



Una Introducción a la Planificación Integrada de Recursos

Acerca de International Rivers

International Rivers es una organización no gubernamental que protege a los ríos y defiende los derechos de las comunidades que dependen de ellos. International Rivers está opuesta a las represas destructivas y al modelo de desarrollo que promueven, y alienta mejores maneras de satisfacer las necesidades de agua y energía de la gente y de protección de inundaciones destructivas.

Publicado en octubre de 2013

Derechos Reservados © 2013 por International Rivers

International Rivers
2150 Allston Way Suite 300
Berkeley, California USA 94704
Teléfono: +1 510 848 1155
Sitio Web: www.internationalrivers.org

Autores: Christopher Greacen, Chuenchom Greacen, David von Hippel, y David Bill
Editor: Zachary Hurwitz
Diseñado por by Design Action

Fotografía de la cubierta: Cortesía de Wikipedia. El Parque Eólico Brazos, también conocido como el Parque Eólico de Green Mountain Energy, cerca de Fluvanna, Texas.



Abreviaciones

CPA	Evaluación del Potencial de Conservación (EPC)
CRT	Tubo de Rayo Catódico (TRC)
DSM	Gestión del lado de la Demanda (GLD)
EE	Eficiencia Energética
GDP	Producto Interno Bruto (PIB)
GW	Gigavatio
IAEA	Ágencia Internacional de Energía Atómica (AIEA)
IRP	Planificación Integrada de Recursos (PIR)
kWh	Kilovatio-hora
LEAP	Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo
LED	Diodo Emisor de Luz
LOLP	Probabilidad de Pérdida de la Carga
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
NPCC	Northwest Power and Conservation Council
OECD	Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo Económicos (OCDE)
PDP	Plan de Desarrollo Energético (PDE)
PGE	Portland General Electric
PSE	Puget Sound Energy
WASP	Sistema de Planificación Automática Wien

Introducción

Alterar el curso del desarrollo del sector energético hacia uno con menores impactos ambientales y sociales mediante la oposición a centrales de energía específicas puede ser extremadamente difícil. Para cuando una central de energía está en la etapa en la que está buscando financiamiento para la construcción, las burocracias gubernamentales, los constructores, los bancos, y personas poderosas han invertido todos tiempo, dinero e identificación personal con el proyecto considerables. Incluso si las poblaciones locales afectadas, la sociedad civil, y los activistas logran – a través de gran esfuerzo y tal vez cierta cantidad de suerte – detener un proyecto en particular, con demasiada frecuencia, la victoria dura poco tiempo; el proyecto vuelve a emerger, de manera similar a la hidra, con vigor renovado en un nuevo lugar cambiado – frecuentemente como un flagelo para una población afectada diferente que es menos capaz de organizar una resistencia coordinada y estratégica. En el curso de una campaña, tampoco es poco común ser desafiados por funcionarios y ejecutivos de la empresa de servicios públicos con el refrán: “No quieren energía hidroeléctrica. ¿Qué quieren en su lugar? ¿Energía a carbón? ¿Energía nuclear? ¡Tienen que elegir una o la otra!”

Estas situaciones (la dificultad en detener los proyectos una vez que llegan a la etapa de planificación; y la inevitable conversación sobre “¿qué central de energía quieren que construyamos en vez?”) sugieren que puede ser muy útil trasladarse corriente arriba en el proceso de planificación del sector energético – para concentrar la atención en la etapa en la que los Planes de Desarrollo Energético (PDE) están siendo elaborados. Un PDE específica qué tipos de centrales eléctricas serán construidas cada año. En la etapa del PDE, los compromisos con las trayectorias de desarrollo de sistemas energéticos particulares pueden ser maleables y, para los activistas en temas de políticas, existen varias características claves que pueden utilizarse para moldear los resultados:

- Las suposiciones son inciertas e incluso cambios pequeños en las suposiciones resultan en cambios grandes en el plan en un término de 15 o 20 años;
- Los planificadores de empresas de servicios básicos generalmente ya sostienen que siguen las ideas de ‘menor costo’, pero – como veremos más adelante – enmarcan la pregunta de “el menor costo para quién” demasiado estrechamente;
- Las prácticas y los procesos convencionales de planificación eléctrica “de costumbre” conducen frecuentemente a resultados subóptimos (costos y riesgos excesivos). Se puede indicar a estas fallas como evidencia de que se necesita un cambio.

En realidad, es probable que se pueda presentar un caso fuerte – *en cualquier país* – de que la mejor alternativa (con el menor costo para la sociedad y el menor impacto ambiental y social) a un proyecto para una central eléctrica de megaescala es una mejor planificación y una eficiencia energética integral / gestión del lado de la demanda (EE/GLD).² Esta guía lo ayudará a presentar este caso.³

Este documento examina una alternativa probada con el tiempo al paradigma de la planificación convencional del sector energético.

La **Planificación Integrada de Recursos (PIR)** es un enfoque a la planificación que tiene el potencial de adoptar una perspectiva que considere a toda la sociedad, incorpore la participación pública de maneras significativas, y tenga un fuerte historial en crear planes que sean de bajo costo, bajo riesgo, y con resultados que minimicen los impactos ambientales y sociales. La PIR tiene asociaciones estrechas con la eficiencia energética: invertir en ayudar a los clientes a ahorrar electricidad es típicamente considerablemente menos costoso que construir centrales eléctricas nuevas y alimentarlas con combustible durante décadas, y pese a que el proceso de PIR en si es agnóstico respecto a si las opciones del lado de la demanda deben elegirse por encima de las opciones del lado de la oferta, es insistente respecto a que las opciones tanto del lado de la oferta como de la demanda para proveer servicios energéticos a los consumidores deben ser consideradas y evaluadas de una manera imparcial. Las empresas de servicios públicos que implementan rigurosamente la PIR reportan consistentemente buenas noticias: existen muchas oportunidades para las inversiones en eficiencia energética, y la PIR puede conducir a facturas de consumidores sustancialmente más bajas al mismo tiempo de evitar las disrupciones sociales y ambientales y la destrucción que acompañan a la construcción de centrales de energía eléctrica nuevas y su operación.

Valga la advertencia que, mientras que la PIR puede ser una manera muy eficaz de abordar las necesidades cambiantes de servicios eléctricos, también se basa sobre los principios e ideas que pueden desafiar la cultura convencional en las empresas de servicios públicos y agencias reguladoras. No obstante, estas ideas defienden la necesidad de reformas que alineen las estructuras de incentivos y los arreglos regulatorios de formas que sean consistentes con el interés público de superar el problema fundamental de que las empresas de servicios públicos generan ingresos vendiendo electricidad mientras que las medidas de eficiencia energética amenazan con reducir los ingresos de dichas empresas.

Para entender mejor la PIR, empecemos con una descripción crítica del proceso de planificación convencional del sector eléctrico.

¿Cuáles Son las ‘Prácticas de Planificación Convencionales del Sector Energético’?

Las prácticas de planificación convencionales del sector eléctrico generalmente comprenden un paquete de prácticas y supuestos a los que generalmente llamados (especialmente por las empresas de servicios públicos) “planificación de menor costo”. A lo que generalmente se refieren, cuando se intenta hacerlos prevalecer, es a la “planificación de generación del menor costo desde la perspectiva financiera de la empresa de servicio público”. Con diferencias y medidas regionales que tomar en cuenta en las leyes nacionales específicas, esta planificación de ‘menor costo’ llega típicamente al plan de desarrollo eléctrico a través de un proceso que comprende la predicción de carga, el desarrollo de supuestos sobre costos de inversión y operación de una lista limitada de opciones, y una optimización computarizada que elige entre las opciones limitadas consideradas. Estas prácticas se abordan a continuación de la manera que las hemos observado, especialmente como se las practica en algunos países en vías de desarrollo (pero no en todos).

Deberíamos señalar que, en algunos países, las decisiones sobre inversiones en el sector eléctrico no siguen el marco de la planificación de menor costo que se aborda a continuación. Por ejemplo, algunos países con grandes ambiciones de energía hidroeléctrica y vecinos sedientos de energía eléctrica, construyen primordialmente proyectos para la exportación de electricidad – donde las decisiones sobre las inversiones tienen muy poco que ver con la predicción de la carga y más con la planificación y secuenciación de la explotación de los sitios de energía hidroeléctrica. Pese a que muchos de los elementos de la PIR pueden ser útiles incluso en estas situaciones (por ejemplo, usar indicadores para determinar la medida en que las metas enunciadas son logradas por los planes), este documento se concentra más en el uso de la PIR como una alternativa a los PDEs convencionales “de menor costo”.

LA PREDICCIÓN DE CARGA EN UN PDE CONVENCIONAL

La base del PDE convencional es una predicción oficial del consumo futuro de electricidad. Debido a que la electricidad no puede ser almacenada de manera eficiente en cuanto al costo a escalas nacionales, el suministro debe estar equilibrado con la demanda en todo momento. Por lo tanto, la cifra de la demanda pico predicha es importante debido a que la demanda pico más un margen de reserva determinan la cantidad de la capacidad de generación instalada que es necesaria para garantizar adecuadamente el suministro eléctrico en un país. Debido a que las centrales eléctricas y otras inversiones relacionadas tienen tiempos de conclusión largos (típicamente, la construcción de una central térmica grande requiere de dos a tres años, una central hidroeléctrica requiere por lo menos cuatro años, y las centrales de energía nuclear requieren por lo menos cinco años sin incluir la obtención de la licencia y la aprobación), es necesaria una planificación por adelantado para evitar la escasez de electricidad. Sin embargo, las predicciones inexactas podrían conducir ya sea a una situación de escasez (demasiado pocas centrales eléctricas construidas) o a una situación de excedentes (demasiadas centrales eléctricas construidas). Cada situación tiene ramificaciones económicas significativas.

Las predicciones de carga son elaboradas típicamente cada cierto número de años y éstas hacen proyecciones para los siguientes 10 a 30 años. Las metodologías de predicción de carga empleadas en la planificación convencional del sector eléctrico tienen típicamente dos características:

1. Son desarrolladas por un comité (generalmente compuesto por funcionarios ministeriales, representantes de las empresas de servicios, y consultores) que se reúne a puertas cerradas.
2. La metodología utilizada para predecir la demanda se basa primordialmente sobre predicciones de crecimiento del PIB de mediano y largo plazo. En muchos casos, las proyecciones de la demanda de largo plazo se basan sobre predicciones del crecimiento económico multiplicadas por la “elasticidad de la electricidad,” la razón entre el crecimiento de la demanda de electricidad al crecimiento del PIB. A medida que la economía crece y la mayoría de los centros poblados ya están electrificados, el “multiplicador” debería declinar. Sin embargo, las proyecciones de la demanda en Tailandia a fines de la década de 1990, por ejemplo, se basaron sobre un multiplicador constante supuesto de alrededor de 1.4; es decir, se “espera” que el consumo de electricidad crezca 1.4 veces tan rápido como el crecimiento económico.

