



Serie de Participación del Plan de Implementación de Energías Limpias (CEIP)

Notas de la reunión de junio de 2024

Martes 18 de junio de 2024, 9:00 - 11:00 am, hora del Pacífico

Estas notas fueron sintetizadas y resumidas por E Source, el asociado de organización de las reuniones de PacifiCorp.

Resumen ejecutivo

La segunda edición de la Serie de Participación del Plan de Implementación de Energías Limpias de este año tuvo 37 asistentes, entre miembros del público y representantes de Pacific Power. En la reunión virtual, que se llevó a cabo por medio de la plataforma Zoom, se presentó nueva información sobre el Plan de Energías Limpias (CEIP) y del primer taller para poblaciones vulnerables, se repasó el modelado de la Planificación de Recursos Integrados (IRP) y una introducción a soluciones y participación en la Planificación del Sistema de Distribución (DSP). Para maximizar la accesibilidad, la reunión se grabó para las personas que no pudieron asistir y se proporcionaron servicios de traducción e interpretación en español y ASL.

El siguiente es un resumen del contenido y los comentarios recibidos durante la reunión pública de tres horas.

Objetivos de la sesión

1. Informar las novedades del Plan de Implementación de Energías Limpias
2. Presentar los objetivos del taller para poblaciones vulnerables y revisar la estrategia propuesta
3. Revisar el modelo y los impactos de la Planificación de Recursos Integrados
4. Aprender acerca de las soluciones y la participación en la Planificación del Sistema de Distribución

Apertura

Rohini Ghosh, gerente de Regulación de Pacific Power, inició la reunión del CEIP dando la bienvenida a los asistentes y agradeciendo al público por su participación continua. Las perspectivas públicas son esenciales para lograr impactos significativos en las comunidades.

Jeffrey Daigle, de E Source, repasó puntos sobre la experiencia de la reunión, hizo un resumen del orden del día y los objetivos, y presentó a los expositores.

Plan de Implementación de Energías Limpias

Rohini Ghosh, directora de Proyectos regulatorios de Pacific Power, presentó nueva información sobre el Plan de Implementación de Energías Limpias. La Comisión de Servicios Públicos y Transporte de Washington (Washington Utilities and Transportation Commission, WUTC) recientemente inició una adjudicación para resolver la [actualización bienal del CEIP 2023](#) de la Compañía. La Compañía sigue trabajando con las partes involucradas para resolver los problemas presentados y se espera una decisión de la Comisión con respecto a la actualización del CEIP, a más tardar, a finales de este año.

La Compañía opera con base en un ciclo de presentación y registro oficial de 4 años e informes de progreso anuales. La presentación está programada para el 1 de julio de 2024 y la entrega de la actualización bienal está programada para el 1 de noviembre de 2024. La actualización bienal abordará las formas de medición de objetivos clave, mientras que el informe de progreso anual recapitulará los resultados de 2023 y los actuales, analizando el desempeño de la Compañía en comparación con sus objetivos y los informes sobre las mediciones de los Indicadores de Beneficio a la Comunidad. Los documentos actualizados que se presentan siempre están disponibles en los sitios web de Pacific Power y la WUTC. Los miembros deben buscar la información actualizada del informe de progreso anual después de su presentación. En los futuros espacios de participación se incluirán los aprendizajes clave y un resumen del informe.

El informe bienal original se presentó el 1 de noviembre de 2023. El 11 de enero de 2024, el personal de la comisión y otras partes interesadas presentaron comentarios y recomendaron la aprobación sujeta a condiciones. El asunto se presentó a la comisión el 22 de marzo de 2024; sin embargo, no se pudo llegar a un acuerdo, así que se suspendió el 25 de marzo de 2024 y se puso para adjudicación por la Orden 09. Pacific Power dio su testimonio el 17 de junio de 2024 y tuvo una segunda reunión de negociaciones el 11 de julio de 2024. Si no se llega a un acuerdo, la compañía continuará con el proceso de adjudicación completa. La última fecha para la decisión es a fines del año, pero mientras tanto, la compañía avanza en la planificación, crecimiento y actualizaciones y en estos momentos planifica la presentación del CEIP 2025.

Ghosh expresó que siempre será bienvenida la retroalimentación por escrito en este espacio, además de los comentarios de la reunión, a medida que la compañía sigue impulsando un entorno colaborativo y reconoció que hay mucha información que puede procesarse más adelante y generar preguntas o más retroalimentación.

Taller 1 para poblaciones vulnerables

Laura James, gerente sénior de proyectos en Pacific Power, convocó al primero de dos Talleres para poblaciones vulnerables, el cual servirá como una descripción general de alto nivel, mientras que el siguiente taller se enfocará en los factores recomendados. Las metas del primer taller incluyen informar sobre la Condición 14 del acuerdo, revisar la estrategia actual para definir cuáles son las poblaciones vulnerables, comparar la estrategia de la compañía con otros servicios públicos de Washington, y discutir la retroalimentación sobre la metodología existente. La reunión del CEIP en octubre presentará el plan de Pacific Power para actualizar el cálculo de la población vulnerable y recolectar retroalimentación sobre la estrategia.

La condición 14 del acuerdo de los CBI obliga a Pacific Power a convocar a las partes interesadas en hasta 2 talleres para revisar y mejorar la estrategia de la Compañía para identificar y rastrear a poblaciones vulnerables para considerar los factores de vulnerabilidad que se mencionan a continuación (incluyendo alternativas o incorporaciones razonables).

- Poblaciones sensibles
 - Incluyen personas con discapacidades, enfermedades cardiovasculares, bajo peso al nacer, índices de hospitalización más altos, requieren cuidado en casa
- Seguridad e inseguridad de la energía
 - Pagos atrasados o desconexiones, alta carga de energía estimada, carga de la vivienda
- Otros factores socioeconómicos
 - Acceso a recursos digitales e Internet, alimentos, atención médica, nivel educativo, influencia del historial de discriminación, aislamiento idiomático, raza, gastos de transporte
- Áreas geográficas que Pacific Power identificó como “de grandes necesidades” o “desatendidas”
- Áreas geográficas con una sobrecarga de energía doméstica promedio del 6% o más
- Secciones censales calificadas de acuerdo con la definición de HUD
- Áreas geográficas consideradas como “comunidad con problemas económicos”

La Ley de Transformación de Energías Limpias (Clean Energy Transformation Act, CETA) exige que los servicios públicos identifiquen a las Comunidades Altamente Afectadas (HIC) y a las Poblaciones Vulnerables (VP) en su área de servicio. Las HIC se determinaron con base en un análisis de la división de disparidades en salud ambiental del Departamento de Salud (DOH) de Washington, sobre los impactos de los cambios socioeconómicos y climáticos, además del estatus designado como territorio tribal por sección censal. El [Código Administrativo de Washington 480-100-640](#) requiere que las HIC se identifiquen usando el análisis de impacto acumulativo de acuerdo con la RCW 19.405.140 en combinación con las secciones censales, al menos de manera parcial, en territorios tribales. Las VP se identificaron por medio de la participación con las partes interesadas para revisar los datos de los clientes de Pacific Power y evaluar las inquietudes de prioridad. La meta es identificar a las poblaciones vulnerables con base en factores socioeconómicos adversos y factores de sensibilidad que se desarrollaron con el proceso del grupo asesor y el plan de participación pública que se describe en la WAC 480-100-655.

