

ENERGÍA A HIDRÓGENO DE CALIFORNIA

Evaluación Preliminar del Personal, Borrador de la Declaración de Impacto Ambiental Resumen Ejecutivo



CALIFORNIA
ENERGY COMMISSION
Edmund G. Brown, Jr.
Governor



DEPARTMENT OF ENERGY



JUNE, 2013
CEC-700-2013-001-PSA

DOCKET NUMBER 08-AFC-8A

DOCUMENTO DE SÍNTESIS

John Heiser

PRESENTACIÓN

Este documento de Evaluación Preliminar del Personal y Borrador de la Declaración de Impacto Ambiental (PSA/DEIS, por sus siglas en inglés) contiene la evaluación independiente del personal de la Comisión de Energía de California (Comisión de Energía) y del Departamento de Energía de los EE. UU. (DOE) sobre la Enmienda de la Solicitud de Certificación (08-AFC-8A) de Hydrogen Energy California, LLC (solicitante) para el proyecto propuesto de Energía a Hidrógeno de California (HECA, por sus siglas en inglés).

El personal de la Comisión de Energía efectuó una evaluación independiente en el marco de la Ley de Calidad Ambiental de California (CEQA, por sus siglas en inglés) que reveló problemas importantes y, en su mayor parte, pendientes de resolución. Dichos problemas se resumen de la siguiente manera y se analizan con mayor detalle en el Documento de Síntesis y, pormenorizadamente, en cada sección respectiva del documento de PSA/DEIS.

El DOE ha finalizado su evaluación de conformidad con la Ley de Política Ambiental Nacional. Según las reglamentaciones de implementación del Consejo de Calidad Ambiental (40 Código de Regulaciones Federales [CFR, por sus siglas en inglés] 1500 a 1508) y los procedimientos de implementación del DOE (10 CFR 1021), este último organismo identificó y evaluó los impactos ambientales potenciales de la Acción Propuesta (otorgamiento de asistencia financiera para la construcción y operación del proyecto del solicitante) y sus alternativas. El documento de PSA/DEIS describe el medioambiente afectado y las consecuencias ambientales de las alternativas entre las diversas áreas de recursos. El DOE también emplea el documento de PSA/DEIS para cumplir con ciertas responsabilidades referidas a documentar los impactos sobre humedales y llanuras aluviales (10 CFR 1022), actuar de conformidad con las normas de calidad del aire (40 CFR Parte 93) y consultar con las agencias especializadas y los pueblos indioamericanos según exige la Ley Nacional para la Conservación del Patrimonio Histórico (Artículo 106), la Ley de Especies Amenazadas (Artículo 7) y la Ley de Protección y Repatriación de Sepulturas Indoamericanas.

Calidad del Aire

El Distrito de Control de la Contaminación del Aire del Valle de San Joaquín (San Joaquin Valley) ha finalizado la Determinación Preliminar de Cumplimiento (PDOC, por sus siglas en inglés) para el proyecto de HECA, y el análisis del Distrito concluyó que la central del proyecto de HECA según se propuso cumpliría con todas las leyes, ordenanzas, reglamentaciones y normas aplicables, y no implicaría un riesgo para la salud de los residentes del Valle. La PDOC contiene más de 1,000 condiciones aplicables al proyecto. El Distrito ha aprobado dos acuerdos de mitigación con el proyecto de HECA para recibir fondos por el monto de \$8,747,160 con el fin de mitigar los impactos de la central sobre la calidad del aire.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

El solicitante realizó una previsión de la capacidad eléctrica y la cantidad de horas de operación de la central empleando más de un perfil operativo potencial. Es posible que sea necesario evaluar distintos perfiles operativos a fin de determinar qué conjunto de condiciones representan las operaciones reales y los peores impactos. Algunos perfiles operativos pueden llevar a que la central no cumpla con ciertos requisitos normativos. El Consejo de Recursos Atmosféricos (ARB, por sus siglas en inglés) de California todavía no ha terminado de definir las regulaciones relacionadas con el secuestro geológico en el marco del programa de captura y comercialización. Si, para cuando el proyecto entre en operación, todavía no se hubiere establecido una metodología, se deberían adquirir cuotas de emisión o compensaciones para todo el CO₂ que la central de HECA secuestraría además de las emisiones directas de CO₂. Una vez que se haya implementado la metodología, se exigiría de igual manera que el proyecto adquiriera cuotas de emisión para el CO₂ que no sea capaz de captar.

Recursos Biológicos

El proyecto propuesto de HECA traería como consecuencia un impacto significativo e inevitable sobre la lagartija leopardo de nariz chata, una especie con Protección Total en California. Durante mayo de 2013, el solicitante presentó una solicitud de Permiso de Toma Incidental, en el marco del Artículo 2081, relacionada con los impactos del proyecto sobre las especies de flora y fauna silvestre que figuran en la lista del estado y en relación a las cuales el solicitante procuraría cobertura de toma incidental, según una revisión preliminar del personal. El Servicio Federal de Pesca y Vida Silvestre de los EE.UU. (Servicio) está revisando la Evaluación Biológica que el DOE le envió el 1 de marzo de 2013. Este es el proceso por medio del cual el DOE cumple con los requisitos de consulta del Artículo 7 de la Ley de Especies Amenazadas.