Pese a que existe un atractivo llamado obvio en la simplicidad de este enfoque de “crecimiento económico multiplicado por la elasticidad eléctrica”, los enfoques a la predicción de la demanda que dependen en gran medida de las predicciones econométricas han conducido frecuentemente a proyecciones de la demanda que han sobrepasado por mucho a la demanda de electricidad real. En el Pacífico Noroeste en los EE.UU., estas sobrepredicciones de la demanda condujeron a planes para construir 20 centrales nucleares y unidades a carbón, de las cuales cinco centrales a carbón y nueve centrales nucleares fueron finalmente descartadas. Este fiasco les costó \$7 mil millones a los consumidores (Weston 2009a) y creó la mora de bonos municipales más grande (\$2,25 mil millones) en

la historia de los EE.UU. (Alexander 1983). En Tailandia, similares predicciones de carga infladas fueron culpadas por una sobreinversión acumulada de 400 mil millones de baht (\$13 mil millones) en el sector eléctrico (The Nation 2003).

Una razón para estos fracasos es que, a medida que la demografía, las industrias, y las tecnologías cambian, lo hace de igual manera la intensidad energética de diferentes servicios energéticos empleados. A medida que la tecnología ha progresado, el equipo industrial comercial y los electrodomésticos residenciales se han vuelto más eficientes (piense en las bombillas fluorescentes compactas versus las bombillas incandescentes, los monitores de computadora planos y televisores versus los voluminosos televisores y monitores de tubos de rayos catódicos (CRT) anticuados). Estos cambios pueden no haber sido bien captados en las predicciones de carga. Otra razón para la inflación de la predicción de la demanda es que los productores o las proyecciones de crecimiento económico generalmente están bajo presión política para “apuntar alto” ya que pocos políticos quieren que sus gobiernos sean un tiempo de esperado crecimiento económico bajo. Además, los encargados de las predicciones generalmente suponen que un estado “normal” de las cosas es un crecimiento económico ininterrumpido, mientras que la realidad es llena de baches que por diferentes motivos no son tomados en cuenta en las proyecciones: las burbujas económicas explotan, ocurren inundaciones de una vez cada 100 años, y la economía global se desploma. Estas predicciones económicas altas tienen consecuencias reales ya que se traducen directamente en proyecciones altas de demanda de electricidad.

En la práctica, los encargados de la predicción de la carga convencionales pueden introducir unos cuantos escenarios: el “caso base” así como “bajos” y “altos” con la predicción de caso base como base para el PDE.

Con la predicción de la demanda en mano, el siguiente paso en la planificación convencional es determinar los requerimientos de generación, con el supuesto clave de mantener un margen de reserva mínimo.

CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO DE GENERACIÓN

En los países en vías de desarrollo, los requerimientos de generación son comúnmente determinados principalmente en la capacidad pico en megavatios (MW) mientras que la producción total de energía en megavatios-hora (MWh) es una consideración secundaria. Para garantizar la confiabilidad del sistema, el requerimiento de generación se determina frecuentemente manteniendo un margen de reserva mínimo más allá de la demanda pico proyectada, para dejar lugar para una demanda no anticipada de electricidad, fallas de equipo, u otros eventos no anticipados. Una cantidad apropiada de margen de reserva (normalmente de 10% a 30%) es un equilibrio entre lograr estándares de alta confiabilidad (al construir y mantener una gran capacidad excedente para aguantar las interrupciones eléctricas por eventos inesperados) y costo. A medida que un sistema eléctrico crece, el porcentaje del margen de reserva tiende a declinar debido a los riesgos diversificados de cualquier central en particular que afecten a toda la red interconectada.

A pesar de ser un concepto técnico,⁵ el margen de reserva puede ocultar juicios subjetivos de los planificadores de empresas de servicios públicos. Un incremento pequeño en el margen de reserva puede conducir a que se “requieran” muchas más centrales eléctricas.

OPCIONES CONSIDERADAS EN UN PDE CONVENCIONAL

Una vez que se determina el requerimiento de generación, los planificadores deciden qué opciones de generación serán consideradas para satisfacer la demanda requerida, y realizar las suposiciones de costo para costos fijos (construcción) y costos variables (combustible, operaciones) para estas diferentes opciones, así como las variables claves, como la tasa de descuento supuesta.

Las opciones consideradas en la planificación convencional frecuentemente se limitan a opciones de suministro de gran escala (cientos de MW por central) solamente, térmicas (gas, carbón, petróleo), nucleares, y energía hidroeléctrica.⁶ La restricción de opciones a estas centrales generadoras grandes es impulsada a veces por las limitaciones en el software de modelación que muchas empresas de servicios públicos utilizan (como ser la Planificación Automática de Sistema de Wien [Wien Automatic System Planning]⁷ – WASP), o debido a la capacidad/hábitos analíticos y de recolección de datos limitados de las empresas de servicios públicos o sus consultores, incluso si utilizan software moderno (como ser Ventyx Strategists or Ventyx System Optimizer⁸) que pueden acomodar datos sobre generación distribuida y medidas del lado de la demanda. Claramente, la modelación de unas cuantas centrales eléctricas grandes en un programa computarizado de optimización es más fácil que modelar cientos o incluso miles de centrales eléctricas más pequeñas o medidas de eficiencia energética.

En muchos casos, esto se trata menos de la falta de capacidad y más de una consecuencia de la forma de pensar de los planificadores. Además de las limitaciones del software, los datos o la corrupción, algunos planificadores simplemente no consideran la eficiencia energética o la gestión del lado de la demanda como opciones de planificación (o inversión). Ellos tienen una visión desactualizada de solo considerar las opciones de oferta a pesar de que se ha comprobado en todas las demás partes que las anteriores son las inversiones más económicas para satisfacer la creciente demanda. A pesar de que estos planificadores pueden entender los méritos de la eficiencia energética, todavía tienen un prejuicio conceptual contra ver las medidas del lado de la demanda como un recurso potencial que se puede planificar y en el que se puede invertir, o carecen de la confianza en que el ahorro pueda ser verificado.

Otros factores que a veces limitan las opciones de centrales eléctricas en un país son de menor gusto. A veces se trata de un asunto de corrupción: el grupo más pequeño con autoridad de toma de decisiones hace elecciones que están influidas por intereses personales en proyectos en particular. A veces se trata de un asunto de política clientelista en la que la planificación eléctrica es influida por la política de asignar grandes proyectos de infraestructura a electores claves.

SUPUESTOS SOBRE EL PRECIO DEL COMBUSTIBLE EN PDE CONVENCIONALES

Pese a la bien conocida volatilidad de los precios de los combustibles fósiles (especialmente del gas natural¹⁰), los PDEs generalmente toman un precio ‘instantáneo’ como un insumo en la modelación convencional, o hacen suposiciones simples sobre la escalada del precio del combustible. A veces, se realizan análisis de sensibilidad considerando precios de combustible altos y bajos.

Mientras que un precio único supuesto para cada combustible es una variable más fácil de acomodar en los modelos computarizados, esta práctica tiende a desechar el impacto considerable de los precios volátiles en los costos asociados a opciones particulares de suministro eléctrico.

LA TASA DE DESCUENTO EN EL PDE CONVENCIONAL

Otro factor clave es la tasa de descuento. Aunque la tasa de descuento suena técnica e inocua, tiene implicaciones significativas. La tasa de descuento es el monto por el cual los flujos de caja futuros (ingresos, gastos) son valorados por debajo de los flujos de caja actuales. Una tasa de descuento alta generalmente favorece a la generación con combustibles fósiles que tiene costos de capital relativamente bajos, pero costos de combustible y operación y mantenimiento altos o inciertos.

Por otra parte, las tasas de descuento bajas favorecen a las inversiones como medidas de eficiencia energética o energía renovable que tienen costos permanentes bajos, pero pueden tener costos de capital altos (especialmente en el caso de la energía renovable).

OPTIMIZACIÓN Y SELECCIÓN DE PROYECTOS EN EL PDE CONVENCIONAL

Se alimenta al software con la demanda predicha, junto con los costos fijos y variables, las eficiencias, los tiempos de construcción, la tasa de descuento, y otros datos, y éste simula el sistema de suministro eléctrico existente con nuevas candidatas a adiciones y elige una cartera de centrales eléctricas que tienen el menor costo de generación. Para ser más precisos, encuentra el paquete de centrales candidatas que minimizan el flujo de caja descontado (capital y gasto operativo) a lo largo del periodo de la predicción de la demanda. En muchos casos, un PDE puede no adoptar simplemente los resultados del modelo del menor costo, sino que puede también incorporar otros criterios, como ser la seguridad energética (a través de un aumento en la diversidad de los combustibles y sus fuentes), u otro equilibrio regional dentro del país.

La empresa de servicio público construye entonces la central de generación y las líneas de transmisión asociadas y les pasa los costos a los consumidores.

CRÍTICA DEL PDE CONVENCIONAL

Este tipo de modelación tiene omisiones notorias. Típicamente, solo incluye a los costos de generación (y no a los costos sociales y ambientales o siquiera a los costos de transmisión). Los costos de transmisión pueden representar 40% o más de los costos totales de expansión del sistema. Simplemente con sumar los costos de transmisión “con posterioridad” una vez que los costos de generación han sido minimizados, la optimización en la planificación convencional pierde los beneficios que se acumulan de las medidas de eficiencia energética descentralizada o de la generación que no requiere de nada o sustancialmente menor inversión en transmisión. La verdadera planificación de menor costo debería en vez basarse sobre los costos económicos (incluyendo las externalidades ambientales) de los servicios eléctricos suministrados a los usuarios finales.

La planificación convencional también trata a los riesgos de una manera muy limitada: hace una suposición fija sobre todos los costos (lo que incluye, crucialmente, a los costos de combustible) y luego realiza la optimización sobre la base de este supuesto. Esto da un plan que solamente es optimizado para un futuro que resulta ser similar a los supuestos que fueron adoptados. El proceso de planificación convencional provee poca o ninguna información sobre la sensibilidad del plan seleccionado a las variaciones en los supuestos claves, e incluso menor información sobre la sensibilidad a cambios en variables múltiples simultáneamente (por ejemplo, precio alto del gas natural + año de sequía + fijación del precio del carbón). De esta manera, las PIRs con las mejores prácticas iluminan transparentemente las implicaciones de los supuestos sobre el futuro, en contraste a los procesos de planificación eléctrica convencionales que pueden enterrar a los supuestos subjetivos claves en jerga técnica, o peor, como aportes ocultos en sus modelos, a los cuales el público no tiene acceso. La Tabla 1 indica los factores que a menudo están ausentes en la planificación de la expansión de la generación de menor costo que se incluyen típicamente en una PIR.

Tabla 1: Factores considerados en la planificación convencional de la “expansión de la generación de menor costo” vs. la PIR

	Conventional “Least-cost” generation expansion planning	IRP
Predicción de la carga de abajo hacia arriba	No	Si
Costos de generación	Si	Si
Opciones y costos de la gestión del lado de la demanda	No	Si
Costos de transmisión y distribución	No (típicamente añadido después de la optimización)	Si
Riesgos de la volatilidad del precio del combustible, impuestos al carbón, etc.	Poca o ninguna consideración	Si
Costos de las “externalidades” sociales y ambientales	No	Si
Participación pública a lo largo del proceso	No	Si
Análisis de escenarios y sensibilidad para garantizar el “menor costo” bajo diferentes supuestos de costo o demanda	Poca o ninguna consideración	Si

¿Qué es la Planificación Integrada de Recursos?

