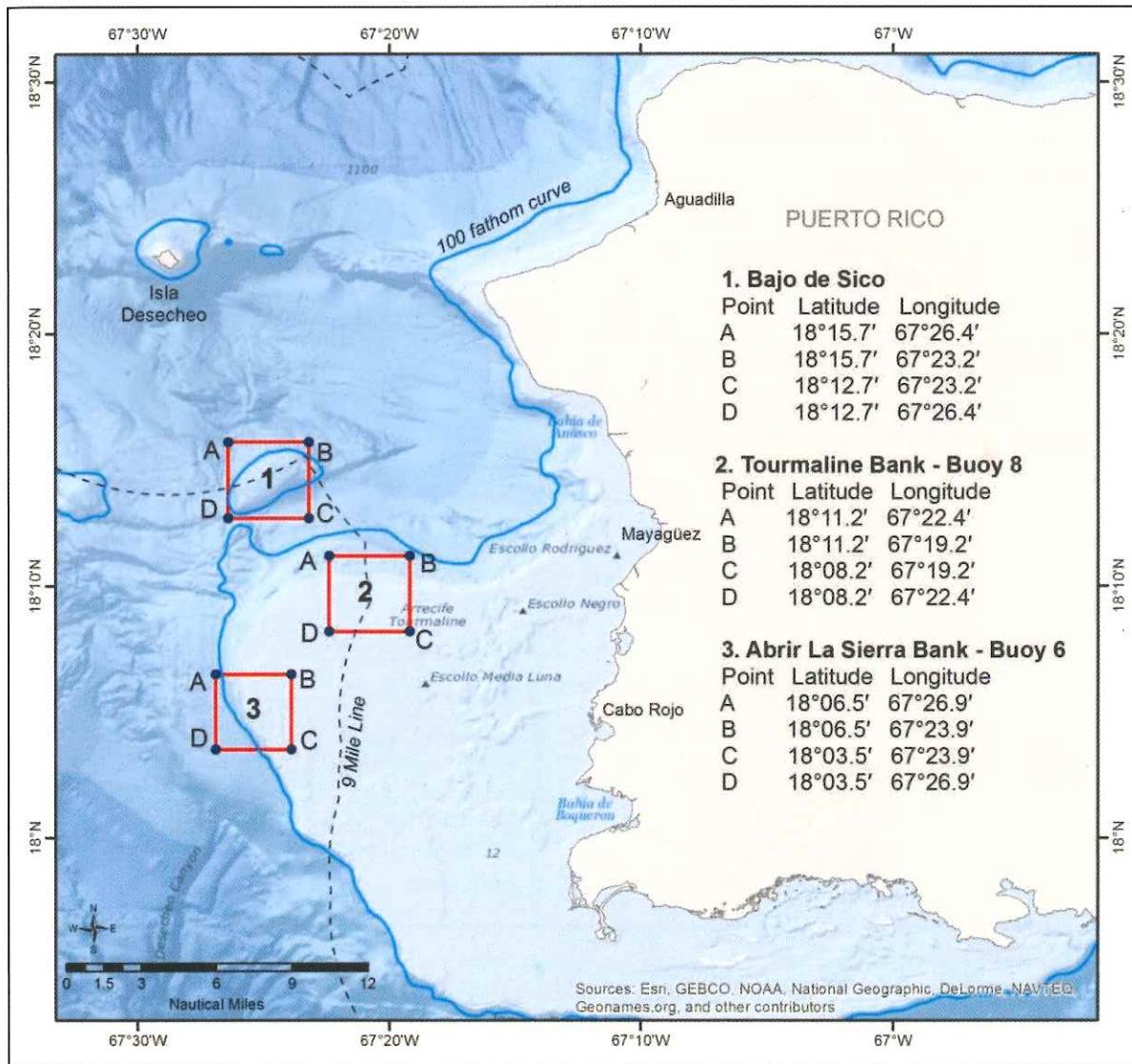
Summary of Commercial and Recreational Fishing Regulations in the Exclusive Economic Zone (EEZ) off Puerto Rico

The Caribbean Fishery Management Council and NOAA Fisheries are responsible for the conservation and orderly utilization of the fishery resources of the U.S. Caribbean EEZ, which includes 9-200 nautical miles off the coast of Puerto Rico. For information on the regulations for Highly Migratory Species (HMS) including tunas, swordfish, billfishes, and sharks, visit <http://www.nmfs.noaa.gov/sfa/hms/> or call 301-427-8503.