Recursos Culturales

El personal todavía está a la espera de información adicional de parte del solicitante y aún no ha llegado a ninguna conclusión final relativa a los impactos sobre los recursos culturales. Aproximadamente el 75 por ciento de los componentes del proyecto de HECA están ubicados en zonas que se consideran sensibles por la presencia de sitios arqueológicos enterrados. Existen aproximadamente 21 recursos arqueológicos conocidos que requerirían medidas de mitigación a lo largo de la tubería de aguas de proceso propuesta. Hasta el momento, se ha identificado un mínimo de cinco recursos arqueológicos en el emplazamiento de la planta de Recuperación Optimizada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) que requerirían tomar medidas de mitigación. Es posible que se identifiquen recursos sensibles adicionales a medida que se presente información complementaria con anterioridad a la publicación de la Evaluación Final del Personal (FSA, por sus siglas en inglés) y la Declaración Final de Impacto Ambiental (FEIS, por sus siglas en inglés).

Justicia Ambiental

El **Cuadro 1 de Factores Socioeconómicos** identifica una población protegida por la justicia ambiental en la zona de amortiguación que rodea la central de HECA y la operación asociada de EOR del Yacimiento de Petróleo Elk Hills. Hasta el momento, varios miembros del equipo técnico han identificado impactos significativos derivados de la construcción y operación del proyecto de HECA propuesto, con inclusión de la operación de EOR relacionada. El personal no cuenta con la información necesaria para determinar si esos impactos se pueden mitigar hasta un nivel menos que significativo. En caso de no ser posible, algunos o todos esos impactos podrían tener efectos negativos o desproporcionados sobre una población protegida por la justicia ambiental. El personal ha solicitado la información que necesita para completar su análisis de impacto para incluirlo en el documento de FSA/FEIS.

El proyecto de HECA puede implicar el aumento del uso de la central de transbordo de carbón de Wasco, que provocaría impactos relacionados con la calidad del aire, la salud pública, y el tránsito y el transporte, entre otros. La necesidad potencial de ampliación y mejoras de la central de transbordo de carbón cercana a Wasco no se analizó en este documento de PSA/DEIS. El personal analizará estos impactos potenciales en el documento de FSA/FEIS. La **Tabla 2 de Factores Socioeconómicos** muestra que, al 1 de abril de 2010, existía un 86 por ciento de población minoritaria en Wasco. El personal evaluará si existe una población protegida por la justicia ambiental en las cercanías inmediatas de la central de transbordo que pudiera sufrir impactos negativos o desproporcionados. Además, el personal suministrará información actualizada en el documento de FSA/FEIS.

Aprovechamiento de Tierras

El proyecto de HECA produciría una pérdida de 495 acres (para su emplazamiento y para el tramo de ferrocarril) de Tierras Agrícolas de Primera (*Prime Farmland*) y Tierras Agrícolas de Importancia Estatal (*Farmland of Statewide Importance*). El proyecto requeriría la cancelación de contratos encuadrados en la Ley Williamson para su emplazamiento y para tierras asociadas con el tramo de ferrocarril. Se programó una audiencia pública con la Comisión de Planificación del Condado de Kern para el 13 de junio de 2013 en relación con una solicitud de cancelación de contrato encuadrado en la Ley Williamson. Se reprogramó una continuación de esta solicitud para su tratamiento por parte de la Comisión de Planificación del Condado de Kern con fecha 27 de junio de 2013. La decisión final sobre la solicitud de cancelación la tomará con posterioridad el Consejo de Supervisores del Condado de Kern. El tramo de ferrocarril propuesto requerirá que los cruces de ferrocarril tanto privados como públicos garanticen que no dividirán a la comunidad, lo que podría derivar en un impacto significativo. El personal está esperando recibir información adicional por parte del solicitante.

Tránsito y Transporte

El proyecto de HECA provocaría un aumento sustancial de la cantidad de vehículos circulantes en los caminos locales durante la construcción y operación.

Específicamente, durante su construcción, el proyecto sumaría un máximo diario de 615 viajes de trabajadores de la construcción, 25 entregas de camiones y 80 viajes de transporte de sedimentos, todos de ida y vuelta.

Se están considerando dos alternativas para el transporte de carbón a la central de HECA: 1) construir un tramo de ferrocarril o; 2) utilizar camiones para entregar carbón después de su transporte por ferrocarril desde New Mexico. Para la opción del tramo de ferrocarril (que figura como Alternativa 1 en la lista de la enmienda de la AFC), se construiría un tramo nuevo de ferrocarril industrial de 5 millas de longitud para conectar la central de HECA con la línea de ferrocarril existente del Valle de San Joaquín (San Joaquin Valley Railroad, SJVRR) en Buttonwillow. Este tramo de ferrocarril también se emplearía para transportar algunos de los productos de la central de HECA para su comercialización. Para la opción sin tramo de ferrocarril (que figura como Alternativa 2 en la lista de la enmienda de la AFC), se utilizaría una ruta de transporte para camiones de aproximadamente 27 millas de longitud compuesta por caminos existentes para transportar el carbón desde una instalación existente de transbordo y carga de carbón ubicada al noreste del emplazamiento del proyecto de HECA. Actualmente el solicitante pide que se certifiquen ambas opciones.

Si se opera utilizando el tramo de ferrocarril, el proyecto sumaría como máximo 51 viajes de ida y vuelta diarios para operaciones y tareas de mantenimiento, 71 para materiales de proceso y derivados, y 55 para entregas de materias primas. Sin utilizar el tramo de ferrocarril, el proyecto sumaría 51 viajes de ida y vuelta diarios para operaciones y tareas de mantenimiento, 133 para materiales de proceso y derivados, y hasta 400 para entregas de materias primas.

Impactos Visuales

La resolución preliminar del personal sobre la central de HECA indica que este proyecto probablemente traería como consecuencia impactos significativos sobre los recursos visuales que no se podrían mitigar.