La PIR nació de las crisis financieras en las décadas de 1970 y 1980 en los EE.UU. que surgieron de la inversión por parte de las empresas de servicios públicos en centrales eléctricas costosas que no eran necesarias, y de los costos excedentes de las centrales de energía nuclear. Éstas incluyeron a la crisis en el Pacífico del Noroeste que se abordó anteriormente, y una crisis similar en la costa este de los EE.UU. Uno de los peores casos fue la central de energía nuclear de 820 MW de Shoreham que, en 1968, Long Island Lighting Co. de Nueva York proyectó que costaría \$350 millones. Cuando finalmente se concluyó 20 años después, su costo final fue 15 veces mayor que la estimación original. La central nunca entró en operación comercial y fue vendida al estado por \$1 en 1989. Otras centrales en el área vieron costos 10 veces mayores a las estimaciones originales. Estos sobrecostos y las predicciones de carga infladas condujeron a la quiebra de una cantidad de empresas de servicio público, lo que incluye a Public Service of New Hampshire, Eastern Utilities, New Hampshire Electric Coop, Eastern Maine Electric Coop, y a Vermont Electric Coop. (Weston 2009a)

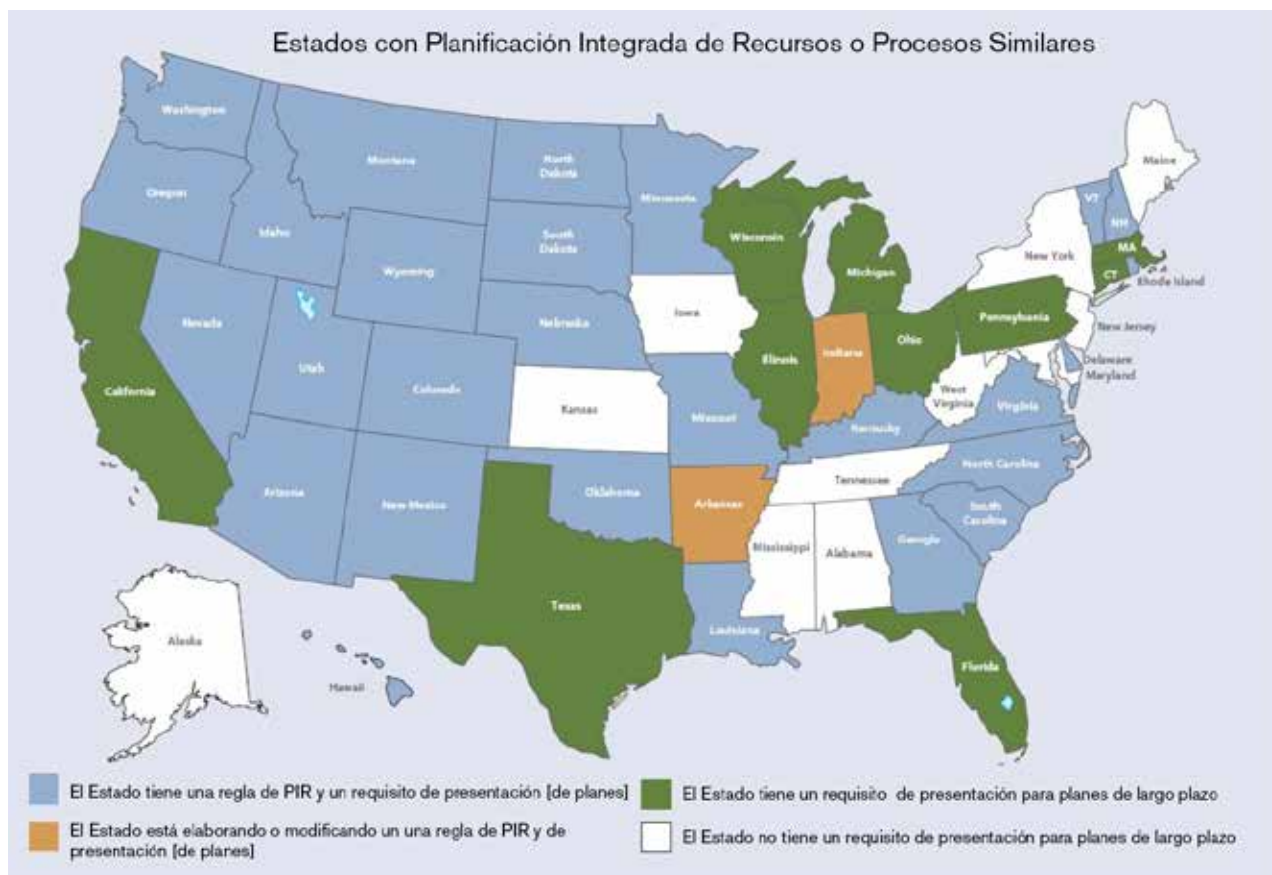
En respuesta a la indignación pública consiguiente, los reguladores, los elaboradores de políticas energéticas, y los defensores de los ciudadanos desarrollaron la Planificación Integrada de Recursos. El proceso de planificación más sofisticado considera un agama complete de inversiones del sector eléctrico para satisfacer la nueva demanda de electricidad, no solo en nuevas fuentes de

generación, sino también en transmisión, distribución, e importantemente medidas del lado de la demanda, como ser la eficiencia energética con una base igualitaria. Estos planes PIR utilizan típicamente un horizonte de tiempo de planificación de 20 a 30 años en modelos computarizados complejos que incluyen la evaluación de riesgos. En muchas jurisdicciones, la PIR integra costos



Una torre de alta tensión. Fotografía: cortesía de Google Images.

Figura 1: Estados con Planificación Integrada de Recursos o procesos similares. Fuente: Wilson y Biewald 2013



ambientales y otros costos y beneficios externos, y generalmente incluye mecanismos regulatorios para superar las barreras de parte de la empresa de servicio público y los consumidores a la eficiencia del lado de la demanda.

La definición legal de la PIR del estado norteamericano de Vermont es típica de muchas jurisdicciones:

“Un ‘plan integrado de menor costo’ para una empresa de servicio eléctrico o gas es un plan para cubrir la necesidad del público de servicios energéticos, luego de haberse abordado las preocupaciones de seguridad, al menor costo de ciclo de vida al valor presente, lo que incluye a los costos ambientales y económicos, a través de una estrategia que combina las inversiones y los gastos en suministro de energía, capacidad de transmisión y distribución, eficiencia de transmisión y distribución, y programas integrales de eficiencia energética”. Título 30 de los Estatutos Anotados de Vermont, §218c (a)(1)

La PIR fue acogida por una cantidad de empresas de servicios públicos en el este, el medio-oeste y en la costa oeste de los EE.UU. en la década de 1980, donde demostró que la eficiencia energética es el recurso más eficiente en cuanto a costos disponible. No obstante, la PIR perdió terreno en la era neoliberal posterior

a Reagan y Thatcher en la década de 1990, ya que los elaboradores de políticas, políticos, y reguladores acogieron la idea que la desregulación y competencia probablemente reducirían los costos y asignarían los riesgos mejor que la regulación. La desregulación en el sector eléctrico no cumplió con su promesa y con el colapso de Enron, la crisis de electricidad de California, y otros eventos, se hizo evidente en la década de 2000 que la competencia no regulada en el sector eléctrico no protegió a los consumidores. A partir de 2013, el interés en la PIR comenzó a aumentar nuevamente, y ahora es requerida por ley o por código administrativo en 28 estados (Establecimiento del alcance y objetivos).

Es notable que el Estatuto de Vermont utiliza el término “servicios energéticos” en vez de, por ejemplo, “electricidad” o “gas”. Un mantra de las organizaciones de promoción de la eficiencia energética ha sido cambiar la atención de la planificación eléctrica (y las empresas de servicios públicos) de suministrar electricidad a suministrar, por ejemplo, servicios de refrigeración normalmente provistos por la electricidad suministrada a un aparato de aire acondicionado. Es este intento de lograr que la empresa de servicios salga del negocio de solo vender kWh, que busca emparejar los incentivos de manera más estrecha con los intereses de la sociedad en general.

¿Cuáles son los Pasos en un Proceso de PIR?

Un proceso de PIR no es una bala de plata; sin embargo, si aborda muchas de las deficiencias de la planificación eléctrica convencional. El proceso de PIR consiste generalmente en los siguientes pasos:

- Establecer el alcance y los objetivos;
- Estudie los patrones de uso de energía y elabore predicciones de demanda;
- Investigue las opciones de suministro de electricidad;
- Investigue las medidas de gestión del lado de la demanda;
- Prepare y evalúe los planes de suministro;
- Prepare y evalúe los planes de gestión del lado de la demanda;
- Integre los planes del lado de la oferta y la demanda en los planes integrados de recursos candidatos;
- Seleccione el plan preferido; y
- Durante la implementación del plan, monitoree, evalúe, y realice iteraciones.

PARTICIPACIÓN DEL PÚBLICO

Debido a que muchos grupos de la sociedad son afectados por el desarrollo y la operación del sistema eléctrico, una gama amplia de interesados tienen una base legítima para ser parte del proceso de planificación. Un proceso de PIR de mejor práctica no solo incluye a representantes de la empresa de servicio público, sino también a representantes de los sectores consumidores de energía, grupos comunitarios, grupos de defensa, y ministerios gubernamentales (planificación económica, protección ambiental, y energía, etc.). La incorporación de opiniones de un amplio espectro de quienes son afectados por las decisiones de planificación fomenta el consenso y ayuda a evitar la polarización a medida que se van implementando los planes.

Estas opiniones deberían ser solicitadas e incorporadas en ocasiones múltiples en el desarrollo de la PIR. Estos objetivos pueden diferir entre ellos en medidas variadas. Por lo tanto, la preparación, selección, e implementación de un plan de recursos preferido requiere tanto de una serie de análisis objetivos (sobre la base de hechos sólidos, que explore las consecuencias de las diferentes opciones) como del uso de procesos (incorporación de principios de transparencia, rendición de cuentas, y participación pública) por los cuales los valores y juicios de los interesados sean aplicados en el desarrollo de los planes. La tabla a continuación muestra el cronograma del plan de trabajo para la PIR 2013 que está siendo llevada a cabo por Puget Sound Energy (PSE) en el Estado de Washington con los tiempos y los lugares de siete reuniones públicas que se encuentran dispersas a lo largo del proceso de PIR de 16 meses de PSE.

ESTABLEZCA EL ALCANCE Y LOS OBJETIVOS

Parte del proceso de establecer el alcance requiere de la consideración de la escala geográfica. Literalmente, “¿cuán grande es la PIR?” Las PIRs frecuentemente tienen sentido a escala nacional (en particular si el sistema eléctrico en cuestión coincide bien con el área dentro de los límites nacionales). Sin embargo, en algunos casos, la planificación del sistema eléctrico bien podría necesitar trascender las fronteras nacionales. Por ejemplo, una PIR que aborde el sistema eléctrico en Laos, podría incluir a Tailandia y Vietnam dentro de su alcance ya que la mayoría de la electricidad generada en Laos (actualmente y en planes futuros) cruza las fronteras para su uso en dichos países. Aunque la política y la soberanía pueden limitar las oportunidades de una planificación transnacional, es razonable preguntar si las necesidades de electricidad de Tailandia pueden atenderse de una manera más efectiva en cuanto a costos con medidas que no sean la energía hidroeléctrica de Laos y las importaciones de carbón. Mínimamente, una PIR regional puede servir como un punto de referencia con el que se puede medir las opciones elegidas dentro de los países por separado.