Seasonal and Area Closures

1. Bajo de Sico: Closed annually from October 1 through March 31 to fishing for Council-managed reef fish; harvest of HMS and spiny lobster is allowed. The use of pots, traps, bottom longlines, gill or trammel nets is prohibited year round; anchoring is prohibited year-round.

2. Tourmaline Bank and 3. Abrir La Sierra Bank: Closed annually from December 1 through the last day of February to all fishing, including HMS species; the use of pots, traps, bottom longlines, gill or trammel nets is prohibited year-round.



Seasonal Closures

No harvest of the following species in the EEZ during the dates indicated below

February 1 - April 30



Red Grouper

April 1 - June 30



Mutton Snapper



Black Grouper



Tiger Grouper

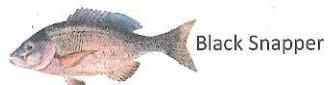


Yellowfin Grouper



Yellowedge Grouper

October 1 - December 31



Black Snapper



Blackfin Snapper



Vermilion Snapper



Silk Snapper

December 1 - Last day of February



Red Hind

Red Hind Grouper - Closure applies only to the Red Hind Spawning Aggregation Areas and west of 67°10' W.

Prohibited Harvest

If these species are caught in the U.S. Caribbean EEZ, they must be returned immediately to the water with minimal harm



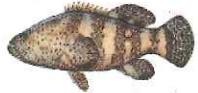
Midnight Parrotfish



Queen Conch - EEZ harvest allowed only east of 64°34' W which includes Lang Bank, St. Croix.



Blue Parrotfish



Goliath Grouper



Rainbow Parrotfish



Nassau Grouper

Prohibited Corals

This publication was prepared for general informational purposes only and has no legal force or effect. Fishing regulations are subject to change. For additional and updated regulations please visit http://sero.nmfs.noaa.gov/sustainable_fisheries/policy_branch/index.html. Illustrations: D. Peebles, D. Raver, NOAA, N. Deloach



National Oceanic and Atmospheric Administration
NOAA Fisheries/Southeast Regional Office
263 13th Avenue South
St. Petersburg, Florida 33701
(727) 824-5305 (Phone); 727-824-5308 (Fax)
<http://sero.nmfs.noaa.gov/>

Gear and Method Restrictions

Applicable to All Fisheries

No use of explosives.
Toxic chemicals may not be used or possessed in a coral area.

Applicable to Specific Fisheries

Reef Fish, including aquarium trade species
No use of poisons, drugs, or other chemicals, powerheads, gillnets, and trammel nets. Dip nets and slurp guns allowed for aquarium species. *Fish must be landed with head and fins intact.

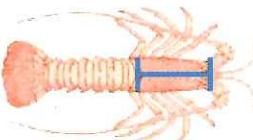
Coral Reef Resources, including aquarium trade species
No use of chemical, plant-derived toxins, and power-assisted tools.

Spiny Lobster
No use of spears, hooks, or similar devices, gillnets or trammel nets. Lobster must be landed with head and carapace intact. Harvest of egg bearing females is prohibited.

Queen Conch
No harvest by diving while using a continued surface air supply. Queen conch must be landed with meat and shell intact.

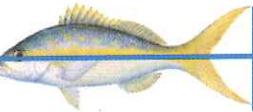
* Certain exceptions to this rule apply. See 50 CFR 622.10

Size Limits



Spiny Lobster - Minimum size limit is 3.5 in (8.9 cm) CL.

Total Length (TL)



Yellowtail Snapper - Minimum size limit of 12 in (30.5 cm) TL applies year-round for yellowtail snapper.