Suministro de Agua

El solicitante calculó que el proyecto de HECA utilizaría 7,500 pies por acre de aguas subterráneas por año. Asimismo, considera que el agua posee un contenido alto de sólidos disueltos totales (TDS, por sus siglas en inglés) y, por lo tanto, es aceptable para su uso en procesos según la Resolución 75-58 de la Junta de Control de Recursos Hídricos del Estado (SWRCB, por sus siglas en inglés). Sin embargo, los granjeros locales sostienen que el agua subterránea es apta para usos beneficiosos más importantes, como el riego de las plantaciones de pistacho. El Distrito de Almacenamiento de Agua de Buena Vista (BVWSD, por sus siglas en inglés) desarrolló un Plan de Recuperación de Aguas Subterráneas Salobres (*Brackish Groundwater Remediation Plan*) que muestra que el proyecto de HECA podría cumplir una función

importante en su implementación. El personal no pudo confirmar que el plan para que el proyecto de HECA utilice estas aguas subterráneas tenga algún efecto beneficioso sobre la calidad del agua del acuífero. Es más, el personal cree que, dados los datos con que se cuenta, podría producirse un impacto significativo sobre la calidad del agua que afectaría a otros usuarios. Además, el personal concluyó que la tasa de extracción prevista para el campo de pozos (7,500 pies por acre anuales) puede superar el aumento del almacenamiento anual que se caracteriza por tendencias históricas del nivel de aguas. Esto implicaría un impacto significativo para el que no se han identificado medidas de mitigación. El solicitante y el BVWSD han indicado que existe información adicional que el personal todavía no ha considerado en su análisis. El personal solicitó esta información reiteradamente, pero hasta la fecha no la ha recibido.

El personal está investigando la factibilidad del enfriamiento en seco de la central, lo que reduciría la demanda de agua del proyecto en aproximadamente un 90 por ciento de la cantidad propuesta y podría reducir los costos de agua en alrededor de \$76,000,000 a lo largo de los 25 años de duración del proyecto. Dicho análisis podría mitigar los impactos potenciales de la extracción excesiva de agua y en la calidad del agua.

Manejo de los Residuos

Uno de los principales derivados del proyecto de HECA serán los sólidos de gasificación (carbón/coque de petróleo/cenizas y escoria de piedra caliza). El solicitante está investigando posibles mercados para comercializar cenizas y escoria, que incluyen la aplicación en asfalto, pulido con chorro de arena y otros usos industriales. Sin embargo, si no se ubica un mercado, esos derivados tendrán que enterrarse, lo que podría causar que el Condado de Kern excediera la tasa de residuos/reciclado aceptable según CalRecycle. El Condado de Kern ha solicitado una modificación a CalRecycle que eximiría a estos residuos de cumplir con el requisito, pero por el momento no se ha recibido una respuesta de parte de CalRecycle. Sería de utilidad lograr que, antes de la Evaluación Final del Personal, CalRecycle considerara si otorgaría o no la modificación. El solicitante está evaluando los aspectos económico y logístico del transporte en tren de las cenizas y la escoria a vertederos fuera del estado. No queda claro cómo afectaría esto el cumplimiento de los requisitos de CalRecycle por parte del Condado de Kern. Además, como resultado de actividades anteriores en el emplazamiento, pruebas analíticas y muestras de suelo recientes revelaron la existencia de concentraciones altas de hidrocarburos del petróleo y otras sustancias contaminantes. El personal recomienda que, antes de la publicación del documento de FSA/FEIS, el titular del proyecto desarrolle un Plan de Manejo de Suelos (SMP, por sus siglas en inglés) para describir los procedimientos a seguir durante la alteración del terreno, de modo que los trabajadores estén protegidos de la contaminación de los suelos a la que podrían resultar expuestos. El personal propone que se exija la Condición de Certificación **RESIDUO-1 (WASTE-1)** para garantizar que el solicitante implemente procedimientos para la manipulación y eliminación apropiada de los suelos contaminados.

ELABORACIÓN Y USO DE UN DOCUMENTO AMBIENTAL CONJUNTO

La Comisión de Energía tiene jurisdicción exclusiva para otorgar permisos para el emplazamiento de plantas de energía térmica de 50 megavatios (MW) o más y sus respectivas instalaciones en el estado de California. La Comisión de Energía también tiene la responsabilidad de garantizar el cumplimiento de la Ley de Calidad Ambiental de California (CEQA, por sus siglas en inglés) por medio de la administración de su programa regulatorio certificado y como agencia principal en el marco de la CEQA. Según el programa regulatorio certificado de la Comisión de Energía, este documento es el equivalente funcional de un Informe de Impacto Ambiental (EIR, por sus siglas en inglés), y examina los aspectos de ingeniería, medioambiente, salud y seguridad públicas del proyecto de HECA propuesto sobre la base de la información suministrada por el solicitante e información adicional independiente obtenida de otras fuentes durante la elaboración del documento de PSA/DEIS.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) propone ofrecer asistencia financiera a Hydrogen Energy California, LLC para diseñar, construir e implementar la operación modelo de la central de HECA. El DOE eligió el proyecto de HECA para recibir fondos por medio de un proceso competitivo en el marco de la tercera ronda del programa Iniciativa de Energía de Carbón Limpia (CCPI, por sus siglas en inglés). Debido a que el DOE sugiere otorgar fondos al proyecto de HECA, la acción propuesta por ese organismo está sujeta al proceso que establece la Ley Nacional de Políticas Ambientales (NEPA, por sus siglas en inglés) que, en este caso, requiere la elaboración de un Borrador de Declaración de Impacto Ambiental (DEIS, por sus siglas en inglés) seguido de una Declaración Final de Impacto Ambiental (FEIS, por sus siglas en inglés).