Como parte del proceso para identificar a poblaciones vulnerables, Pacific Power revisó los datos demográficos de su área de servicio en Washington, que consta de aproximadamente 137,000 clientes

en los condados de Benton, Colombia, Garfield, Kittitas, Yakima y Walla Walla. En su mayoría son áreas urbanas con algunos de los niveles de ingresos medios más bajos del estado. En relación con el resto del estado, el área de servicio de la Compañía tiene una constitución demográfica y socioeconómica bastante diferente. El área de servicio de Pacific Power tiene más clientes de origen hispano y latinoamericano, un mayor porcentaje de clientes que hablan un idioma distinto al inglés en casa, clientes que viven por debajo de la línea de pobreza y un porcentaje más alto de clientes que trabajan en los sectores de agricultura, silvicultura, pesca, cacería y minería.

Washington define a las comunidades altamente afectadas (HIC) como secciones censales que cumplen con al menos uno de los dos criterios siguientes:

- La sección censal obtiene una calificación de 9 o 10 en disparidad de salud ambiental (EDH) del Departamento de Salud de Washington (DOH); o
 - Puntuación de EHD: es la clasificación general de cada una de las diecinueve mediciones de la Red de Rastreo de Washington, las cuales se agrupan en cuatro categorías:
 - Las exposiciones al medio ambiente incluyen las emisiones de óxido nitroso del diesel (toneladas por Km² al año), la concentración de ozono, la concentración de material particulado (PM) 2.5, las poblaciones cercanas a rutas de tráfico pesado y las liberaciones de sustancias tóxicas de los centros productores.
 - Los efectos ambientales incluyen el riesgo de exposición al plomo en la vivienda, la proximidad a instalaciones de tratamiento y desecho de aguas residuales peligrosas, la proximidad a instalaciones de la lista de prioridades nacionales (los sitios de desechos peligrosos dentro del programa Superfund, de la EPA), la proximidad a instalaciones del plan de gestión de riesgos y lugares de descarga de aguas residuales.
 - Los factores socioeconómicos incluyen un dominio limitado del idioma inglés, un nivel educativo inferior a bachillerato o high school, raza o etnia, pobreza, gastos de transporte, alto costo de la vivienda y desempleo
 - Las poblaciones sensibles son aquellas que tienen alto índice de mortalidad por enfermedades cardiovasculares y niños con bajo peso al nacer.
- La sección censal está conformada total o parcialmente por “territorios tribales”, según la definición de 18 U.S.C. Sec. 1151

Dieciocho secciones censales con una puntuación de EHD de 9 o 10, por lo que se consideran altamente afectadas, se encuentran en el área de Yakima y una está en el área de Walla Walla. Seis secciones censales están en territorios tribales del área de Yakima y ninguna en el área de Walla Walla.

Pacific Power formó el Grupo Asesor de Equidad (EAG) para desarrollar una estrategia sobre cómo considerar a las VP y buscó que los miembros del EAG fueran representantes de las comunidades altamente afectadas y las poblaciones vulnerables para que aportaran su experiencia en temas relacionados con la equidad como personas con experiencia de vida. El EAG se reunió por primera vez en mayo de 2021, con 8 miembros. En junio de 2021, la compañía solicitó aportes de ideas de los miembros y presentó información sobre el contexto del proceso del CEIP, las HIC y las VP, así como del área de servicio de la compañía. Los miembros trabajaron en grupos para hacer una lista de grupos en desventaja prioritarios en sus comunidades y los retos específicos que enfrentan estos grupos. En julio

de 2021, la compañía resumió los factores demográficos que identificó el EAG, los presentó al EAG para su revisión y el grupo integró retroalimentación adicional para definir el conjunto de VP.

Algunos de los grupos y retos que el EAG identificó fueron los siguientes:

- Edad
 - Adultos de 65 años de edad o más
 - Niños pequeños
- Salud
 - Personas con discapacidad auditiva
 - Personas con problemas de salud mental
 - Personas con discapacidades físicas o mentales
- Educación
 - Estudiantes
- Ingresos
 - Sobrecarga de energía
 - Inmigrantes con bajos ingresos
 - Bajos ingresos
- Inmigración e idioma
 - Personas que no hablan inglés
 - Situación migratoria
- Ubicación y vivienda
 - Personas sin hogar
 - Personas que viven en áreas rurales
 - Padres solteros
 - Viviendas multifamiliares
 - Viviendas con calefacción de gas
 - Familias multi-generacionales (varias generaciones en la misma vivienda)
 - Trabajadores agrícolas y/o de cultivo
 - Personas que viven en terrenos con tipos de propiedad diferentes

Pacific Power revisó los grupos vulnerables y los retos identificados por el EAG y retuvo a los grupos que enfrentan desafíos sobre los cuales Pacific Power podría influir. La lista final incluyó a 22 grupos demográficos diferentes.

Poblaciones vulnerables			
1	Familias cuyos miembros tienen como máximo grado de estudios un certificado de educación media superior o menos	12	Situación migratoria (quienes no son ciudadanos de Estados Unidos)
2	Adultos mayores (65 años de edad o más)	13	Personas que hablan inglés limitado
3	Niños pequeños (5 años o menos)	14	Vivienda alquilada
4	Personas con discapacidad auditiva	15	Viviendas multi-generacionales
5	Personas con una discapacidad	16	Viviendas multifamiliares
6	Personas con equipo médico en casa	17	Personas sin hogar

7	Dueños de negocios de proveedores diversos	18	Personas que viven en áreas rurales
8	Personas con alta carga de energía	19	Personas que viven en terrenos con tipos de propiedad diferentes (por ejemplo, fideicomisos de tierras vs. tarifas por derechos legales con diferentes requisitos normativos)
9	Empleados con activos limitados e ingresos restringidos (ALICE)	20	Trabajadores agrícolas y/o de cultivo
10	Inmigrantes de bajos ingresos	21	Viviendas con calefacción de gas
11	Bajos ingresos en general	22	Padres solteros

Subcategoría	Base de 2020 (#)	Base de 2020 (%)	2022 (#)	2022 (%)
Todos los clientes	14,750	13%	12,445	11%
Territorios tribales	2,103	21%	1,356	17%
HIC	6,471	21%	5,368	17%
Personas con bajos ingresos	5,061	38%	4,820	35%
ALICE	12,992	38%	11,417	31%
Situación migratoria (fuera de los ciudadanos de EE. UU.	983	5%	1,536	8%
Personas que no hablan inglés	5,114	14%	6,295	17%
Inquilinos	7,404	18%	6,334	17%
Familias multi-generacionales	521	17%	456	14%
Adultos mayores (65 años o más)	1,896	12%	1,909	12%
Niños pequeños (5 años o menos)	1,540	18%	944	11%
Personas con discapacidades	2,940	19%	2,776	18%