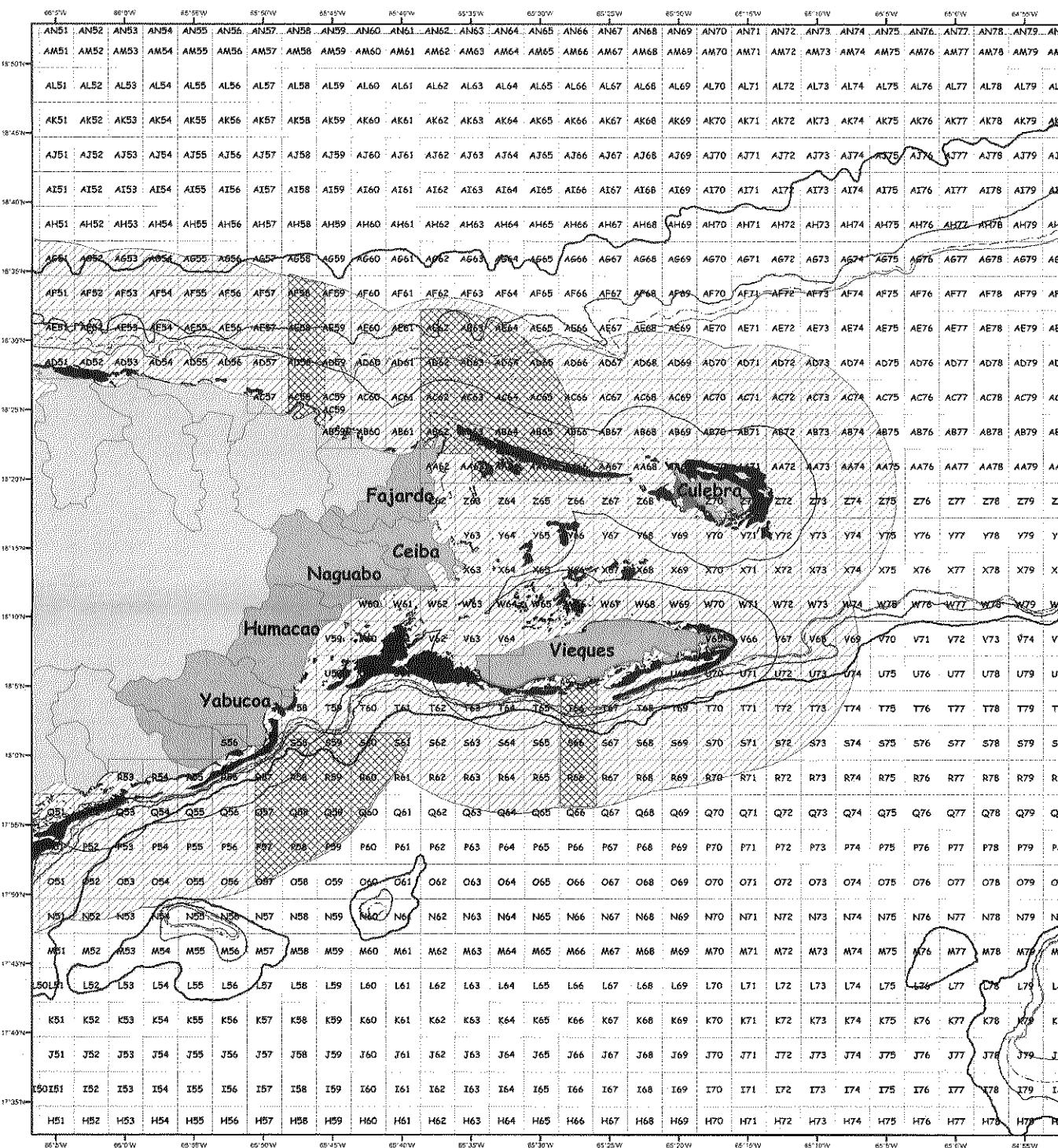
Recreational Bag Limits

Aggregate bag limit for:	Allowed quantity:	
	Per Person/Day	Per Vessel/Day
snapper grouper parrotfish	5 fish per person/day	if 3 or more persons are on board, 15 fish per vessel/day OR
	Not to exceed: 2 parrotfish per person/day or 6 parrotfish per vessel/day.	
angelfish, boxfish, goatfish, grunts, wrasses, jacks, scups and porgies, squirrelfish, tilefish, surgeonfish, triggerfish and filefish	5 fish per person/day	if 3 or more persons are on board, 15 fish per vessel/day OR
	Not to exceed: 1 surgeonfish per person/day or 4 surgeonfish per vessel/day	
spiny lobster	3 spiny lobsters per person/day	No more than 10 spiny lobsters per vessel/day



Caribbean Fishery Management Council
270 Muñoz Rivera Avenue, Suite 401
San Juan, Puerto Rico 00918-1920
(787) 766-5926 (Phone);
(787) 766-6239 (Fax)
<http://www.caribbeanfmc.com/>