El personal de la Comisión de Energía y el DOE cooperaron entre sí para completar una evaluación del diseño de ingeniería del proyecto y para identificar los impactos potenciales sobre el medioambiente, la salud y la seguridad públicas, así como también para determinar si el proyecto cumple con todas las leyes, ordenanzas, regulaciones y normas (LORS, por sus siglas en inglés) aplicables. Además, luego de identificar todos los impactos ambientales significativos potenciales, el personal de la Comisión de Energía recomienda la implementación de medidas de mitigación que se traducen en condiciones de certificación para la construcción, operación y eventual cierre del proyecto con el fin de cumplir con la CEQA.

Este documento de PSA/DEIS no es una decisión tomada por la Comisión de Energía ni por el Departamento de Energía; tampoco contiene conclusiones de la Comisión de Energía relacionadas con los impactos ambientales ni el cumplimiento del proyecto de los requisitos legales locales, estatales y federales. Este documento es un antecedente de la Evaluación Final del Personal (FSA) y de la Declaración Final de Impacto Ambiental (FEIS).

La Comisión de Energía y el personal del DOE realizarán un taller conjunto y público para tratar el documento de PSA/DEIS para recibir comentarios del público y de las agencias sobre el documento de PSA/DEIS después de su publicación. El taller sirve

para recibir comentarios de individuos y organizaciones, para identificar y resolver áreas de desacuerdo y para analizar los posibles pedidos de información adicional. Además, el personal del DOE y de la Comisión aceptarán comentarios sobre el documento de PSA/DEIS por lo menos durante 45 días luego de la publicación del aviso de disponibilidad del documento de PSA/DEIS por parte de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

Luego del cierre del período de comentarios sobre este documento de PSA/DEIS, el DOE y el personal de la Comisión de Energía elaborarán y publicarán el documento de FSA/FEIS. La FSA servirá como declaración formal del personal de la Comisión de Energía en las audiencias probatorias que llevará a cabo la Comisión de Energía con el fin de tratar este caso. El Comité llevará a cabo audiencias probatorias y considerará las recomendaciones que presenten el personal, el solicitante, los intervinientes, las agencias gubernamentales y el público antes de emitir una propuesta de decisión. Luego de un período de 30 días de recepción de comentarios y de una audiencia o audiencias públicas, la Comisión de Energía en pleno tomará una decisión final. El DOE también utilizará el documento de FSA/FEIS para informar su decisión sobre si otorgará o no financiamiento a Hydrogen Energy California, LLC. La decisión del DOE se anunciará en un Registro de Decisión (ROD, por sus siglas en inglés).

ANTECEDENTES DEL PROYECTO

La Solicitud de Certificación (AFC, por sus siglas en inglés) original (08-AFC-8) se presentó ante la Comisión de Energía el 31 de julio de 2008. En 2009, se presentó una AFC Revisada para reflejar un cambio del emplazamiento del proyecto a una ubicación alternativa. En 2011, SCS Energy California, LLC adquirió Hydrogen Energy California, LLC a sus anteriores propietarios. El 2 de mayo de 2012, SCS Energy, LLC presentó una Enmienda de la Solicitud de Certificación (08-AFC-8A) para reflejar varios cambios en el diseño original del proyecto.

La Enmienda de la AFC recibió un número de registro separado para distinguirla: 08-AFC-8A. La Enmienda de la AFC del proyecto sustituye todos los archivos anteriores de proceso previo (08-AFC-8).

UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto propuesto estaría ubicado en un emplazamiento de 453 acres (que se utiliza actualmente para la producción agrícola de alfalfa, algodón y cebolla). El solicitante cuenta con una opción (contrato) para la compra de 653 acres adicionales de tierras adyacentes al emplazamiento del proyecto, lo que permitiría el acceso y el uso de la tierra controlados. El emplazamiento del proyecto se ubicaría en un área no incorporada del Condado de Kern, alrededor de 7 millas al oeste del límite occidental de la ciudad de Bakersfield. El emplazamiento propuesto se encuentra a 1.5 millas al noroeste de la comunidad no incorporada de Tupman y alrededor de 4 millas al sureste de la comunidad no incorporada de Buttonwillow. Consulte el **Cuadro 1 de Descripción del Proyecto** para ver un mapa que muestra la ubicación del proyecto. Hay un canal de riego (California State Water Aqueduct) al sur, y el Yacimiento de Petróleo Elk Hills está

ubicado a aproximadamente 3 millas al suroeste del emplazamiento del proyecto. El proyecto tendría una tubería de gas natural de 13 millas de longitud, una tubería de agua potable de 1 milla de longitud, una línea de transmisión de 2 millas de longitud que se interconectaría con una estación de distribución nueva de Pacific Gas and Electric (PG&E) al este del emplazamiento del proyecto, una tubería de CO₂ de unas 3 millas de longitud, una tubería de agua de proceso de 15 millas de longitud y un tramo de ferrocarril de 5 millas de longitud.