Figura 2: El proceso de Planificación Integrada de Recursos.
Fuente: von Hippel y Nichols 2000

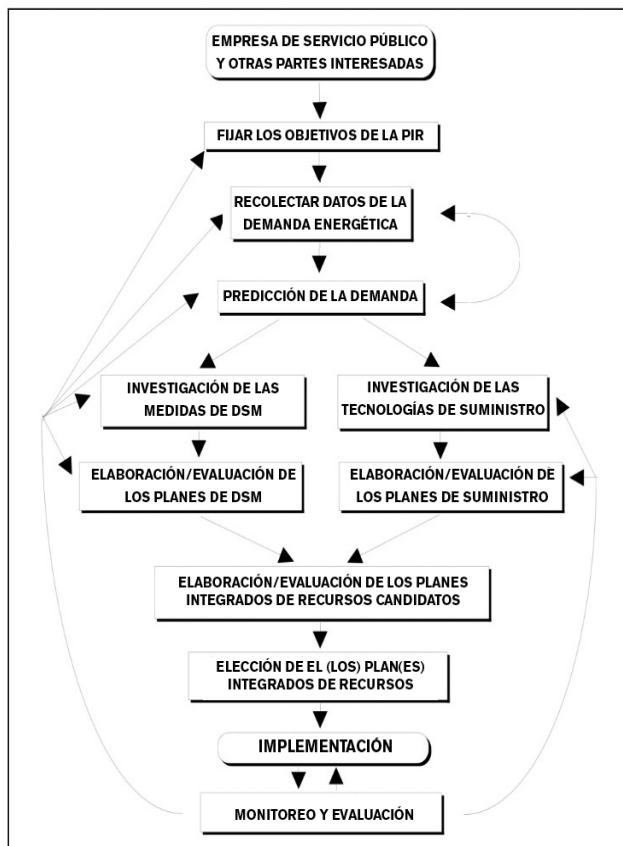
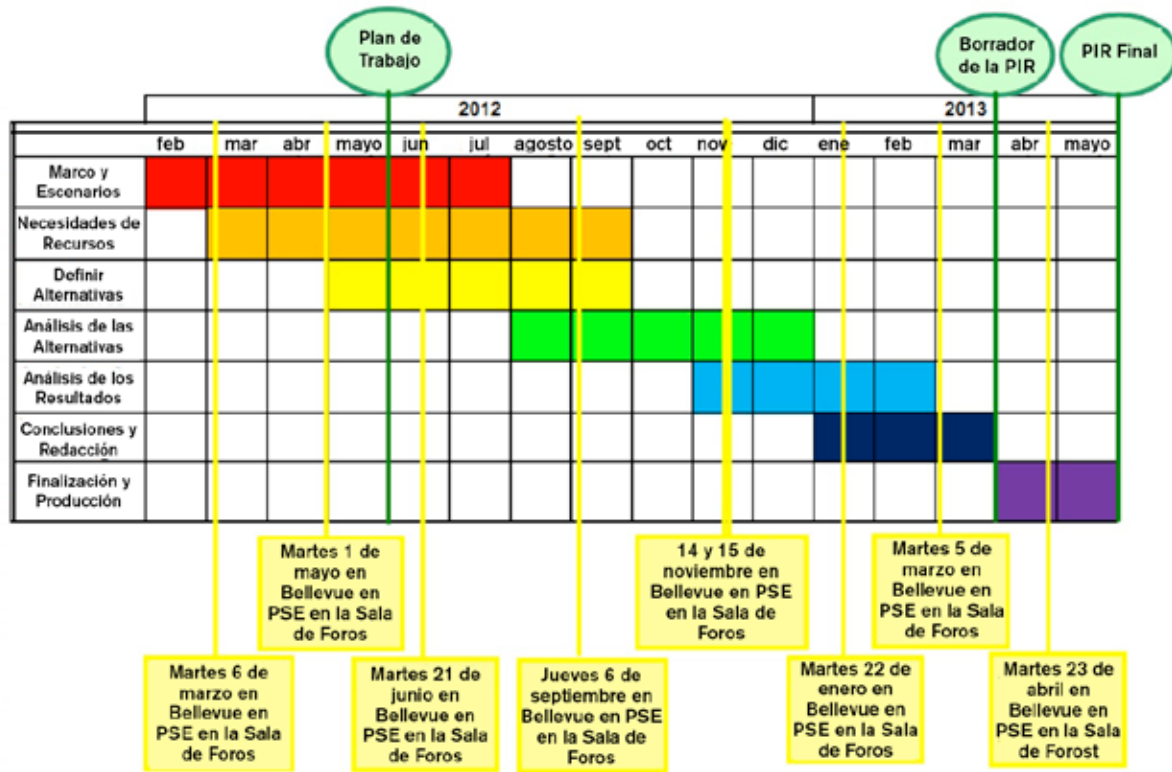


Figura 3: Proceso con los interesados en la PIR de Puget Sound Energy. Fuente: (Puget Sound Energy 2013)



Se puede pensar en la PIR como en un proceso de planificación para satisfacer las necesidades de los usuarios de servicios eléctricos de una manera que cumpla con objetivos múltiples para el uso de recursos. Como tal, no supone que el único objetivo que debe ser optimizado es la electricidad barata que cumple con los estándares de confiabilidad. Los objetivos amplios pueden incluir:

- Conformarse a los objetivos de desarrollo nacionales, regionales y locales.
- Garantizar que todos los hogares y negocios tengan acceso a servicios eléctricos.
- Mantener la confiabilidad del suministro.
- Minimizar el costo económico de corto o largo plazo de proveer servicios eléctricos o su equivalente.
- Minimizar los impactos ambientales del suministro y uso de electricidad.
- Mejorar la seguridad energética al minimizar el uso de recursos externos.
- Brindar beneficios económicos locales.
- Minimizar los costos de la diferencia en las tasas de cambio.

Estos objetivos pueden diferir entre ellos en medidas variadas. Por lo tanto, la preparación, selección, e implementación de un plan de recursos preferido requiere tanto de una serie de *análisis objetivos* (sobre la base de hechos sólidos, que explore las consecuencias de las diferentes opciones) como del uso de *procesos* (incorporación de principios de

transparencia, rendición de cuentas, y participación pública) por los cuales los valores y juicios de los interesados sean aplicados en el desarrollo de los planes.

Una vez que los objetivos de la planificación han sido acordados, se asignan indicadores a cada objetivo. Los indicadores claves podrían incluir: costo por kWh y por MW pico, el porcentaje de la población atendida con electricidad, la cantidad de moneda extranjera gastada en importaciones de energía, o las toneladas de dióxido de carbono liberadas. A veces, los objetivos sociales pueden requerir de descripciones cualitativas en vez de medidas cuantitativas.

ESTUDIE LOS PATRONES DE USO DE ENERGÍA Y ELABORE PREDICIONES DE DEMANDA

Una vez que se han determinado los objetivos, el siguiente paso es entender los patrones actuales de uso de energía dentro del alcance de la PIR y realizar proyecciones para el futuro. Tal como con la planificación convencional, una predicción de carga en un proceso de PIR se fija en los requerimientos de energía y electricidad de unos cinco a 30 años en el futuro. Los datos sólidos sobre los patrones de uso de energía son la base para una PIR fuerte. Algunos de los tipos de información utilizada en la PIR incluyen:

- **Datos sobre el uso final de la energía:** Estos datos incluyen el número de hogares que utilizan diferentes tipos de aparatos electrodomésticos, la cantidad de

consumidores comerciales, institucionales, o industriales que utilizan diferentes tipos de equipo eléctrico, y la cantidad de electricidad utilizada por consumidor por uso final. Los países serios respecto a la planificación de sistemas de electricidad efectivos deberían trabajar en el desarrollo y mantenimiento de registros históricos para cada clase de cliente y uso final principal.¹¹

- Registros de venta de electricidad: Se necesitan registros de ventas por área geográfica y por clase de cliente (por ejemplo, clase residencial, comercial e industrial), junto con la cantidad de clientes por clase y por área, por la mayor cantidad de años históricos que haya disponible.
- Registros de demanda: Se necesitan datos sobre la demanda de electricidad que diagramen los requerimientos de carga de MW por días, semanas, meses y años para determinar la relación entre las ventas de electricidad y la cantidad de capacidad de generación requerida. Los datos desagregados (descompuestos por clase de cliente) son útiles. La forma de la curva de la carga (la variación de las cargas pico a lo largo del tiempo, o el “perfil de la carga”) ayuda a determinar qué tipos de capacidad de generación son necesarios.
- Datos y económicos y demográficos históricos y proyecciones: Los datos históricos sobre desempeño económico, y la población o la cantidad de hogares junto con proyecciones económicas y demográficas son útiles para la porción de la demanda que es difícil de capturar con datos sobre el uso final.

Con estos datos en mano, los modeladores construyen modelos de predicción de la demanda de electricidad futura. Para una predicción integral, se puede utilizar varias técnicas de modelación simultáneamente si un enfoque tiene brechas en los datos disponibles. De los tipos de modelos mencionados arriba, los modelos sobre el uso final son generalmente los más precisos – pero también los que necesitan más datos.

Los enfoques de uso final tienen varias ventajas. Pueden ser bastante detallados, proveyendo más información para los planificadores. Pueden proporcionar predicciones integradas tanto de la demanda de energía como de la de electricidad pico. Los supuestos utilizados en la predicción son usualmente fáciles de seguir, revisar, y cambiar a medida que hay nuevos datos disponibles. Importantly, las predicciones del uso final proveen un marco rico en datos para estimar los impactos de las opciones de eficiencia energética y gestión del lado de la demanda (ver la página 5) al hacer cambios a los parámetros utilizados en la predicción de línea base.

Por otra parte, las predicciones de uso final necesitan muchos datos. Generalmente son necesarios estudios de diferentes tipos de edificios para recolectar datos buenos sobre los usos finales de la energía. La recolección de estos datos cuesta dinero real.

En áreas en las que los datos sobre el uso final son insuficientes, se puede utilizar la *Predicción Econométrica*. La predicción econométrica busca las relaciones históricas estadísticamente importantes entre las variables económicas y las ventas de electricidad o la demanda pico. Las variables utilizadas para desarrollar las relaciones econométricas pueden incluir el ingreso del hogar, los precios de la electricidad (por grupo de consumidor), los precios de otras necesidades del hogar, el empleo (por sector y subsector), productividad

Medidas de Eficiencia Energética Seleccionadas para Usos Eléctricos Finales

Sector Residencial

- Artefactos de mayor eficiencia (aire acondicionado, refrigeradores, cocinas, calefones, aparatos electrónicos)
- Aparatos que ahorran agua caliente (lavadoras de ropa eficientes, cabezales de duchas de bajo flujo y otro equipamiento fijo de plomería)
- Focos/bombillas compactos fluorescentes o LEDs
- Controles de iluminación automática (temporizadores o sensores de ocupación)
- Mejoras a la envoltura/casco del edificio (aislamiento, mejoras a las ventanas) para reducir las necesidades de refrigeración, calefacción, y a veces iluminación.

Sectores Comercial/Institucional

- Equipo de aire acondicionado, refrigeración, de mayor eficiencia
- Resistores de focos fluorescentes y dispositivos de iluminación de alta eficiencia, o luces LED
- Controles de iluminación, refrigeración, calefacción de espacios, y calefones de agua
- Equipo de oficina de alta eficiencia (monitores, computadoras)
- Mejoras a la envoltura/casco del edificio
- Motores eléctricos, transmisiones y controles de alta eficiencia

Sector Industrial

- Mejoras del proceso
- Motores eléctricos, transmisiones y controles de alta eficiencia
- Medidas aplicables del sector comercial/institucional

Otros Sectores

- Equipo de enfriamiento y refrigeración para el sector agrícola
- Motores eléctricos, transmisiones y controles de alta eficiencia para aplicaciones de minería y transporte
- Productos de iluminación de alta eficiencia para el alumbrado público

Fuente: adaptado de Von Hippel y Nichols 2000.

de la mano de obra, el turismo, la producción industrial o agrícola (medida en cantidades físicas o términos monetarios), producción del sector comercial (por subsector), el uso de otros combustibles, y los precios de otros combustibles.