La tarjeta de informes del CBI 2023 de Pacific Power, que puede descargar [aquí](#), presenta una medición hecha en 2020 que se tomó como base o punto de partida, y una medición de todos los aspectos hecha en 2022. Este informe de muestra de la cantidad de viviendas con sobrecarga de energía mide la carga energética de las HIC y territorios tribales definidos geográficamente, así como las poblaciones vulnerables. Cada población vulnerable es un solo factor demográfico analizado en el área de servicio. Tome en cuenta que en las tablas anteriores no se muestran todas las VP. De los grupos mostrados, los datos muestran cómo la cantidad y porcentaje de viviendas con sobrecarga de energía que se tomaron como base varían por grupo y cómo el cambio de 2020 a 2022 también varía. En las cifras de todos los clientes (primera fila), el número se reduce del 13% al 11%, mientras que en las HIC hay una reducción del 21% al 17%. Las poblaciones vulnerables empiezan en las filas con fondo blanco. En las VP, la proporción de viviendas en el grupo con sobrecarga de energía en los datos de base varía, al igual que el grado de cambio entre el año del punto de partida y 2022. Por ejemplo, el porcentaje de viviendas con sobrecarga de energía cuyos residentes hablan un inglés limitado, aumentó del 14% al 17%.

Pacific Power busca constantemente oportunidades para mejorar el marco de trabajo de los CBI, incluyendo la definición de las comunidades identificadas, y al mismo tiempo se asegura de que dicho marco de trabajo tenga la estabilidad necesaria para medir los efectos en forma consistente con el

tiempo. Desde la presentación del CEIP original en 2021, se han hecho varios cambios a los datos y a los informes elaborados sobre el CEIP, como los siguientes:

- Se separó el informe de las HIC para mostrar a los territorios tribales por separado
- Se actualizó la metodología para la encuesta del CEIP 2023 (usada para identificar a personas de poblaciones vulnerables) con base en sugerencias del EAG para mejorar la respuesta de clientes difíciles de contactar
- Se actualizaron las solicitudes para los programas de eficiencia energética residencial y de climatización para clientes con bajos ingresos para rastrear el estatus del propietario o inquilino y el idioma que se habla en casa
- Se publicó la tarjeta de informes del CBI para que los datos sean más accesibles
- Se obtuvo una nueva fuente que nos permite informar de los impactos a las personas que dependen de fideicomisos

Cada servicio público se dio a la tarea de desarrollar su propia metodología para identificar a las poblaciones vulnerables. Tanto Puget Sound Energy (PSE) como Avista aplicaron una definición geográfica de las poblaciones vulnerables, pero cada una de ellas utilizó una estrategia diferente. PSE, al igual que Pacific Power, trabajó con las partes interesadas para identificar las características demográficas de la población vulnerable. Posteriormente, PSE creó una metodología de indexación parecida a la utilizada por el DOH para identificar a las HIC, para determinar la intensidad de la necesidad por bloque censal, basándose en la prevalencia de cada uno de los grupos vulnerables. En 2023, PSE actualizó su estrategia para identificar áreas de “necesidad más profunda” para destacar especialmente a los grupos de familias que tienen una fuerte sobrecarga de energía.

En la estrategia de Puget Sound Energy:

- Se usó una lista de factores que se identificaron por medio de la vinculación de partes interesadas para indexar bloques censales e identificar áreas de vulnerabilidad alta, media y baja
- Se corrigió la metodología de población vulnerable en la Actualización Bienal 2023
 - Se simplificó la metodología original
 - Se incorporaron factores adicionales, varios relacionados con el riesgo del calor: calidad de la vivienda, aislamiento social, falta de árboles, etc.
 - Se creó la denominación “necesidad más profunda” (otro nivel)

La estrategia de Avista utilizó un enfoque geográfico basado en la metodología del DOH:

- Definió a las poblaciones vulnerables como secciones censales que obtuvieron una puntuación de 9 o 10 en las categorías de poblaciones sensibles o socioeconómicas del DOH, pero que no se identificaron como comunidades altamente afectadas
- De 142 secciones censales en el área de servicio de Avista, 36 se identificaron como comunidades altamente afectadas y otras 12 como áreas de población vulnerable.
- Avista usará la herramienta de evaluación de justicia climática y económica de la Casa Blanca para incorporar nuevos factores en su metodología de indexación y hacer mapas de nuevas poblaciones vulnerables en 2025

En la actualización bienal de Pacific Power se planea incorporar la herramienta de evaluación de justicia económica de la Casa Blanca en la actualización del plan de evaluación de 2025.

Seguimiento geográfico

Pros	Contras
Sintetiza muchos factores para permitir un seguimiento más optimizado	Puede crear grupos de clientes más vulnerables “escondidos” en las áreas menos vulnerables
Enfoca el seguimiento del impacto en la necesidad más intensa	Agrupar varios factores explicativos puede dificultar el proceso de determinar los impulsores de distintos resultados (crea una “caja negra”)
Es más sencillo enlazar los impactos a áreas específicas (se pueden usar los datos de los servicios públicos)	

Seguimiento de factor único

Pros	Contras
Las diferencias en los resultados por característica o factor específico son más visibles y fáciles de comunicar a las distintas partes interesadas	No se enfoca en los recursos en las áreas con mayor necesidad
Permite que haya un diseño de programa para dirigirse a las subpoblaciones con base en factores específicos que podrían tener diferencias (por ejemplo, arrendatarios)	Es difícil identificar a los miembros de cada población; se necesita una encuesta
Cada factor único se evalúa sobre toda el área de servicio; no hay “focos” geográficos perdidos	La precisión de las medidas varía por grupo de población y depende del tamaño y la tendencia a responder, etc.
	Requiere monitoreo y comunicar los resultados para hacer largas listas de factores

Discusión de la reunión:

Laura James abrió la sala de discusión con la siguiente pregunta:

- ¿Está de acuerdo o en desacuerdo con la evaluación hecha por Pacific Power de los pros y contras de cada estrategia?
 - Heather Moline: Me pregunto para qué se necesita dar seguimiento a una o a otra. Por ejemplo, creo que se debe hacer un seguimiento geográfico de los vecindarios discriminados, aunque haya puntos en contra de ese método.
 - James respondió que, si bien la presentación destacó diferencias de alto nivel entre las dos estrategias, no tiene que ser una o la otra. La UTC ha destacado un buen punto al señalar que los distintos factores se presentan en forma diferente en las distintas áreas de servicio.
 - Charlee Thompson: ¿De dónde provienen estos datos?