El límite oeste de la Reserva Natural Estatal Tule Elk (Parque Estatal de California) está ubicado a aproximadamente 1,700 pies al este del emplazamiento del proyecto. Las viviendas residenciales más cercanas están ubicadas aproximadamente a 370 pies hacia el noroeste, 1,400 pies al este y 3,300 pies al sureste del emplazamiento del proyecto propuesto y a 4,000 pies hacia el norte.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de HECA usaría un sistema de energía de ciclo combinado de gasificación integrada para producir y vender electricidad, dióxido de carbono y fertilizante. El carbón y el coque de petróleo (un producto derivado de refinería) se gasificarían con oxígeno (obtenido de una unidad de separación de aire o ASU, por sus siglas en inglés) para producir gas de síntesis (*syngas*, en inglés). La proporción utilizada de carbón y coque de petróleo sería de alrededor del 75 por ciento y del 25 por ciento respectivamente. El gas de síntesis se purificaría mediante el uso de depuradores y absorbentes para eliminar cloruros, azufre, mercurio, partículas e impurezas. Por último, se le quitaría el dióxido de carbono al gas de síntesis, lo que daría lugar a un gas rico en hidrógeno.

Éste se combinaría con aire y se utilizaría como combustible en una central de ciclo combinado de turbina de combustión para producir electricidad (similar a una planta de ciclo combinado propulsada de gas natural) o se enviaría a un complejo de fabricación integrada para producir más de 1,000,000 de toneladas al año de fertilizante a base de nitrógeno. Dicho complejo fabricaría amoníaco anhidro y ácido nítrico para producir pastillas de urea y nitrato amónico-urea (UAN, por sus siglas en inglés). El amoníaco anhidro y el ácido nítrico sólo serían productos intermedios utilizados para producir fertilizantes y no se venderían como productos independientes.

El proyecto capturaría hasta el 90 por ciento del dióxido de carbono del flujo de gas de síntesis, que luego se canalizaría a un poco más de 3 millas del Yacimiento de Petróleo Elk Hills, donde sería utilizado por Occidental of Elk Hills, Inc. (OEHI) para la recuperación optimizada del petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). Este uso de CO₂ capturado podría dar lugar al eventual secuestro de alrededor de 2.6 millones de toneladas de CO₂ al año. Parte del CO₂ capturado y del nitrógeno de la unidad de separación de aire se utilizaría para fabricar fertilizante de urea y otros compuestos nitrogenados. Si bien OEHI ha afirmado que es capaz de utilizar tanto dióxido de carbono como pueda producir el proyecto de HECA, la duración declarada de las operaciones de OEHI (20 años) es más corta que el tiempo que propone operar el proyecto de HECA (25 años).

El proyecto propone generar entre 405 y 431 MW de energía eléctrica en bruto, o un promedio de 416 MW en bruto, y entre 151 y 266 MW de potencia neta después de tomar en cuenta las cargas de energía auxiliares del emplazamiento. Los valores menores corresponden a los períodos de producción máxima de fertilizante y los mayores, a los períodos de producción máxima de electricidad. Cuando se toman en cuenta la unidad de separación de aire y la electricidad usada por OEHI durante las operaciones de recuperación optimizada de petróleo (ambas son parte del proyecto según describe el solicitante), la generación neta de energía disponible para los consumidores de California baja a 52.5 MW de nueva capacidad eléctrica sumada a la red durante los períodos de producción máxima de electricidad. El proyecto consumiría una cantidad neta de 61.8 MW obtenidos de la red durante los períodos de producción máxima de fertilizantes. Estos valores netos de energía incluyen todas las fuentes de consumo y generación de energía del proyecto en su totalidad, lo que abarca el consumo de energía de la unidad de separación de aire de terceros y el consumo de energía que necesita OEHI para la compresión, inyección, recuperación y reinyección de CO₂ para la EOR y, en última instancia, para el secuestro de carbono.

El carbón sería transportado desde New Mexico en ferrocarril. El solicitante ha requerido la certificación de dos opciones para el transporte final hasta el emplazamiento del proyecto. Una de las opciones sería construir un tramo de ferrocarril de 5 millas de longitud, de manera que los trenes puedan ir directamente al emplazamiento del proyecto. La otra opción sería descargar el carbón, en la Central de Transbordo de Wasco, en camiones que realizarían 400 viajes de ida y vuelta por día para recorrer las 27 millas finales hasta el emplazamiento del proyecto. En cualquier caso, el coque de petróleo se enviaría en camiones desde la refinería de Santa María o desde otras refinerías ubicadas en California del Sur.

Además de la electricidad y el CO₂, se producirían otros productos como, por ejemplo, azufre líquido desgasificado, sólidos de gasificación y fertilizantes nitrogenados. Se prevé que la central de HECA genere un máximo de 850 toneladas diarias de sólidos de gasificación, 200 toneladas diarias de azufre, 2,800 toneladas diarias de nitrato amónico-urea (UAN) y 1,670 toneladas diarias de pastillas de urea. Las tasas reales de producción de estos productos intermedios y finales probablemente variarán según dicten las condiciones del mercado.

Los sólidos de gasificación se acumularían in situ (se podrían almacenar hasta 7 días en el lugar) y se pondrían a disposición para su reciclado adecuado o uso beneficioso en áridos para la fabricación de tejas y aditivos puzolánicos para concreto. Si estas opciones no estuvieran disponibles, la central de HECA desecharía estos sólidos según las leyes aplicables. El azufre de la materia prima se extraería y convertiría en un producto vendible, que se transportaría fuera del lugar por medio de camiones o ferrocarril. El UAN y las pastillas de urea también se exportarían por camión o ferrocarril.

Una parte del combustible rico en hidrógeno se usaría como materia prima para la unidad de síntesis de amoníaco, que tendría una capacidad de 2,000 toneladas diarias de amoníaco. Éste se utilizaría como intermediario para la producción de urea para la venta. La unidad de producción de urea del proyecto emplearía tecnología de producción de

pastillas, lo que convierte la colada de urea en pastillas de urea de alta calidad (gránulos sólidos pequeños). La unidad tendría una capacidad de unas 1,670 toneladas diarias.