Una vez que las relaciones históricas estadísticamente significantes entre las variables económicas o demográficas que afectan el uso de electricidad o la demanda han sido identificadas y especificadas, se utilizan proyecciones para las variables económicas relevantes como insumos en el modelo econométrico para predecir el uso de electricidad y/o la demanda pico. Debido a que los factores que influyen el uso de electricidad doméstica son generalmente diferentes de los que afectan el uso comercial, institucional, o industrial de electricidad, las predicciones econométricas de la PIR, o por lo menos el uso de energía eléctrica (a diferencia de la demanda pico) típicamente se realizan por separado para cada grupo de grandes clientes, y luego se los agrega para estimar las ventas a nivel de todo el sistema.

Debido a que el futuro es inherentemente incierto, la mayoría de las predicciones preparan un “caso de base” y varias (o docenas) de predicciones alternativas del uso de electricidad y la demanda pico. Los escenarios alternativos dan a los planificadores una idea de la sensibilidad de los resultados de las predicciones a los cambios en el valor supuesto de parámetros claves.

En el modelo de la PIR, estas predicciones, y los supuestos plasmados en ellas, están a disposición del público para comentario y mayor aporte.

INVESTIGUE LAS OPCIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

El siguiente paso en una PIR es investigar las opciones de suministro. Esto incluye la consideración de todas las opciones aplicables para suministrar la electricidad necesaria, junto con la infraestructura relacionada (mejoras de transmisión y distribución, controles ambientales, sistemas de suministro de combustible, y procesos de disposición de residuos). Las opciones de suministro incluidas en una PIR cubren una amplia gama de escalas, desde plantas generadoras centrales de decenas a miles de MW, opciones descentralizadas interconectadas en voltajes a nivel de la distribución, así como una amplia gama de combustibles, incluidas las fuentes de energía renovable. En una PIR, se recolectan los costos de capital y operaciones de las diferentes opciones de suministro, así como las características técnicas respecto a la escala y capacidad de despacho.

Toda la cartera de fuentes generadoras debe ser emparejada con las cargas eléctricas variantes hora-a-hora, semana-a-semana, estación-a-estación. En una red centralizada nacional o regional, convencionalmente, estas necesidades son cubiertas al considerar la capacidad de tres tipos: centrales eléctricas de carga base, carga intermedia, y de pico. Las centrales eléctricas de carga base tienen típicamente menores costos de combustible y costos de inversión más altos, y están diseñadas para operar la mayoría de las horas del año. Las centrales intermedias operan típicamente de 15% a 50% del tiempo. Las centrales eléctricas de pico proveen electricidad cuando la demanda está al máximo y pueden operar un porcentaje pequeño de horas al año.

A medida que más energía renovable intermitente entra en operación, surgen nuevos desafíos para igualar el suministro con la

demanda en tiempo real. Las herramientas disponibles incluyen el uso expandido de centrales eléctricas de pico, mayor flexibilidad en programar la transmisión, despliegue generalizado de cargas despachables (cargas que pueden ser encendidas y apagadas por las empresas de servicio eléctrico de ser necesario), y contratos que contemplan la capacidad de limitar la generación renovable en algunos momentos.

Las opciones de transmisión y distribución apropiadas para las tecnologías de generación candidatas deben ser evaluadas y sus costos estimados. Si la PIR incluye la electrificación rural expandida, podría entonces ser necesario hacer un mapeo detallado de las áreas meta y considerar los costos de la extensión de la red centralizada en comparación con los costos de las miniredes aisladas o los sistemas solares a escala doméstica.

Se deben señalar los atributos de cada opción de suministro, los que incluyen:

- Capacidad de la central (medida en MW)
- Factores de capacidad máxima y óptima (fracción del año en que es probable que la central genere electricidad)
- Tipo de combustible
- Eficiencia (cantidad de electricidad por unidad de combustible)
- Costos del combustible
- Confiabilidad
- Costos de capital y operación
- Duración
- Costos de salida de operación
- Requerimientos de divisa extranjera (¿qué fracción del costo es gastado en las importaciones?)
- Impactos ambientales (contaminadores del aire, residuos sólidos, agua de refrigeración, áreas sumergidas y hogares relocalizados).

En la etapa de análisis, generalmente se lleva a cabo una selección inicial para eliminar opciones que claramente no son económicas.

INVESTIGUE LAS MEDIDAS DE GESTIÓN DEL LADO DE LA DEMANDA

La gestión del lado de la demanda, o DSM, se refiere a programas o proyectos emprendidos para manejar la demanda de electricidad: reducir el uso de energía eléctrica, cambiar los tiempos del uso de electricidad (y con esto el perfil de la demanda eléctrica pico), o ambos. Al reducir la demanda de energía y potencia eléctrica, las opciones de la gestión del lado de la demanda reducen la necesidad de generar electricidad y reducen también las cargas en los sistemas de transmisión y distribución. En esta etapa de la PIR, se identifican las opciones del lado de la demanda y se analiza su costo y desempeño, y se eligen las opciones más prometedoras.

La lista de opciones potenciales de DSM para los sistemas de las empresas de servicios es más larga que la lista de opciones de oferta. Las opciones de DSM pueden dividirse grosso modo en las cuatro siguientes categorías.

1. Información y/o Incentivos para Fomentar la Eficiencia Energética en el Uso de Electricidad

Una clase de opciones es proveer información a los consumidores de electricidad sobre cómo utilizar energía sabia y

eficientemente, y proveer estructuras de precios que ayuden a incentivar a los clientes a cambiar la cantidad y los tiempos del uso de energía.

La compañía de software de eficiencia energética Opower provee un ejemplo emergente de la conciencia de información que emplea el poder de los medios sociales. Los clientes de las empresas de servicios que se suscriben al servicio de software de Opower reciben comparaciones mensuales detalladas de su consumo eléctrico con el de hogares similares en sus vecindarios, junto con consejos sobre ahorro de energía. Los suscriptores de Opower también utilizan Facebook para comparar automáticamente su consumo eléctrico con el de sus amigos y pares. Opower sostiene que ofrece reducciones en el consumo eléctrico de 2-3% por parte de los clientes en las áreas de las empresas que se inscriben en sus programas.

Las estructuras de precios pueden proveer un incentivo poderoso para ahorrar. Las tarifas en bloque cobran precios más altos a los clientes que consumen mayores cantidades de electricidad.

Pese a que existe incertidumbre en las estimaciones del ahorro de electricidad o energía pico de todos los tipos de medidas DSM, los ahorros de las medidas incentivos de información/precio pueden ser los más difíciles de cuantificar.

2. **Tecnologías de Mayor Eficiencia**

Las medidas de eficiencia energética reducen el consumo de energía (y las cargas pico) al sustituir las unidades o sistemas menos eficientes con aparatos de mayor eficiencia. Hay disponibilidad de medidas de eficiencia energética virtualmente para todas las aplicaciones de uso final. Una muestra pequeña de medidas genéricas, organizadas por grupo de cliente, se presenta en la Tabla 2.

3. **Tecnologías de Cambio de Combustible**

En una PIR, los tipos más comunes de opciones para cambio de combustible son aquéllos que ahorran electricidad y reducen las cargas pico al sustituir la electricidad con otro tipo de combustible. Las alternativas ilustrativas de preferencias de combustible incluyen:

- El uso de gas natural o energía solar (en vez de electricidad) para brindar calor a espacios, para calentar agua y para procesos industriales.
- El uso de frigoríficos a gas natural o frigoríficos de absorción solar-térmica o frigoríficos con motores a gas natural (en vez de electricidad) para acondicionamiento del aire o refrigeración.

4. **Manejo de la Carga**

Las medidas de gestión de carga reducen la demanda pico al cambiar el uso de energía de tiempos de demanda alta de electricidad (por ejemplo, durante el día o en las primeras horas de la noche) a tiempos de menor demanda (durante la noche). Los ejemplos incluyen:

- Controladores de calefones para aplicaciones domésticas. Estos pueden ser simples temporizadores que apagan los aparatos electrodomésticos durante horas pico, o controles electrónicos (“control de carga”) activados por el operador del sistema de la empresa de servicio. Con los sistemas de control de carga activados de manera centralizada, diferentes grupos de equipo de uso final pueden ser retiradas del ciclo por unos cuantos minutos durante las cargas pico.
- Almacenamiento de hielo o sistemas de congelamiento de agua para refrigeración El agua refrigerada o hielo son producidos por el refrigerador por las noches y almacenados hasta que se requiere de refrigeración (por ejemplo, en un edificio de oficinas u hospital) durante el día. Entonces se derrite el hielo en un intercambiador de calor y se lo utiliza para refrigerar el edificio.
- Tarifas especiales “interrumpibles”. Se puede ofrecer a los usuarios de grandes volúmenes de electricidad descuentos de precio por permitir que la empresa del servicio desconecte todo o una porción de su equipo eléctrico cuando la capacidad de generación del sistema de la empresa quede corta.

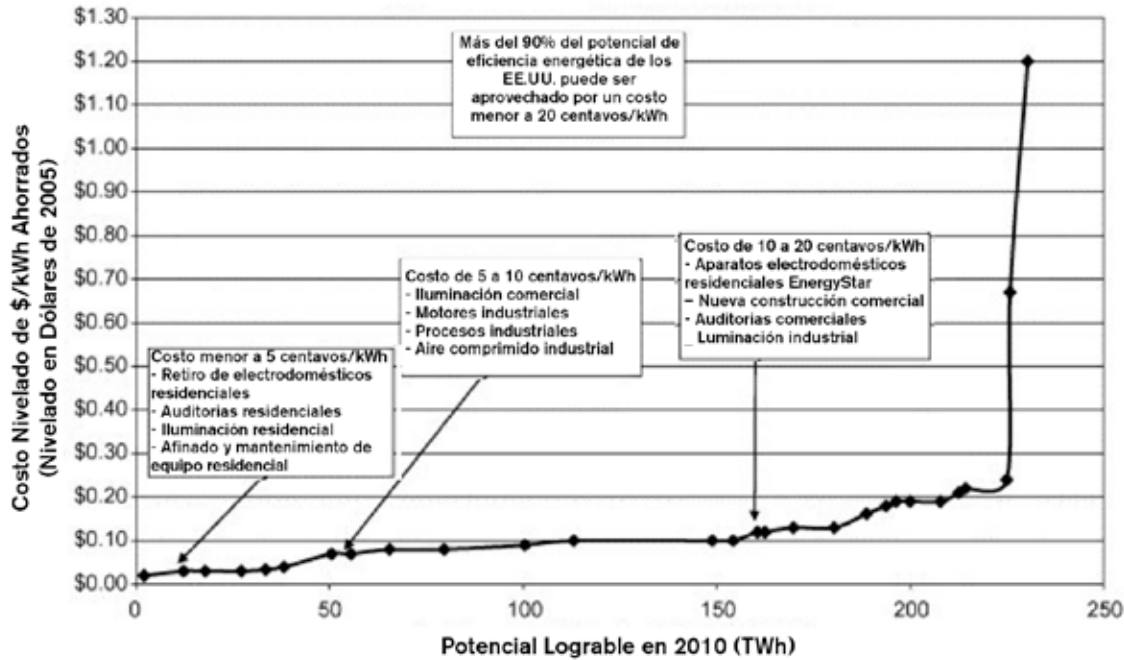
Al final, las medidas de eficiencia energética serán adoptadas sobre la base del atractivo de sus atributos para la entidad con la autoridad para tomar las decisiones de inversión de la instalación. Los atributos de la eficiencia energética que deberían tomarse en cuenta incluyen:

- Aplicabilidad (tamaño del mercado e identificación de los sectores y usos finales)
- Tipo de combustible
- Confiabilidad y duración (sobre la base de la experiencia con aplicaciones previas)
- Eficiencia (electricidad y energía ahorradas en relación al equipo estándar)
- Costos de capital y operación
- Impactos ambientales
- Requerimientos de divisas y aportes locales (fracción de los materiales y tecnología que serán provistos localmente)

Aunque puede haber variaciones importantes de un país a otro, un buen punto de partida para esta información, así como para los atributos de la tecnología del lado de la oferta, es la “Base de Datos de Tecnología y Ambiente” disponible en www.leap2000.org.