- Lee Elder, gerente de Pronóstico de carga de Pacific Power, afirmó que la Compañía se basa fuertemente en los datos de las encuestas residenciales que se aplican cada 2 años y se modifican para adquirir información específica del territorio de servicio. Sin embargo, cabe destacar que cada encuesta tiene un margen de error asociado a la tasa de respuesta. La Compañía también se basa fuertemente en los datos de la Oficina de Censos de los Estados Unidos y de la American Community Survey, cuando están disponibles.
 - Charlee Thompson: En la discusión anterior del CEIP, una de las cosas que se mencionó como punto a favor fue la característica única de la estrategia de volver y ver después la definición de progreso de las VP. Esto ayuda a descifrar si una situación debe verse de dos maneras o no. Recomienda que es mejor no aislarnos con un solo enfoque.
 - James preguntó al grupo si habían visto alguna de las lecciones aprendidas.
 - Charlee Thompson: Dijo que nada le viene a la mente, pero sugirió una revisión profunda para comparar los diferentes programas y definiciones de las poblaciones vulnerables a las que van dirigidos los programas. ¿Hay algún servicio público que esté dando servicio a los clientes de una forma específica?
 - Stefan de Villiers: ¿Podría Lee Elder hablar más sobre la tasa de respuesta en las encuestas residenciales?
 - Elder respondió que la tasa de respuesta de la encuesta de Washington fue de 4.7% en la encuesta más reciente de la Compañía, que se aplicó por correo electrónico y por teléfono.
 - ¿Qué estrategia perciben como la más apropiada para identificar a poblaciones vulnerables?
 - Elijah Cetas: ¿Cómo planea Pacific Power abordar el análisis de factor único y hacer que coincida con las realidades geográficas del territorio de servicio? Por ejemplo, los territorios tribales tienen una superposición geográfica y es posible que no se obtenga un alto índice de respuesta en las encuestas aplicadas en territorios tribales, lo que podría llevar a una inversión menor y a menos incentivos para el desarrollo del programa, pero por su superposición geográfica, sabemos que los territorios tribales son ejemplo de esto en la gráfica donde se destacan los territorios tribales en Yakima. Al identificar los puntos en contra, ¿cómo planea la Compañía cruzar los 2 análisis para obtener los mejores resultados?
 - Laura James explicó que la Compañía utiliza datos de las encuestas para dar seguimiento a los efectos contra las VP porque actualmente no hay otra forma de determinar si ciertos grupos resultan afectados. En las HIC y en los subconjuntos geográficos de los territorios tribales, se puede dar seguimiento a los efectos con más facilidad porque el único criterio es saber dónde hubo efectos y preguntar si ocurrió en HIC o en territorios tribales. El ejemplo expuesto es un buen punto. La encuesta es una herramienta imperfecta que también puede reconocerse como contraria a la estrategia.
 - Elijah Cetas: ¿Cómo se mueve la Compañía entre los dos métodos de seguimiento para encontrar soluciones adecuadas para todos los grupos demográficos?

- Elder respondió que este es un asunto en el que se trabajará en las próximas reuniones. Como grupo, se puede proponer una opción y la Compañía verá cómo sería el resultado desde un punto de vista geográfico. No hay una respuesta definitiva, sino muchas soluciones y opciones prácticas en las que se trabajará y se verá cuál tiene más sentido.
- Desde un punto de vista geográfico, ¿qué factores son importantes para la medición correcta de la granularidad del análisis? La Compañía está buscando orientación sobre cómo adoptar un enfoque más geográfico.
 - Heather Moline: Para Pacific Power, tiene sentido pensar que no se obtendrán los resultados deseados si hay demasiada segregación, ya que el territorio de servicio de Washington es bastante pequeño y el porcentaje de la población de clientes con bajos ingresos es alta. Tal vez no funcione para refinarla más.
 - Charlee Thompson: Cuando hablamos con PSE sobre la metodología, ¿se hizo un análisis de clústeres? Parte de su estrategia geográfica es identificar datos lo más granulares posible, pero se han tenido dificultades para obtener ciertos datos específicos de las familias. Cuando surge una frecuencia en una designación geográfica en particular, la Compañía puede suponer que el área más grande también será designada como parte de las VP o las HIC.
 - Elder afirmó que Pacific Power ha hablado con personas de PSE en los últimos dos años; sin embargo, en los últimos 2 años, esa metodología específica no ha dado resultado. La Compañía está abierta a tener una conversación más detallada para afinar los detalles menores y ver lo que PSE puede ofrecer.
 - Elijah Cetas: Pacific Power mencionó que le preocupan las áreas geográficas con grupos vulnerables que se presumen como homogéneas, ya que pueden estar en riesgo de tener una granularidad muy fina en cierto sentido. Las inversiones en la comunidad y las experiencias de pobreza y sus efectos en la salud podrían ser una burbuja positiva para la comunidad al pensar en dónde se necesita hacer inversiones con criterio geográfico y señalar los impactos a escala comunitaria. Estas burbujas pueden capturar exactamente dónde están teniendo dificultades estos grupos para suministrar datos actualizados y poder refinar las áreas como regiones.
 - Alessandra de la Torre: Coincidió con el punto expresado por Elijah sobre el uso de burbujas de homogeneidad para crear inversiones comunitarias. Para tener más éxito en las encuestas, ¿cuántos de esos esfuerzos de vinculación se hacen en persona en diferentes eventos comunitarios? Hacer más visitas en persona brinda la oportunidad de obtener más respuestas en las áreas de difícil acceso.
 - Elder detalló métodos de vinculación y difusión utilizados anteriormente que involucraron la participación de los miembros del EAG para distribuir en cuevas; sin embargo, ese método no dio buenos resultados. La Compañía está dispuesta a considerar otros métodos de vinculación y difusión en el futuro.

- ¿Qué es importante considerar para asegurarse de identificar claramente qué es lo que impulsa los diferentes resultados? El objetivo es analizar cómo las líneas de las tendencias pueden moverse en forma distinta. Si un grupo en particular está obteniendo un resultado diferente a otro grupo geográfico, la Compañía puede empezar a señalar impulsores de diferencias.
 - Elijah Cetas: La diapositiva donde se destaca la diferencia de porcentajes en las comunidades identificadas fue muy útil y puede usarse para considerar cómo algunas de las diferentes HIC pueden rastrear los beneficios en relación con los CBI (Indicadores de Beneficio a la Comunidad). Por ejemplo, cuánto de las inversiones en EE han ido a parar a las diferentes comunidades con el tiempo y rastrear los cambios y los repuntes.
 - Laura James señaló que la Compañía ha recibido diferentes perspectivas de cada grupo y ha obtenido muchísimos comentarios sobre esta estrategia durante este proceso de acuerdo.
 - Heather Moline: Con base en la conversación, parece que las grandes empresas y las instituciones del estado están pensando en el cumplimiento de las políticas como si fuera un ejercicio de matemáticas. En vez de ello, debería haber una esperanza de que la formación de relaciones ayudará a tener la capacidad de identificar vecindarios claves. Pacific Power debe identificar quiénes son los jugadores clave en los territorios de servicio con quienes tiene relaciones clave. Sin estas personas, sería imposible obtener datos sobre la CETA. La resistencia es que las compañías no están haciendo lo suficiente; es difícil cumplir con la política dada la naturaleza de las relaciones en el territorio de servicio. Para avanzar, se necesita pensar menos en cómo funcionan los datos y más en destacar las relaciones clave.
 - Elder reconoció la importancia del elemento humano; esta no es una situación de algoritmos y matemáticas.
 - Heather Moline: Si la Compañía no tiene una lista de contactos clave que trabajen con grupos de culturas específicas, esto puede considerarse como una señal de alerta.
 - Elder hizo un llamado al equipo de comunicaciones para que sea diligente para comunicarse con los miembros del equipo asesor. Siempre hay espacio para ilustrar esto en el trabajo que hace la Compañía y las mediciones en relación con las VP.