El solicitante propone utilizar hasta 7,500 pies por acre anuales de aguas subterráneas adquiridas al Distrito de Almacenamiento de Agua de Buena Vista, lo que es una cantidad de agua significativamente mayor por megavatio de lo que insumen otros proyectos a los cuales la Comisión de Energía les ha otorgado licencias recientemente. Si bien el solicitante y el distrito consideran que esta agua es salobre, existen datos que confirman que se podría usar para otros fines más beneficiosos.

Para obtener más información detallada sobre el proyecto y sus componentes, consulte la **Descripción del Proyecto**.

EFFECTOS ACUMULATIVOS

El personal realizó una búsqueda exhaustiva de proyectos pasados, presentes y futuros razonablemente “previsibles” (consultar la **Lista de Proyectos Acumulativos, Tabla 14 de la sección Factores Socioeconómicos**). El personal revisó la información de seguimiento y los informes y las notificaciones ambientales disponibles de varias fuentes, con inclusión de los sitios web de las jurisdicciones local, regional y estatal. Además, solicitó a gerentes de proyecto de varias agencias públicas de California que compilaran una lista exhaustiva de proyectos pasados, presentes y futuros probables de la que surgió su lista de Proyectos Acumulativos. La **Tabla 1** que está más abajo presenta una lista general de proyectos que se consideran parte del escenario acumulativo de la central de HECA.

Las Pautas de la CEQA definen los impactos acumulativos como “dos o más efectos individuales que, cuando se los consideran en conjunto, son importantes o componen o aumentan otros impactos ambientales”. (Reglamentaciones del Código de California, título 14, § 15355.) Estas Pautas agregan:(a) “[l]os efectos individuales pueden ser cambios derivados de un proyecto único o de una serie de proyectos independientes” y (b) “[e]l impacto acumulativo de varios proyectos es el cambio ambiental a consecuencia del impacto incremental del proyecto cuando se le suma a otro proyecto estrechamente relacionado pasado, presente o futuro y razonablemente previsible. Los impactos acumulativos pueden derivarse de proyectos menores en lo individual, pero significativos en lo colectivo, que ocurran durante un cierto lapso de tiempo”. (Ibíd.)

Por consiguiente, en cada sección técnica de esta PSA, el personal determinó cuáles proyectos de la lista de Proyectos Acumulativos podrían provocar impactos específicos sobre su correspondiente área técnica.

Luego, empleando conjuntos de criterios exclusivos específicos de cada área, el personal evaluó si los efectos acumulativos resultaban significativos y, en caso de ser así, si la contribución del proyecto a ese efecto combinado sería “acumulativamente considerable”. Por lo tanto, este documento de PSA/DEIS identificará y analizará los impactos de todos los aspectos y de todas las fases del proyecto de HECA, con inclusión del efecto combinado que el proyecto propuesto tendrá en conjunción con otros proyectos.

Tabla 1 – Lista General de Proyectos Acumulativos de la Central de HECA

Nombre del Proyecto	Ubicación	Descripción
Abajo - Transmisión	Condado de Kern	Instalación de una tubería de 18 pulgadas de diámetro a lo largo de la avenida Abajo Avenue para conectar los tanques de agua de Sage Land y Santa Lucia.
Barren Ridge -Transmisión	Condado de Kern; Condado de Los Angeles	Ampliación de la Estación de Distribución Barren Ridge; construcción de la Estación de Distribución de Haskell Canyon; tendido de líneas de transmisión de 230 kV y reconducción de las líneas existentes.
Berry Petroleum – Inyección de Vapor	Condado de Kern	Construcción de una central de inyección de vapor cíclica para la recuperación optimizada de petróleo.
Refinería de biodiésel	Ciudad de Fresno	Construcción en tres etapas de una planta industrial de refinamiento de biodiésel.
Borax – Planta de Cogeneración de Reemplazo	Condado de Kern	Construcción de una planta de cogeneración de reemplazo con dos generadores de turbina alimentados con gas natural y un sistema de recuperación de vapor.
Tren de Alta Velocidad de California	Condado de Fresno; Condado de Kern; Condado de Los Angeles	Construcción de un sistema exclusivo de ferrocarril electrificado de alta velocidad. En caso de desarrollarse, los tramos de Merced a Palmdale podrían emplear trabajadores locales.
Calnev - Ampliación de Tubería	Condado de San Bernardino	Construcción de una tubería nueva de 16 pulgadas de diámetro y 233 millas de longitud.
Crystal Geyser – Planta de Embotellamiento	Condado de Inyo	Construcción de una planta de embotellamiento de agua con su correspondiente depósito y una serie de generadores de energía solar fotovoltaica en un área de 8.3 acres.
Fremont Valley - Conservación	Condado de Kern	Construcción de una planta de tratamiento y desinfección terciarios de aguas residuales.
Fresno - Tratamiento Terciario de Aguas	Ciudad de Fresno	Construcción de una planta de tratamiento y desinfección terciarios de aguas residuales.
Lehigh – Combustibles Alternativos	Condado de Kern	Instalación del equipo necesario para utilizar combustibles alternativos para suministrar calor para la producción cementera.
Centro de Energía Liberty	Condado de Kern	Construcción de una central de gasificación de 19.5 megavatios para complementar la producción actual de compostaje.
Northern Area Water	Condado de Kern	Conversión de los canales de tierra de 18 millas en una tubería de 25 millas en el Área de Servicio de Buttonwillow.
Red Rock - Reemplazo del Puente	Condado de Kern	Reemplazo del puente actual en la Ruta Estatal (SR, por sus siglas en inglés) 14 en Red Rock Canyon Wash.
Sierra View Hospital - Laboratorio	Ciudad de Porterville	Construcción de un laboratorio nuevo en el hospital.
Centro de Detención del Sheriff del Condado de Tulare	Condado de Tulare	Construcción de un centro de detención nuevo en el Condado de Tulare.