Con estos datos recolectados, las medidas son revisadas para seleccionar aquéllas con menores costos de energía ahorrada (medidos en kWh a lo largo de la duración de la medida). Una herramienta conceptual común es una “curva del costo de la energía ahorrada”. El ejemplo de la Figura 4: Curva del Costo de la Energía Ahorrada que Muestra los Ahorros de Energía Potenciales Logrables con la Eficiencia Energética en los EE.UU. en 2010 – Todos los Sectores. Fuente: (Gellings, Wikler, y Debyani 2006)., muestra cuánta electricidad se podría ahorrar, comenzando con la medida del menor costo, organizado en orden de costo ascendente. Si el objetivo es minimizar el costo total de los servicios eléctricos, una empresa de servicios trabajaría para implementar medidas DSM hasta que su costo de energía ahorrada llegara al costo de suministrar y entregar electricidad.

Figura 4: Costo de la Curva de Energía Ahorrada que Muestra los Ahorros de Energía Potenciales Logrables con la Eficiencia Energética en los EE.UU. en 2010 – Todos los Sectores. Fuente: (Gellings, Wiklery, Debyani 2006).



En la práctica, tiene mucho sentido elegir las medidas de DSM incluso cuando sobrepasan significativamente el costo de suministrar y entregar la electricidad. Existen varias razones para esto. Lo primero y más comprensible desde la perspectiva de las empresas de servicios es que casi siempre las medidas de DSM reducen la carga pico, la que es casi siempre más costosa que la carga base. Segundo, la suma de las medidas de DSM debe ser comparada con la suma de la capacidad de generación adicional junto con los costos de cualquier inversión en transmisión que esta nueva generación requiera (las empresas de servicios les gusta ignorar los costos de transmisión en estas comparaciones). Tercero, las medidas de DSM, debido a su naturaleza distribuida y a menudo pasiva, son frecuentemente menos riesgosas que las medidas del suministro. Finalmente, las medidas de DSM tienen frecuentemente menores costos ambientales o para la sociedad (como ser las emisiones de carbono) que nuevos suministros/ofertas que, como hemos señalado anteriormente, son difíciles de cuantificar y por lo tanto no son incluidos adecuadamente en los “costos” de diferentes medidas. Debido a este atractivo inherente de las medidas de DSM, una herramienta de planificación es legislar que a las medidas de DSM se les conceda ventajas inherentes sobre las medidas de suministro/oferta. Este es un enfoque tomado por el grupo de estados del Pacífico Noroeste de los EE.UU., que obliga a Bonneville Power Administration a elegir una medida de eficiencia sobre una medida de suministro hasta el punto en que sea 10% más costoso hacerlo.

CREE PLANES DE RECURSOS INTEGRADOS CANDIDATOS

Con los datos sobre las opciones del lado de la oferta y la demanda y sus atributos en mano, el siguiente paso es elaborar los planes candidatos.

Hay herramientas de software disponibles que pueden generar y evaluar diferentes combinaciones de oferta/demanda. Éstas incluyen al sistema PROVIEW II™ desarrollado por Resource Management Associates, así como Strategist (Estratega) y System Optimizer (Optimizador de Sistema) desarrolladas por Ventyx.

Sin importar el paquete de software elegido, “Las mejores PIR crean curvas de costo niveladas para los recursos del lado de la demanda que son comparables con las curvas de costo niveladas para los recursos del lado de la oferta/suministro. ...Al desarrollar curvas para las opciones del lado de la demanda, los planificadores permiten que el modelo elija un nivel óptimo de inversión. De manera que, si los recursos del lado de la demanda pueden satisfacer la demanda del cliente por un menor costo que los recursos del lado de la oferta, como es frecuentemente el caso, este enfoque podría resultar en más que los niveles de inversión mínimos requeridos bajo otras políticas” (State and Local Energy Efficiency Action Network. 2011)

Desafortunadamente, en los EE.UU. es una práctica común por ciertas empresas de servicios (PGE en Oregon, Xcel en Colorado, Entergy Arkansas, y Georgia Power) utilizar un proceso de PIR que realmente no compara los recursos para el suministro con la DSM en un plano de igualdad para permitir que la fuerza de la eficiencia energética pase al frente. Estas empresas de servicios simplemente consideran

que hay disponibilidad de cierta cantidad de DSM (a menudo sólo lo suficiente para cubrir la cantidad de eficiencia energética requerida por las leyes estatales). Ellas reducen la predicción de carga por esa cantidad, y luego llenan el vacío con recursos del lado de la oferta – incluso si la cantidad de DSM considerada descuida los ahorros potenciales que son menos costosos que los recursos del lado de la oferta (Lamont y Gerhard 2013). Esta práctica parece ir contra el espíritu de la “planificación de bajo costo” de la PIR al renunciar a la eficiencia energética y los recursos de DSM con menores costos para la sociedad.

En los EE.UU., las empresas de servicios que realizan PIRs “reales”, que comparan las medidas del lado de la oferta y demanda en un plano de igualdad, incluyen a la mega-empresa de servicios PacifiCorp (que atiende a 6 estados occidentales), y a Puget Sound Energy en el estado de Washington. Las empresas de servicios públicos en California y Connecticut están sujetas a requisitos de órdenes de carga, que exigen que las empresas de servicios satisfagan primero el crecimiento de la carga eléctrica a través de la eficiencia energética y respuesta a la demanda. Sólo después de haberse adoptado todas las medidas del lado de la demanda efectivas en cuanto al costo, pueden las empresas de servicios considerar añadir tecnologías de generación convencionales del lado de la oferta (Ley Pública de Connecticut; Anteproyectos de Ley de la Asamblea de California 1890 y 995). Similarmente, la Iniciativa 937 del Estado de Washington, aprobada por los votantes en 2006, exigía que las empresas de servicio eléctrico que sirviesen a más de 25.000 clientes desplegaran todo el potencial de conservación de

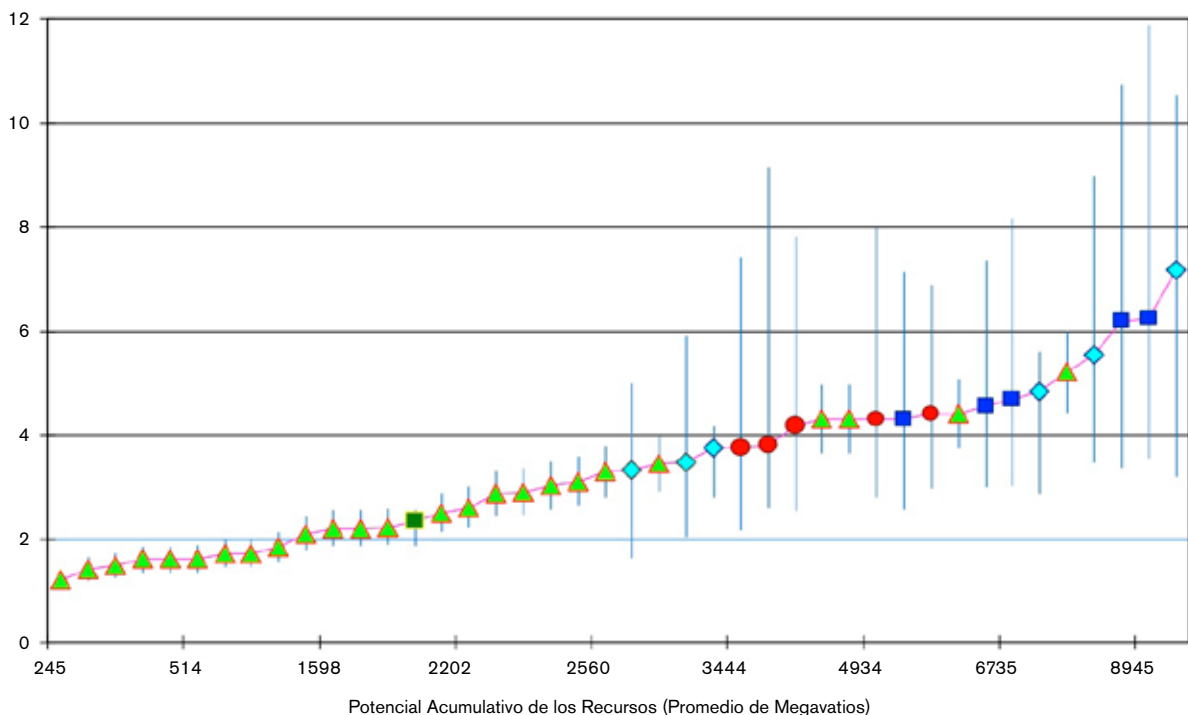
energía efectivo en cuanto a costos. Las empresas de servicios están obligadas a realizar una Evaluación de Potencial de Conservación (CPA) pasado un año, que catalogue toda la conservación de energía efectiva en cuanto a costos lograda en su área de servicio.

Los mejores procesos de PIR incluyen también la consideración del riesgo. El Consejo de Electricidad y Conservación del Noroeste [The Northwest Power and Conservation Council] (NPCC) lleva a cabo PIRs de 20 vigesimales integrales para la región del Pacífico Noroeste de los EE.UU., que comprende a Washington, Oregon, Idaho, y Montana para guiar a la Bonneville Power Administration (BPA) y a otras empresas de servicios a los clientes en la región. A partir de 2010, la Iniciativa 937 exige que los planes de conservación de las empresas de servicios sean coherentes con el plan de conservación del NPCC. En el desarrollo de su PIR, NPCC lleva a cabo más de 700 escenarios diferentes que consideran una variedad de riesgos, incluidos los precios del gas natural, profundidad de la nieve (ya que la región utiliza mayormente la energía hidroeléctrica), y la futura presencia o ausencia de un impuesto al carbón.