Plan de Recursos Integrados

Randy Baker, director de Planificación de recursos de Pacific Corp, recapituló el contenido de la reunión del CEIP en abril como una revisión de alto nivel del ciclo de Planificación de Recursos Integrados (IRP) con la mira en el proceso de modelado con información actualizada de los resultados del portafolio. El objetivo de la reunión es explicar cómo las políticas federales y estatales pueden impulsar resultados para el portafolio en forma significativa y explorar los requisitos y modelado específicos para Washington. La retroalimentación es esencial para este proceso y habrá más oportunidades de participar.

Una parte clave de la política federal que afecta la planificación de la Ley de Transformación de Energías Limpias (CETA) y del CEIP está conformada por los créditos fiscales. El 16 de agosto de 2022, el presidente Biden firmó la Ley de Reducción de la Inflación, dirigida a abordar cuestiones relacionadas con las energías limpias y el cambio climático. Aunque el IRA cubre muchos tipos de créditos y actividades, los componentes más vitales del IRP, en forma apabullante, son los dos tipos de crédito fiscal que compensan el desarrollo de recursos sin emisiones, pero por separado.

Ley de reducción de la inflación

- Los recursos agregados reciben uno de los dos tipos de crédito fiscal SI están en servicio el 31 de diciembre de 2037
 - El Crédito fiscal a la producción (PTC) se basa en los megavatios/hora de energía producida por un recurso
 - El Crédito fiscal a la inversión (ITC) es un crédito fiscal anticipado con base en los costos de construcción de un recurso
- El PTC es un crédito a 10 años
- El IRP ha incluido estos créditos en todos los recursos futuros que se construyan hasta el año 2037
 - Con base en la ubicación o desarrollo, los recursos pueden ser elegibles para un crédito adicional, y SOLAMENTE el de ubicación se aplica en el modelado

El modelado de IRP de Pacific Power hace uso de la exención tributaria, ya sea el ITC o el PTC, que sea más favorable para una tecnología dada. Por ejemplo, un crédito fiscal a la producción puede ayudar a tener un mayor ahorro en costos de energía solar, mientras que con un ITC se puede ahorrar más al adquirir un recurso de baterías o almacenamiento de energía. Como ya se discutió antes en esta serie de reuniones, el modelo de IRP cuenta para estas compensaciones de costos al seleccionar qué recursos deben añadirse en esta planificación a largo plazo de 20 años.

El 21 de noviembre de 2021 se firmó la iniciativa bipartisana de inversión en infraestructura y empleos y se convirtió en ley (Infrastructure Investment and Jobs Act, IIJA). Esta ley proporciona fondos sustanciales para gastos de transporte e infraestructura y ofrece opciones de financiamiento que pueden ser benéficas para algunas empresas y desarrolladores dedicados a la energía. Pacific Power está buscando estos beneficios para proyectos e inversiones que tiene actualmente en recursos propios.

Ley de Inversión en Infraestructura y Empleos

- Esta ley ofrece subsidios u otros financiamientos ventajosos para proyectos
- Pacific Power está buscando obtener estos beneficios para proyectos e inversiones que tiene actualmente en recursos propios
- Reto del modelado:
 - Pacific Power podría ver una reducción de costos de los desarrolladores en el futuro con base en estos beneficios, pero no está garantizada
 - Desde el punto de vista del riesgo, Pacific Power ha elegido NO modelar ningún beneficio para proyectos relacionados con esta ley, ya que no se garantiza que estos beneficios pasen a los clientes

Existe un reto en el modelado con el hecho de que la compañía no pueda garantizar que los incentivos a los desarrolladores de recursos pasen a los clientes. Todo beneficio que se pase a los clientes aparecería en los costos del proyecto ofrecido a Pacific Power en un proceso de adquisición futuro. En los años recientes ha quedado demostrado que los precios pueden ser bastante volátiles, y estos subsidios y ahorros de costos, si se obtienen, pueden mitigar los aumentos de costos debidos a otros factores, como los problemas de suministro, costo de materiales, etc. En consistencia con la mayor parte de la planificación del IRP, el tratamiento de estos posibles beneficios en el IRP es conservador, lo que significa que la compañía no asume que el beneficio pasará a los clientes. El impacto principal a la planificación a largo plazo ahora es, por lo tanto, las aplicaciones para los recursos propios y existentes, con impactos adicionales que resulten en los procesos siguientes.

El 9 de mayo de 2024, la Agencia Estadounidense de Protección Ambiental (EPA) finalizó sus Normas y directrices para plantas de energía de combustibles fósiles, en las que incluyó el Reglamento 111(d) con nuevos requisitos. Esta sección regula las emisiones de las plantas de energía a base de carbón existentes y garantiza que las nuevas turbinas de combustión se construyan para minimizar las emisiones de gases tipo invernadero al exigir a dichas plantas que logren reducciones de emisiones equivalentes a las que posiblemente se generen mediante el uso de captura y almacenamiento de carbono (CCS). Para el IRP 2025 y el CEIP, Pacific Power seguirá evaluando varias opciones para cada recurso térmico (carbón y gas) del sistema actual. En los IRP recientes, la compañía ya ha evaluado opciones de almacenamiento de carbón y tecnologías de obtención de carbón. Los requisitos del Reglamento 111(d) pueden exigir esas opciones y limitaciones de modelado adicionales. La compañía también modela la conversión de operaciones a base de carbón a operaciones a base de gas y combustibles alternativos. Las limitaciones a las operaciones por unidad establecidas por el 111(d) afectarán la elección de opciones a modelar y la relación costo-eficacia de cada opción.

En el IRP 2023 y en las actualizaciones del IRP 2023, Pacific Power hizo un modelo de las opciones de retiro anticipado de las plantas de gas, además de las de carbón. No se seleccionaron retiros de gas anticipados; sin embargo, los impulsores de políticas, como el reglamento 111(d), podrían contribuir a obtener un resultado diferente en estudios futuros.

Discusión de la reunión:

- Jaclynn Simmons: El personal recomendaría a Pacific Power que revisara las declaraciones de la política de la UTC sobre el IRA y la IJJA en el Expediente 240013, publicado el 3 de mayo de 2024
- Katie Warren: Hay una resistencia existente y potencial hacia la legislación propuesta. ¿Planea Pacific Power oponer resistencia también?
 - Randy Baker respondió que actualmente no tienen conocimiento de plan alguno para oponer resistencia.