Fuentes: Condado de Fresno 2012, Condado de Kern 2012b, Condado de Kern 2012c, Condado de Kern 2012d, Oficina de Estudios Demográficos (OPR, por sus siglas en inglés) 2012.

Además de los proyectos enumerados más arriba, el personal identificó 132 proyectos de energía solar fotovoltaica y 11 proyectos de energía eólica que están previstos, propuestos o en desarrollo en el área de mercado laboral definida para el análisis de factores socioeconómicos a cargo del personal. Más de la mitad de los proyectos solares propuestos se ubicarían en el Condado de Kern, mientras que los restantes se ubicarían principalmente en el de Fresno. Los proyectos de energía fotovoltaica oscilan entre un MW o menos y 1,000 MW, en el caso del proyecto Kern Solar Ranch. La mayoría de los proyectos de energía eólica propuestos se ubicarían en el área este del Condado de Kern y varían en tamaño entre 40 y 750 MW.

COORDINACIÓN ENTRE LA AGENCIA Y EL PÚBLICO Y RELACIONES CON LA COMUNIDAD

La certificación de la Comisión de Energía reemplaza todo permiso requerido por agencias estatales, regionales o locales, así como agencias federales en la medida que lo permite la ley federal (Código de Recursos Públicos, §25500). Sin embargo, la Comisión de Energía recibe comentarios de, y colabora estrechamente con, otras agencias reguladoras que administran las leyes, ordenanzas, regulaciones y normas (LORS, por sus siglas en inglés) que pueden ser aplicables a los proyectos propuestos. Estas agencias pueden incluir, sin limitación, la Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU., el Servicio Federal de Pesca y Vida Silvestre de los EE. UU., el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los EE. UU., la Junta de Control de Recursos Hídricos del Estado, la Junta de Control de Calidad del Agua de Central Valley, el Departamento de Pesca y Vida Silvestre de California, el Consejo de Recursos Atmosféricos de California, la Comisión de Servicios Públicos de California, el Departamento de Conservación de California (con inclusión de la División de Petróleo, Gas y Recursos Geotérmicos), el Departamento de Parques y Recreación de California (con inclusión de la Oficina de Conservación Histórica), el Departamento de Control de Sustancias Tóxicas de California, el Distrito de Control de Contaminación del Aire del Valle de San Joaquín, el Distrito de Almacenamiento de Agua de Buena Vista y el Condado de Kern.

El 15 de mayo de 2012, el personal de la Comisión de Energía envió un aviso de recepción y una copia de la Enmienda de la Solicitud de Certificación del proyecto de HECA a una lista exhaustiva de todas las agencias locales, estatales y federales que administran las LORS aplicables al proyecto, así como a otras agencias que posiblemente estén interesadas en el proyecto propuesto y a las bibliotecas públicas. Asimismo, la notificación de recepción de la Enmienda de la AFC se envió a los propietarios de tierras dentro de los 1,000 pies del proyecto propuesto y a aquellos ubicados dentro de los 500 pies de distancia con respecto a las instalaciones lineales. Además de suministrar una notificación de recepción de la AFC, esos avisos suministraron una descripción breve del proyecto, un análisis del proceso de certificación de emplazamiento de la Comisión de Energía e información sobre los procedimientos para que las agencias y el público puedan presentar comentarios y participar en el proceso. El personal continúa procurando la cooperación y los comentarios de las agencias reguladoras que administran LORS aplicables al proyecto propuesto, así como también procura recibir comentarios del público. El 15 de mayo de 2012, el personal también envió por correo notificaciones para

informar a los funcionarios electos que la Comisión había recibido y ponía a disposición la solicitud 08-AFC-8A. Cada notificación incluía un enlace al sitio web del proyecto de HECA que administra la Comisión

(http://www.energy.ca.gov/sitingcases/hydrogen_energy/index.html).

El 19 de junio de 2012, el Departamento de Energía de los EE. UU. presentó en el *Boletín Oficial Federal* una Enmienda de la Notificación de Intención de Modificar el Alcance de la Declaración de Impacto Ambiental correspondiente al Proyecto de Gasificación Integrada en Ciclos Combinados de Energía a Hidrógeno de California.

BIBLIOTECAS

El 11 de mayo de 2012, el personal de la Comisión de Energía envió la Enmienda de AFC del proyecto de HECA (08-AFC-8A) a las bibliotecas de las ciudades de Taft, Tehachapi, Boron, Bakersfield y Buttonwillow. Además, la Enmienda de AFC se envió a las librerías estatales de Eureka, Fresno, Los Angeles, Sacramento, San Diego y San Francisco.