SELECCIONE EL PLAN DE PREFERENCIA

Con las PIR candidatas ya desarrolladas, el siguiente paso es seleccionar entre éstas para llegar a un plan de preferencia y a varios planes de contingencia que puedan volverse más atractivos a medida que las condiciones cambien (por ejemplo, cuando el crecimiento de la carga sea menor o mayor a lo esperado). El proceso de selección involucre establecer los criterios de evaluación, evaluar y calificar a los planes candidatos de acuerdo con los criterios, y

Figura 5: Costo y riesgo de 40 opciones de recursos en el 5° plan regional del NPCC. La capacidad acumulativa se muestra en el eje X, y el costo nivelado real (en centavos norteamericanos en el año 2000) en el eje Y.



luego utilizar los resultados de la evaluación para elegir el plan de preferencia y los planes de contingencia que se adoptarán para la implementación (o mayor estudio). Los criterios de selección serán generalmente similares a los objetivos básicos generados por los interesados al comienzo del proceso de planificación. Una descripción del plan de preferencia incluye típicamente un cronograma de implementación de las actividades, como ser la construcción de una nueva central eléctrica, o el inicio de un programa de DSM.

La selección de una PIR de preferencia debería hacerse sistemáticamente para que el resultado del proceso de planificación sea creíble. Existe una variedad de métodos utilizados en la práctica que van desde enumerar cada atributo de cada plan en una matriz grande (por ejemplo, exhibida en una hoja de papel grande en una sala de conferencias) y eliminar sistemáticamente los planes candidatos (señalando por qué cada uno es eliminado), hasta enfoques cuantitativos que involucran un “Análisis de Atributos Múltiples” o “Análisis de Criterios Múltiples” que sopesan los atributos o los criterios de acuerdo a la importancia que les asignan los interesados.

Cualquiera que sea el enfoque que se utilice para elegir entre los planes, en última instancia son las personas involucradas en el proceso de planificación las que decidirán cuál plan será adoptado e implementado. Se necesitan reglas básicas claras para ayudar a guiar y documentar el proceso de una manera transparente y completa para que otros puedan revisar las decisiones tomadas a lo largo del camino.

DURANTE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN, EVALÚE, MONITOREE, E ITERE

Decidirse por un plan de PIR de preferencia es una decisión clave, pero no el final del proceso de PIR. Una elección crucial es quién implementará los elementos de DSM de la PIR. En algunos casos, las empresas de servicios implementan la DSM debido a que ya cuentan con información extensa sobre su base de clientes, tienen acceso a sus clientes a través de canales de comunicación como ser panfletos en sus facturas, y podrían tener la capacidad de aumentar sus recursos humanos para desplegar programas de DSM de escala completa. En algunos casos, esto funciona bien. En otros casos, la cultura y los incentivos de las empresas de servicios convencionales no han sido compatibles con el despliegue de la DSM – después de todo, las empresas de servicios ganan ingresos a través de ventas de electricidad. Los programas que ayudan a la gente a ahorrar electricidad pueden reducir los ingresos de la empresa, y las empresas de servicios están conformadas mayormente por profesionales cuyas carreras e identidades se concentran en construir u operar centrales eléctricas. Se ha llevado a cabo exitosamente la implementación de la DSM a través de una PIR por socios de empresas que no son de servicios, por ejemplo por Efficiency Vermont (que presta servicios de eficiencia energética en todo el estado norteamericano de Vermont) y Oregon Energy Trust (que desempeña una función similar en el estado de Oregon).

Los programas y planes de DSM son típicamente monitoreados por la empresa de servicio u otro administrador del programa para entender la demografía de los clientes participantes, el ahorro logrado en la energía y los picos, y los costos del despliegue de los programas. Estos datos y evaluaciones son esenciales para maximizar la eficacia del programa y para elegir las medidas de DSM para futuras PIRs.



Una línea de transmisión de energía micro-hidroeléctrica siendo instalada por el grupo Ladakh Ecological Development Group (LEDeG) con un poblador de Honupatta en Ladakh, India. Fotografía de Dipti Vaghela.

La implementación involucra tanto evaluar el desempeño de las empresas de servicios y de otros administradores del programa por comparación con la PIR, así como modificar la PIR a medida que las condiciones cambien y haya nueva información disponible. Los costos, disponibilidad, y desempeño de los recursos del lado de la oferta y del lado de la demanda pueden diferir considerablemente de los supuestos del plan de preferencia. El monitoreo del desempeño de un sistema eléctrico, con atención especial en las adiciones requeridas al plan de recursos, provee información crítica para la siguiente iteración de la PIR.

Para abordar la divergencia entre el plan y la realidad, típicamente se programan grandes revisiones a las PIRs cada dos a cinco años, con correcciones de medio camino para responder a las condiciones cambiantes. Cuando ocurre algún desarrollo que no fue previsto o considerado adecuadamente, es importante revisar el plan en vez de cumplirlo rigurosamente, o alternativamente, ignorarlo.

Ejemplos de PIR con “Mejores Prácticas”

Estados Unidos

1. PACIFIC CORP

Pacific Corp es una enorme empresa de servicio público norteamericana, que atiende a 1.7 millones de clientes a lo largo de seis estados: Oregon, Washington, California, Idaho, Utah, y Wyoming. Cinco de estos estados cuentan con PIR u otros requerimientos de planificación de largo plazo.¹² Pacific Corp utiliza un proceso de modelación de carteras basado en un software llamado System Optimizer, que optimiza las carteras, realiza evaluaciones de costo de estas carteras optimizadas, y lleva a cabo evaluaciones de riesgo de cada cartera. Pacific Corp considera 67 diferentes escenarios como insumos, que incluyen variaciones en la configuración del sistema de transmisión, niveles de precio del CO₂, precios del gas natural, y políticas sobre energía renovable. Sobre la base del procesamiento de 100 diferentes simulaciones de carteras, se eligen las mejores carteras que tienen el menor costo promedio de cartera y el menor costo del ‘peor caso’.

La eficiencia energética es considerada como un recurso del lado de la oferta en vez de una reducción a la carga, permitiendo así que la eficiencia energética compita con los recursos del lado de la oferta en condiciones de igualdad (Wilson y Biewald 2013). Los datos de eficiencia energética incluyen información sobre 18.000 medidas diferentes de clientes residenciales, comerciales, e industriales. Pacific Corp lleva a cabo una PIR cada año impar. En la modelación de la cartera de preferencia de la PIR de 2013 de Pacific Corp, los recursos de eficiencia energética cumplen con el 67 por ciento del crecimiento de la carga predicha actualmente hasta el año 2022 (Pacific Corp 2013).

Una crítica de la PIR de 2011 de Pacific Corp 2011 IRP por Sierra Club fue que los supuestos introducidos y el análisis relacionado a su flota de 26 calderos a carbón (que componen alrededor de dos tercios de su generación) son débiles. En particular, las normas federales de contaminación del aire exigen que la compañía gaste \$1.57 mil millones en medidas de control de la contaminación desde 2011 hasta 2020. Pacific Corps fue criticada por no dar cuenta plenamente de estos costos en su PIR de 2011 (Wilson y Biewald 2013) – lo que condujo a la alta probabilidad de que la PIR de 2011 no estuviera completamente

optimizada. La PIR más reciente (2013) parece abordar los costos de inversión ambiental del carbón (Pacific Corp 2013, Capítulo 7, sección 7.1 “Modelación de las Inversiones Ambientales de la Unidad de Carbón”) pero los detalles se encuentran en un “Tomo III” confidencial de la PIR y queda por verse si el análisis y los datos de Pacific Corps sobre estos costos del carbón son suficientes. Esto plantea el punto clave de que la PIR es solo tan buena como los supuestos utilizados en los modelos; y resalta la necesidad clave de un proceso transparente que prevea la inclusión de grupos de la sociedad civil.

2. EL CONSEJO DE CONSERVACIÓN Y ENERGÍA DEL NOROESTE [NORTHWEST POWER CONSERVATION COUNCIL]

La Ley de Planificación y Conservación de Energía Eléctrica del Pacífico Noroeste (aprobada por el Congreso en 1980) creó el Conservación y Energía del Noroeste, que está encargado de desarrollar planes cada cinco años para garantizar un suministro de energía adecuado, eficiente, económico, y confiable para la región. En un trabajo junto con socios regionales y el público, el Consejo evalúa los recursos energéticos y sus costos, la demanda de electricidad, y las tecnologías nuevas para determinar una estrategia de recursos para la región.

El Sexto Plan del NPCC recomienda una utilización agresiva de eficiencia energética, indicando cómo la región puede cubrir 85 por ciento de la nueva demanda de electricidad por los siguientes 20 años. La Figura 5 a continuación muestra las opciones seleccionadas en el 5° plan del NPCC (el cual también exige que aproximadamente el 85% del nuevo crecimiento sea cubierto con eficiencia energética). Las barras de error azules representan el riesgo, expresado como el potencial de costos sustancialmente más altos o bajos que lo esperado. De las 12 fuentes de electricidad de menor costo seleccionadas por el esfuerzo de modelación comprehensivo del NPCC, 20 son medidas de eficiencia energética (triángulos verdes), con un proyecto de cogeneración (cuadrado azul). Vale la pena notar que, además de ser las de menor costo (la mayoría por debajo de 3 centavos por kWh), las medidas de eficiencia energética son también sustancialmente de menor riesgo que el suministro nuevo.

Sudáfrica

Sudáfrica es uno de los pocos países que no pertenecen a la OCDE que realiza una PIR. La PIR de 2010 del país es una subcategoría del Plan Nacional de Energía, que es elaborado por el Departamento de Energía (Electricity Governance Institute 2013). La PIR exponía la flota de generación de construcción nueva propuesta para Sudáfrica para el periodo de 2010 a 2030. Aunque la PIR de 2010 no era una PIR “completa” en el sentido de comparar las medidas del lado de la demanda con las medidas del lado de la oferta en igualdad de condiciones (Eberhard 2013), si incluía un proceso de participación pública (Noviembre/Diciembre de 2010), que condujo a incrementos sustanciales en la energía renovable en el plan, así como un ajuste ascendente en los costos de inversión en energía nuclear en 40% sobre la base de la experiencia reciente en construcción. El plan modificado exigía que un porcentaje sustancial (42%) de generación nueva proviniera de energía renovable.

El plan modificado incluye 9.6 GW de energía nuclear; 6.3 GW de energía a carbón nuevo; 17.8 GW de energías renovables (divididas principalmente en 8.4 GW de energía FV solar y también 8.4 GW de energía eólica); y 8.9 GW de otra generación, incluida la energía hidroeléctrica (2.6 GW), las turbinas a gas de ciclo

combinado (2.4 GW), y las centrales de pico a gas de un solo ciclo (3.9 GW). La PIR incluía un proceso público en el que se invitaba a partes interesadas a presentar comentarios por escrito o en talleres en una variedad de ciudades en el país (Peters 2011).

Los criterios utilizados en la optimización de la PIR incluyeron la reducción de emisiones de carbono; la reducción del uso de agua; la creación de empleos locales; el desarrollo e integración regional del sur de África; y la seguridad del suministro. La PIR se traduce en acciones en el terreno de la siguiente manera: el regulador no puede dar licencias para generación nueva a menos que el Ministro haya hecho “una determinación” en relación a la PIR – aunque se permiten excepciones. (Eberhard 2013)

La PIR sudafricana no carece de críticos. Por ejemplo, la Iniciativa de Gobierno de la Electricidad de Sudáfrica emitió un informe, titulado ‘Planificación Eléctrica Inteligente’, que sostiene que Sudáfrica podría ahorrar alrededor de R162 mil millones (unos 17 mil millones de \$US) si se construyera infraestructura energética de gasto más inteligente, lo que incluye más eficiencia energética; ninguna energía nuclear; una reducción de las centrales eléctricas a combustible fósil; y más energías renovables (EGI 2013).