El estatuto WAC 480-100-620.10 obliga a Pacific Power a elaborar un estudio de máximos beneficios para el cliente. Para una situación de máximos beneficios al cliente, al igual que con cualquier otro asunto delicado, el análisis empieza con supuestos de un caso base y hace los cambios apropiados para el nuevo análisis. A continuación se enumeran los cambios clave para el caso de máximos beneficios propuesto para el IRP 2025 y el CEIP, que sería similar al análisis hecho para este estudio en el IRP 2023:

- Los cambios en las opciones de un portafolio modelado de un sistema totalmente optimizado incluyen lo siguiente:
 - No se permite seleccionar mejoras en la transmisión en Washington
 - Las mejoras en la transmisión a menudo tienen la mejor relación costo-eficacia y son una forma flexible de obtener los recursos necesarios, incluso los renovables. Sin embargo, el aumento del enfoque de la comunidad en la generación y distribución puede impedir la realización de proyectos de transmisión potencialmente disruptivos en áreas vulnerables. Hay pros y contras: costo más alto, menos confiabilidad del sistema pero mayor confiabilidad local, reducción de cableado
 - Requiere seleccionar todos los programas de eficiencia energética y gestión del lado de la demanda, sin importar su costo
 - Se incluirá el nivel más alto pronosticado de generación del cliente
 - La compañía asume una tasa muy alta de generación privada de desarrollo, como la energía solar y eólica privada. En cualquier momento que un cliente agregue su propia generación, reduce la carga de energía para los clientes de Pacific Power.
- Se desarrollará un portafolio en el IRP 2025 como se detalló en párrafos anteriores
- Pacific Power también está buscando mejorar la elaboración de informes:
 - Examinar la combinación típica de usos finales de los tipos de clientes claves, incluidas las poblaciones vulnerables:
 - Por ejemplo, uso de calefacción, enfriamiento y refrigeración, calentar agua, cocinar, iluminación, uso de aparatos que siempre están encendidos
 - Las selecciones de eficiencia energética en el portafolio de Máximos beneficios al cliente reduce estas demandas de uso final

Las metas principales de un portafolio del IRP son minimizar costos y riesgos. Pacific Power ha interpretado esto como una necesidad de examinar qué beneficios pudieran acumular los clientes si el costo no fuera un obstáculo. Eso no significa que el costo no importa, sino que sería útil entender qué beneficios adicionales puede haber y cuánto costaría obtenerlos.

Este análisis da como resultado un nuevo portafolio más costoso, pero que podría ayudar a tomar decisiones informadas sobre los logros a un costo más alto.

Baker explicó los impactos indirectos de la energía (NEI) como un beneficio adicional que no se incluye en los ahorros reales de costos de energía a fin de cuentas para los participantes en los programas de eficiencia energética, más allá de los ahorros directos en el costo de la energía. Algunos de esos beneficios pueden ser la reducción de emisiones, ahorro de agua, comodidad o aumento de la productividad o menor riesgo de interrupciones o fallas en el servicio público o aumentos repentinos de precios.

Pacific Power graficó los NEI de las medidas de eficiencia energética para Washington, incluyendo los efectos adicionales especificados por el Foro Técnico Regional.

- Los NEI se obtuvieron principalmente de un estudio realizado por DNV en Washington. Incluye revisiones de la valuación hecha con el grupo asesor de DSM (Gestión del lado de la demanda) en 2022.
- En fechas recientes se calculó el NEI de la resiliencia para medidas de climatización y se incluirá en la Evaluación del potencial de conservación 2025.

Sin embargo, al revisar más literatura, no se encontraron NEIs cuantificables sobre la respuesta a la demanda, pese a que el personal de Washington ha dado instrucciones a Pacific Power para que tome en cuenta los NEI de la respuesta a la demanda. En el IRP más reciente, los costos de la respuesta a la demanda se redujeron un 10% en Washington para reflejar los NEI no cuantificables.

Los NEI pueden afectar diferentes intereses, dependiendo del programa o medición que se considere. Los NEI se aplicaron a los ahorros en el modelo por medio de medidas específicas y se distribuyeron entre las partes afectadas:

- Servicio público
- Clientes
- Participantes
- Poblaciones vulnerables
- Comunidades altamente afectadas
- Público en general

Para el estado de Washington, ya se seleccionaron casi todas las opciones de eficiencia energética y respuesta a la demanda, y capturar los NEI aumentando la DSM puede resultar caro en los análisis futuros. Sin embargo, los NEI ayudan a seleccionar en el modelo qué programas de gestión del lado de la demanda deben tener la máxima prioridad.

Discusión de la reunión:

- Jaclynn Simmons: ¿Se están incorporando los NEI a los escenarios de Máximos beneficios al cliente? Y en tal caso, ¿cómo lo hacen?
 - Baker explicó que los dos componentes principales son mediciones de NEI incorporadas a la eficiencia energética y el descuento del 10%
- Jaclynn Simmons: ¿Qué día se presentará DNV dentro de la sesión de 2 días del IRP?
 - Baker se ofreció a dar seguimiento a esa información.

Además de la Gestión del lado de la demanda (DSM), los beneficios de los NEI pueden acumularse en otras clases de recursos, incluso la generación de recursos renovables, como la energía solar y eólica. Todos los recursos del IRP se evalúan utilizando el costo social de las emisiones de gases tipo invernadero (GEI) como un generador de costos adicionales equivalentes al costo por tonelada métrica de emisiones de dióxido de carbono.

El valor del costo social de los GEI puede considerarse como un impacto indirecto de la energía, dado que es un factor externo asociado con ciertos recursos de la energía. El costo social de los GEI es el valor monetario del daño neto causado a la sociedad por las emisiones de gases tipo invernadero. Como principio, incluye el valor de todos los efectos del cambio climático, entre ellos:

- Cambios en la productividad agrícola neta, que incluyen
- Salud humana
- Efectos, daños a la propiedad por el aumento de riesgos de inundación y otros desastres naturales,
- Interrupción de los sistemas de energía,
- Riesgos de conflicto,
- Migración ambiental,
- Y el valor de los servicios del ecosistema.

Pacific Power ha logrado un progreso considerable en la evaluación de los beneficios de los NEI y sigue considerando mejoras en su captura y elaboración de informes.

Discusión de la reunión:

- Jaclynn Simmons: Se mencionó anteriormente que no se seleccionarían nuevas transmisiones. ¿Esto se debe a que la compañía asume que los costos no son un problema?
 - Baker explicó el supuesto de que, si bien la transmisión tiene una buena relación costo-eficacia, puede ser disruptiva. Hay pros y contras en la construcción de transmisiones en comparación con la adopción de otras soluciones. Es más caro no hacer una transmisión y el portafolio opera con base en soluciones de menor costo y menor riesgo. En una situación de máximo beneficio al cliente, quienes estén dispuestos a pagar más pueden evitar los inconvenientes de la transmisión. Las opciones de transmisión siempre están disponibles para el modelo y el modelo escoge la mejor opción viable.
 - Elijah Cetas: ¿Está separado el análisis de una nueva transmisión de su existencia?
 - Baker respondió que todas las opciones suministradas al modelo se consideran internas al modelo. La renovación simultánea de conductores genera cuestionamientos sobre la clase de modernización de la transmisión que podría incluirse o no en lo que se modele. Es impráctico incluirlos todos.