Puerto Rico Biological Grid Map- East

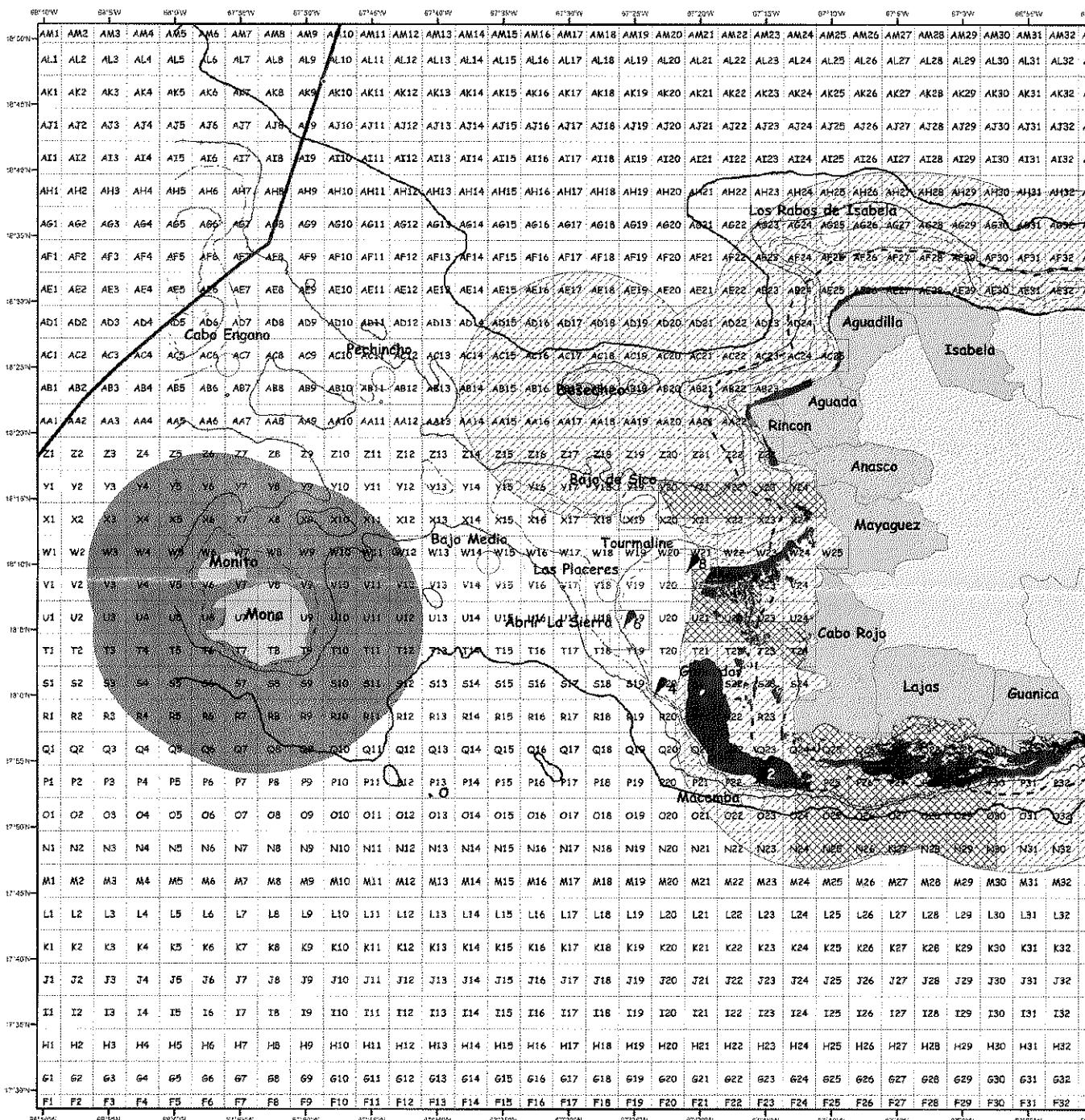


N
W E
S
0 2 4 6 8 10 12 14 Miles

Legend

East Region	— Isobath 300m	■ 9nm TTS
3nm Contour	— Isobath 500m	■ Natural Resource Areas
— Isobath 100m	— Isobath 1000m	■ Marine Protected Areas
		■ Reef
		■ Puerto Rico

Puerto Rico Biological Grid Map- West



0 2 4 6 8 10 12 14 Miles

Legend

- | | |
|-------------------------|---------------|
| Nautical Buoys | Isobath 100m |
| Exclusive Economic Zone | Isobath 300m |
| 3nm Contour | Isobath 500m |
| 9nm TTS | Isobath 1000m |
| Natural Resource Areas | Fishing Zones |
| Marine Reserves | West Region |
| Puerto Rico | |