Paneles solares a escala comunitaria en el área rural de Haití. Foto cortesía de Sun Energy Power International.

Conclusión: Alineamiento de los Planes Energéticos Hacia Metas Ambientales y Societales

La PIR es un proceso público en el que los planificadores trabajan junto con los interesados para determinar el alcance, investigar las opciones, elaborar y evaluar planes integrados, seleccionar los planes preferidos, así como establecer los mecanismos para monitorear, evaluar e iterar los planes a medida que las condiciones cambian.

En contraste con las opciones limitadas consideradas en los procesos convencionales de desarrollo de energía, la PIR considera una amplia gama de inversiones en el sector eléctrico para satisfacer la nueva demanda de electricidad, no solo en nuevas fuentes de generación, sino también en transmisión, distribución, e –importantemente– medidas del lado de la demanda, como ser la eficiencia energética bajo condiciones iguales. Los planes PIR utilizan horizontes de planificación de largo plazo (20–30 años) e incluyen la consideración cuidadosa del riesgo. Las PIR con las mejores prácticas integran a los costos y beneficios ambientales y otros costos y beneficios externos.

Cuando se hace correctamente, la PIR provee una estructura y una oportunidad para que los sistemas de las empresas de servicios y los interesados aprendan u elaboren planes en una atmósfera cooperativa. Al final, mejores procesos de toma de decisiones

resultarán en planes energéticos más estrechamente alineados con las metas de la sociedad. Aunque un proceso de PIR comprehensivo requiere de un compromiso de tiempo sustancial, las PIRs conducen a mejores resultados: menor costo de la electricidad, menor riesgo por la volatilidad de los precios, y menor impacto social y ambiental –mediante la enfatización en los servicios (refrigeración, calefacción, iluminación etc.) en vez de solamente kilovatios hora de electricidad, a través de la evaluación que considera los costos sociales y ambientales totales en vez de una consideración estrecha de solamente las finanzas de la empresa de servicio público, y a través de opciones que reducen el costo para la sociedad bajo un espectro completo de escenarios. Generalmente, estos mejores resultados involucran una inversión en eficiencia energética y gestión del lado de la demanda considerablemente mayores de lo que las empresas de servicios utilizarían sin un proceso de PIR.



Fila de torres eléctricas que transmiten energía hidroeléctrica en Quebec, Canadá. Foto cortesía de Google Images.

Lectura Adicional

Prayas Energy Group, Electricity Governance Initiative, and World Resources Institute 2013. 10 Questions to Ask about Integrated Resource Planning [10 Preguntas que Hacer sobre la Planificación Integrada de Recursos]. <http://www.wri.org/project/electricity-governance>

REFERENCIAS

Alexander, Charles. 1983. "Whoops! A \$2 Billion Blunder: Washington Public Power Supply System - TIME." 8 de agosto. <http://content.time.com/time/magazine/article/0,9171,955183,00.html>.

California Assembly Bills 1890 and 995. www.energy.ca.gov/renewables/history.html.

Connecticut Public Act. <http://www.cslib.org/psaindex.htm>.

Eberhard, Anton. 2013. "Is South Africa's IRP a Real IRP?" 19 de junio.

EGI. 2013. "Smart Electricity Planning: Fast-tracking Our Transition to a Healthy, Modern, Affordable Electricity Supply for All." Marzo. <http://irp2.wordpress.com/smart-electricity/>.

Electricity Governance Institute. 2013. "10 Questions to Ask About Integrated Resource Planning". Electricity Governance Institute.

Gellings, Clark W., Greg Wikler, and Ghosh Debyani. 2006. "Assessment of U.S. Electric End-Use Energy Efficiency Potential." *The Electricity Journal* 19 (9) 19 de noviembre):55-69.

Gratwick, K, R. Ghanadan, and A Eberhard. 2006. "Generating Power and Controversy: Understanding Tanzania's Independent Power Projects." *Journal of Energy in Southern Africa* 17 (4) (Noviembre): 39-58.

Lamont, Dave, and John Gerhard. 2013. "The Treatment of Energy Efficiency in Integrated Resource Plans: A Review of Six State Practices."

Pacific Corp. 2013. "2013 Integrated Resource Plan Volume I." http://www.pacificcorp.com/content/dam/pacificcorp/doc/Energy_Sources/Integrated_Resource_Plan/2013IRP/PacificCorp-2013IRP_Vol1-Main_4-30-13.pdf.

Peters, Dipuo. 2011. *Electricity Regulation Act No. 4 of 2006 Electricity Regulations on the Integrated Resource Plan 2010-2030*. http://www.energy.gov.za/IRP/2010/IRP_2010.pdf.

Puget Sound Energy. 2013. "Resource Planning." Acceso al sitio el 24 de septiembre. <http://pse.com/aboutpse/EnergySupply/Pages/Resource-Planning.aspx>.

State and Local Energy Efficiency Action Network. 2011. *Using Integrated Resource Planning to Encourage Investment in Cost-Effective Energy Efficiency Measures*.

Tantirimudalige, Roshan. 2013. "Power Sector Planning in Developing Nations - Evidence from Sri Lanka." Acceso al sitio el 1 de mayo. <http://www.docstoc.com/docs/37969973/Power-Sector-Planning-in-Developing-Nations-Evidence-from-Sri-Lanka>.

The Nation. 2003. "ELECTRICITY AGENCY: PM Pressing for Egat IPO This Year - The Nation." *The Nation*, 14 de marzo. <http://www.nationmultimedia.com/finance/ELECTRICITY-AGENCY-PM-pressing-for-Egat-IPOthis-y-75505.html>.

Von Hippel, David, and David Nichols. 2000. *Best Practices Guide: Integrated Resource Planning For Electricity*.

Weston, Frederick. 2009a. "Integrated Resource Planning: History and Principles" presentado en la 27 Conferencia Regulatoria Nacional, 20 de mayo, Williamsburg, Virginia. http://www.raponline.org/docs/RAP_Weston_IntegratedResourcePlanningOverview_2009_05_20.pdf.

Wilson, Rachel, and Bruce Biewald. 2013. "Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning: Examples of State Regulations and Recent Utility Plans". Regulatory Assistance Project. <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2013-06.RAP.Best-Practicesin-IRP.13-038.pdf>.

NOTAS

1. No todos los países utilizan los términos “Plan de Desarrollo Energético”. También utilizan “Planificación Energética de Largo Plazo” o “Plan Maestro del Sector Energético” u otros términos similares.
2. La Eficiencia Energética (EE) se refiere a tecnologías que utilizan menos energía para realizar las mismas tareas. La gestión del lado de la demanda (DSM) puede incluir a la EE y se refiere más ampliamente a pasos que reducen la demanda de energía o de electricidad pico a través de una variedad de medios, que incluyen a la educación, incentivos financieros, o tecnologías que ayudan a mover a la demanda a horarios no pico.
3. Aunque concentrarse en la planificación de la inversión del sector eléctrico es esencial, si la meta de uno es promover el uso eficiente de la electricidad para reducir los costos e impactos de la construcción de infraestructura para el sector eléctrico, entonces es también importante prestar atención a la planificación y a las políticas macroeconómicas. Una parte integral de las prácticas convencionales que meten a los países en problemas con el sector eléctrico son las políticas que alientan que industrias que requieren de mucha energía (y generalmente altamente contaminantes) se asienten dentro de sus fronteras. Esto hace subir el consumo de electricidad y obliga a las centrales eléctricas a tomar decisiones que dañan a la gente. Es importante concentrarse en una economía competitiva, eficiente, y de valor alto y en políticas como ser programas para pequeños productores de electricidad o tarifas de inyección de electricidad en la red que permiten a empresarios de energía limpia a competir en la provisión de servicios que la gente necesita más. Los países europeos (Alemania, en particular) han sido líderes por mucho tiempo en este espacio, sin embargo, algunos países en vías de desarrollo (Tailandia y Malasia en el sureste de Asia, Tanzania y Uganda en África) han desarrollado buenos marcos de políticas de trabajo que han conducido a un despliegue significativo de energía renovable de propiedad del cliente.
4. No es raro que los miembros del comité tengan incentivos para inflar las predicciones ya que se benefician de una manera u otra de la construcción de nuevas centrales eléctricas.
5. A menudo se determina un nivel apropiado de un margen de reserva sobre la base de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP, en inglés) (una medida de la probabilidad que la demanda de un sistema sobrepase la capacidad en un periodo dado; frecuentemente expresado como un número estimado de horas o días a lo largo de un periodo de un año o más) que no sobrepase cierto umbral. Un umbral óptimo es cuando el costo de lograr una mayor confiabilidad (LOLP reducida) no sobrepase el costo de las interrupciones en el suministro (“costo de apagones”).
6. La energía hidroeléctrica es frecuentemente tan específica al sitio en relación a su capacidad, ubicación, y costo, que las centrales hidroeléctricas son incorporadas en la modelación exógenamente como “elecciones predeterminadas”.
7. El sistema WASP fue desarrollado en 1972 por la Autoridad del Valle de Tennessee ocho años antes de que el juego de video Pac Man fuera lanzado al mercado, en las edades primordiales tanto de la planificación del sector energético como de la programación de computadoras. El programa es distribuido gratis por la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) y estaría siendo utilizado en más de 80 países en vías de desarrollo (Tantirimudalige 2013).
8. <http://www.ventyx.com/en/enterprise/business-operations/business-products/strategist>
9. <http://www.ventyx.com/~media/files/brochures/wsystemoptimizer-datasheet.ashx?download=1>
10. <http://mjerry.blogspot.com/2012/05/commercial-natural-gas-prices-drop-to.html>
11. Un modelo de uso final del uso residencial de electricidad podría incluir estimaciones separadas para la electricidad utilizada para iluminación, calentamiento de agua y espacios, air acondicionado, ventiladores, cocina, entretenimiento, y otros aparatos. Utilizando el ejemplo del aire acondicionado, uno puede especificar una relación entre las variables de uso final: Uso de energía eléctrica para aire acondicionado = número de hogares * fracción de los hogares con aire acondicionado * cantidad de refrigeración requerida por hogar * intensidad de la energía (kWh por unidad de refrigeración prestada) del modelo promedio de aire acondicionado en uso. En este ejemplo, uno puede predecir el uso de energía al proyectar cada uno de los cuatro parámetros de los que depende el uso de electricidad para aire acondicionado. Se puede preparar predicciones de uso final utilizando software de hojas de cálculo, o utilizando paquetes de software de predicción. El Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Alcance (LEAP) es un excelente paquete de software para la modelación de la electricidad de uso final. Las licencias para usuarios únicos son gratuitas para organizaciones en los países en vías de desarrollo. “LEAP: The Long-range Energy Alternatives Planning System.” Acceso al sitio el 1 de mayo 1, 2013. <http://www.energycommunity.org/default.asp?action=43>.
12. Por ejemplo, en 2006, los votantes en el Estado de Washington aprobaron la Iniciativa 937, que exige que las empresas de servicio eléctrico con más de 25.000 clientes adopten todas las medidas de conservación energética efectiva en cuanto a los costos. Las empresas de servicios están obligadas a realizar una Evaluación del Potencial de Conservación (CPA) pasado un año, que catalogue todo el potencial de conservación energética efectiva en cuanto a costos loguable en sus áreas de servicio.