A manera de conclusión, Baker mostró el calendario de reuniones de opinión pública sobre el IRP 2025 y destacó que se agregaron reuniones en julio y se eliminaron las de noviembre y diciembre.

Fecha(s) y metas parciales de las próximas reuniones sobre el IRP 2025
Año del calendario 2024^{1,2}
Miércoles 26 y jueves 27 de junio de 2024: Reunión general de opinión pública 4
Miércoles 17 y jueves 18 de julio de 2024: Reunión general de opinión pública 5
Miércoles 14 y jueves 15 de agosto de 2024: Reunión general de opinión pública 6
Miércoles 25 y jueves 26 de septiembre de 2024: Reunión general de opinión pública 7
Periodo de septiembre: se bloquean los supuestos para las operaciones del modelo en noviembre y diciembre

Año del calendario 2025
1 de enero de 2025: Distribución del borrador del IRP de 2025
Miércoles 22 y jueves 23 de enero de 2025: Reunión general de opinión pública 8
Miércoles 26 y jueves 27 de febrero de 2025: Reunión general de opinión pública 9
31 de marzo de 2025: Presentación del IRP de 2025 ante las autoridades

El proceso del formulario de retroalimentación de las partes interesadas (SFF) se ha actualizado recientemente para el IRP 2025 y se intensificará a medida que el ciclo de IRP tome impulso. Normalmente, los SFF se reciben como respuesta a temas cubiertos en las reuniones públicas, pero se recomienda que incluyan [retroalimentación](#) sobre todas las cuestiones o inquietudes relacionadas con el IRP.

Planificación del Sistema de Distribución

Ian Hoogendam, gerente de Planificación de Sistemas de Distribución (DSP) en Pacific Power, presentó el plan de la compañía para el avance de la DSP en las áreas de servicio de Washington. En el taller más reciente, el grupo discutió cambios importantes en la red de distribución, incluyendo la integración de tecnologías modernas y la generación, aumentar las capacidades de medición y oportunidades que surjan para soluciones inalámbricas o no tradicionales. Además, el equipo de DSP revisó datos del punto de partida del área de servicio de Washington, destacando estadísticas clave como las subestaciones, circuitos y conteos de clientes. El grupo también exploró la función de SCADA y la tecnología de medición del cliente para optimizar los esfuerzos de planificación para ampliar la distribución. Por último, Hoogendam hizo una descripción general del estado actual de la planificación de los sistemas de distribución en Washington, enfocándose en los procesos de planificación tradicionales y en lo que se requiere para el avance de la planificación del sistema de distribución futuro por medio de la condición de acuerdo del CEIP que aceptaron todas las partes.

En otoño de 2022, Pacific Power presentó ante las autoridades un Plan del Sistema de Distribución que describía los avances en Oregon. Desde entonces, la compañía ha estado implementando este plan. Los siguientes son algunos cambios clave que se hicieron al proceso de planificación:

- Soluciones no tradicionales:
 - Estudio con un horizonte a 10 años
 - Evaluaciones y pilotos de soluciones no tradicionales
 - Aprovechar los programas de energía para reducir la carga del sistema durante las horas pico de la demanda y diferir la necesidad de aumentar la capacidad del sistema.
 - Modelar múltiples tecnologías/programas como solución no tradicional
 - Formas de medición de la resiliencia y energía renovable comunitaria
- Usos avanzados de los datos de AMI
 - Se agregaron datos de AMI como sustituto de SCADA
 - Distribución de la carga en los eventos de carga máxima

- Pronóstico de desagregación
- Validación del modelo
- Monitoreo de la calidad de la energía
- Avances de los pronósticos
 - Normalización del clima
 - Estimar el impacto de la adopción de la energía solar y los vehículos eléctricos
- Mejoras del proceso
 - Participación de las partes interesadas
 - Aprovechar asociaciones para las soluciones no tradicionales

A continuación se expone un ejemplo donde se compara una solución tradicional con alternativas no tradicionales.

El lado izquierdo representa las soluciones tradicionales de las necesidades de la red. La línea naranja representa la capacidad de un cable en el circuito de distribución mientras que la línea azul representa la demanda anticipada que se requiere de ese cable en un día caluroso del verano. La demanda excede la capacidad del cable entre las 2 PM hasta la noche. A este periodo, cuando la demanda excede la capacidad del cableado, se le llama necesidad de la red. La solución tradicional es reemplazar el cableado por otro más potente para aumentar la capacidad. El cableado nuevo se mide para verificar que su capacidad es superior a la demanda pico y que haya espacio para el crecimiento futuro.

Las dos tablas de la derecha representan alternativas de solución no tradicionales. La primera tabla de la derecha representa una solución de gestión de la demanda. Esta estrategia requiere que los clientes se inscriban a programas que permitan que el servicio público cambie la demanda a horarios alejados de la demanda pico, lo cual permitiría reducir la carga en las horas pico y aumentarla en las horas de menor demanda. Un ejemplo de una solución de DSM es el programa de termostatos inteligentes.

La segunda tabla considera aumentar la cantidad de energía solar generada en el circuito de distribución. En este caso, la energía solar, por sí sola, sería insuficiente para cubrir la necesidad de la red, ya que el cableado seguiría teniendo sobrecarga después del atardecer, cuando ya no hay luz solar. Sin embargo, una solución de energía solar podría formar parte de una estrategia múltiple que incluya la gestión de la demanda. La solución óptima y con mejor relación costo-eficacia seguramente será una combinación de estas dos estrategias no tradicionales.

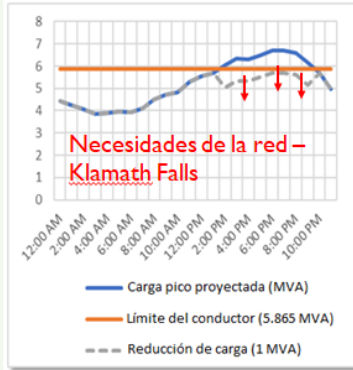
Solución tradicional

Aumentar el tamaño del cable:
Incrementa el límite de la carga

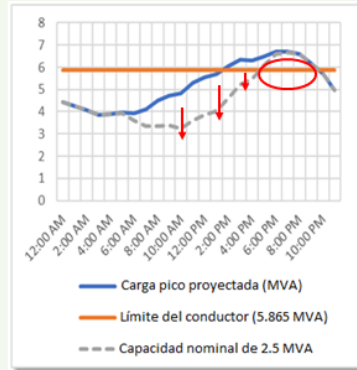


Soluciones no tradicionales

Solución de la gestión de la demanda (DSM):
Reducir el punto máximo de la carga



Solución de la generación distribuida (DG): Carga de compensación solar



El proceso general de evaluación y desarrollo de soluciones no tradicionales se basa en la evaluación de la necesidad de la red, la viabilidad y eficacia de los programas, el desarrollo de soluciones no tradicionales y la evaluación de soluciones no tradicionales.

Criterios de evaluación:

- **Umbral de costo:** La necesidad de la red debe cumplir con dos criterios de evaluación antes de que se puedan considerar soluciones no tradicionales. En primer lugar, el costo de la solución tradicional debe ser superior por más de 200,000 dólares a la solución no tradicional para que tenga un potencial de mayor costo-eficacia.
- **Tiempo:** El segundo criterio es el tiempo de la solución. Las soluciones no tradicionales requieren más tiempo para implementarse y tienen un mayor grado de incertidumbre sobre su eficacia al principio. Para permitir esto, la compañía se enfoca en necesidades de 5 a 10 años en el futuro para tener el tiempo suficiente para implementarla y, si es necesario, que pueda haber un giro a una solución tradicional.

Evaluación de viabilidad:

- Una vez que la necesidad de la red cumple con los criterios de la evaluación, la compañía evaluará la viabilidad de diversos programas no tradicionales en el área.
- Un programa se considera viable si la compañía entiende su mecánica operativa y tiene socios locales disponibles que le ayuden con la implementación.

Estimación del efecto:

- El siguiente paso es estimar el posible efecto de cada programa viable en la necesidad de la red.

Desarrollo de la solución:

- La compañía desarrollará opciones de solución al combinar diversos programas para abordar totalmente la necesidad de la red. Por ejemplo, una opción podría incluir energía solar combinada con un control de baterías domésticas, mientras que otra podría involucrar medidas de eficiencia energética y control de termostatos inteligentes.

Evaluación final:

- Antes de comparar soluciones, se realiza una última ronda de evaluaciones:
 - **Relación costo-eficacia:** Las soluciones deben ser eficaces en comparación con su costo, tanto para el servicio público como para el cliente.

- **Participación:** La participación estimada en los programas de energía debe ser suficiente para resolver la necesidad de la red.

Los siguientes son algunos de los distintos tipos de programas de energía y tecnologías consideradas en las soluciones no tradicionales:

Paneles de energía solar:

- Los paneles de energía solar pueden ayudar a reducir la carga neta en el equipo de distribución al compensar la demanda de energía al mediodía, cuando la energía solar está al máximo.
- Pacific Power colabora con sus socios para hacer campañas de marketing específicas, informar a los clientes sobre los incentivos disponibles y contactarlos con instaladores confiables.

Eficiencia energética:

- Es una de las soluciones más benéficas y con mejor relación costo-eficacia para el cliente y el servicio público.
- Aumentar la eficiencia energética implica una participación enfocada y esfuerzos de difusión para informar a los clientes sobre los incentivos y los beneficios de mejorar la eficiencia energética de su vivienda.
- Como ejemplos de mejoras en la eficiencia energética tenemos el reemplazo de aparatos viejos por otros más nuevos y eficientes, o instalar aislamiento térmico en la vivienda.

Programas de respuesta a la demanda:

- Los programas de respuesta a la demanda son más complejos y se están aplicando cada vez más.
- Estos programas ofrecen incentivos a los clientes a cambio de que permitan que el servicio público controle ciertos artefactos más allá del medidor, como baterías domésticas, termostatos inteligentes, calentadores de agua y cargadores de vehículos eléctricos.
- Durante los períodos de mayor presión para la red, el servicio público puede controlar estos dispositivos para reducir su consumo de energía. Por ejemplo, el servicio público podría aumentar unos cuantos grados de la temperatura programada en los termostatos inteligentes durante las horas pico de la demanda para reducir el uso del aire acondicionado.

Asociaciones:

- Son soluciones únicas que requieren asociarse con clientes particulares o pequeños grupos de participantes.
- Las asociaciones pueden abarcar una amplia variedad de estrategias a la medida, dependiendo de las necesidades y oportunidades específicas dentro de una comunidad.

Pacific Power ofrece los siguientes programas para clientes para aprovechar las soluciones no tradicionales:

Recompensas por uso en horario óptimo

- Programa de termostato inteligente
 - Reembolso de termostatos inteligentes por medio de Energy Trust of Oregon
- Programa de calentadores de agua (solo multifamiliares)
 - Incentivo inicial por inscripción
 - Incentivo anual continuo

Respuesta a la demanda comercial e industrial

- Los clientes comerciales e industriales aceptan reducir la carga en los eventos de máximo uso a cambio de incentivos financieros
- Los incentivos varían por:
 - Carga disponible promedio a reducir durante las horas de producto
 - Programación de notificaciones con anticipación

Tarifa por horario de uso

- En horas pico: alrededor de 12¢ por kilovatio-hora (kWh)
- Fuera de las horas pico: alrededor de 7¢ por kWh
- Garantía el primer año:
 - El importe de la factura no será superior al 10% adicional que sería con la tarifa estándar

La DSP busca lograr una mayor transparencia en la planificación de los programas con la organización de talleres a nivel local y estatal aprovechando socios externos, como los Grupos de Asesores de Washington y partes interesadas internas, como los grupos de Planificación de la implementación de energías limpias, Gestión de la demanda, Planificación de recursos integrados y Planificación para mitigar incendios forestales. Los talleres locales buscan mostrar sus pronósticos para circuitos del área y necesidades proyectadas de la red, así como revisar las soluciones tradicionales y no tradicionales. Los talleres a nivel estatal revisan los procesos y estrategias de DSP y comparten sus descubrimientos y avances. Además, el sitio web de DSP se actualiza constantemente con la información más reciente sobre las presentaciones oficiales de DSP en Oregon, el mapa de DSP y otros recursos relevantes. Si tiene preguntas o inquietudes relacionadas con la DSP, envíelas en un mensaje al correo dsp@pacificorp.com.

- Se está dando seguimiento a las mediciones de los CBI para aumentar los esfuerzos de la comunidad y las inversiones enfocadas, aumentar la participación en programas de la compañía para la eficiencia energética y ayuda con el pago de facturas, mejorar la eficiencia energética de hogares y pequeños negocios (incluso entre los clientes con bajos ingresos) y reducir la frecuencia y duración de los apagones. Las mediciones se basan en los talleres sobre programas relacionados con la energía, la cantidad de viviendas o negocios que participan en programas de eficiencia energética de la compañía, incluyendo los de comunidades identificadas y el Índice de datos de la interrupción promedio del sistema (SAIDI), la Frecuencia de la interrupción promedio del sistema (SAIFI) y el Índice de duración de la interrupción promedio para el cliente (CAIDI).

Comentarios del público

No hubo comentarios del público.

Oportunidades de participación en 2024

- Reunión del Grupo Asesor de Equidad
 - 11 de julio de 2024 (en línea) 1 pm – 4 pm
 - Zoom: <https://esource.zoom.us/j/88196579339?pwd=KBUjcPIMrH3m1zotqttIPKAUESjUH1.1>
- Taller 2 para Poblaciones Vulnerables
 - Agosto de 2024 (en línea)
 - Fecha y hora: Por determinar
- Reunión 3 de la Serie de Participación en el CEIP
 - Agosto de 2024

- Fecha y hora: Por determinar