TALLERES ABIERTOS AL PÚBLICO

El personal de la Comisión de Energía llevó a cabo varios talleres abiertos al público para facilitar la participación de las agencias, de los intervinientes y del público. Además, estos talleres posibilitaron un análisis transparente e integral de varias cuestiones técnicas relacionadas con el proyecto propuesto y permitieron que el personal, las agencias y el público alcanzaran un nivel mayor de comprensión. La Comisión de Energía emitió notificaciones para anunciar todos esos talleres con por lo menos 10 días de anticipación a cada reunión. Esos talleres tuvieron lugar en las siguientes fechas:

El 20 de junio de 2012, el personal de la Comisión de Energía facilitó un taller sobre la Enmienda de la AFC (08-AFC-8A), las solicitudes de datos y el Plan de Vigilancia e Información y Verificación (MRVP, por sus siglas en inglés) revisado. El fin del taller fue permitir que el personal, el solicitante, los intervinientes, las agencias interesadas y el público pudieran analizar los distintos aspectos técnicos relacionados con la Enmienda de AFC del proyecto de HECA, con inclusión de, sin limitación, la descripción del proyecto; la calidad del aire; la captura y el almacenamiento de carbono; la coordinación entre agencias locales, estatales y federales; el tránsito y el transporte; los recursos hídricos y otros temas, según resultó necesario.

El 12 de julio de 2012, el DOE y la CEC mantuvieron una reunión conjunta que se anunció públicamente en la escuela primaria Elk Hills Elementary School, 501 Kern Street, Tupman, CA 93276. Para la Comisión de Energía, esa reunión constituyó su Visita al Emplazamiento y Audiencia Informativa, que brindó una oportunidad para que los miembros de la comunidad que residen en las cercanías del proyecto obtuvieran información sobre éste e incluyó una visita al emplazamiento y una presentación breve en el emplazamiento del proyecto propuesto.

El 27 de septiembre de 2012, el personal realizó un taller de respuesta a los datos recibidos que se anunció públicamente en Sacramento y analizó los temas de calidad del aire, gases de efecto invernadero, captura y almacenamiento de carbono, aprovechamiento de tierras, biología, recursos culturales, factores socioeconómicos, tránsito y transporte, salud y seguridad públicas, recursos visuales, salud pública, materiales peligrosos, residuos peligrosos, y recursos hídricos y del suelo. El solicitante, el DOE de los EE. UU., el Departamento de Pesca y Vida Silvestre de California, el Servicio Federal de Pesca y Vida Silvestre de los EE. UU., Sierra Club y el público participaron en el taller.

El 7 de noviembre de 2012, el personal realizó un taller de respuesta de datos que se anunció públicamente en Bakersfield con la participación del solicitante, los intervinientes y el público. Se analizaron la calidad del aire, los gases de efecto invernadero, la captura y el almacenamiento de carbono, el aprovechamiento de tierras, la biología, la salud y la seguridad públicas y los materiales peligrosos. Entre las agencias que participaron en el taller se encuentran: el Departamento de Pesca y Vida Silvestre de California, el Departamento de Conservación – División de Petróleo, Gas y Recursos Geotérmicos (DOGGR, por sus siglas en inglés) de California y el Condado de Kern.

El 20 de febrero de 2013, el personal de la Comisión de Energía llevó a cabo un taller de resolución de asuntos relacionados con el suministro de agua en las oficinas de la Comisión de Energía en Sacramento, California. Entre otros, asistieron el solicitante, el personal del Distrito de Almacenamiento de Agua de Buena Vista, los intervinientes, las agencias interesadas y el público.

Una vez que se haya publicado el documento de PSA/DEIS, se llevarán a cabo Talleres sobre la PSA y el DEIS (CEQA), Reuniones Públicas (NEPA) en Buttonwillow (Condado de Kern, California).

CONSULTA A COMUNIDADES LOCALES DE INDOAMERICANOS

El siguiente se propone como un registro narrativo de la consulta a los indoamericanos en relación con el proyecto. Se agregarán actualizaciones según sea adecuado con su correspondiente fecha. El equipo de la Comisión de Energía y el Departamento de Energía de los EE. UU. llevan una lista separada de participantes del proceso de consulta a los pueblos indoamericanos.

Tres entidades iniciaron la consulta a las comunidades de indoamericanos relacionada con el proyecto propuesto de HECA: URS Corporation (consultora del solicitante), el Departamento de Energía de los EE. UU. (DOE) y el personal de la Comisión de Energía.

URS se comunicó con la Comisión de Patrimonio Indoamericano de California en cuatro oportunidades entre 2008 y 2009 para solicitar una búsqueda en los registros del Archivo de Tierras Sagradas y una lista de contactos de indoamericanos (individuos y/u organizaciones) que podrían tener conocimiento de recursos culturales dentro del área de análisis del proyecto. La Comisión de Patrimonio Indoamericano suministró listas de individuos y organizaciones que podrían tener conocimiento de recursos culturales en el

área de análisis del proyecto. URS envió cartas a los contactos de las listas; éstas describían el proyecto propuesto y contenían un mapa que mostraba el proyecto propuesto. Se enviaron cartas a las partes identificadas el 14 de marzo de 2008, el 24 de junio de 2008 y el 1 de abril de 2009. Las cartas preguntaban si los destinatarios tenían alguna preocupación con respecto al proyecto propuesto o si deseaban dar su opinión sobre los recursos culturales del área de análisis del proyecto. URS también mantuvo correspondencia con los contactos de indoamericanos entre 2008 y 2010. Los indoamericanos recomendaron que se vigilaran los recursos culturales durante la construcción y que se elaborara un plan de vigilancia y un acuerdo sobre sepulturas.

El 10 de mayo de 2012, el DOE envió cartas de consulta a tres poblaciones indoamericanas que cuentan con reconocimiento federal para cumplir parcialmente con su obligación de consultar a comunidades indoamericanas según el Artículo 106 de la Ley Nacional de Conservación del Patrimonio Histórico, entre otras leyes, órdenes, regulaciones y pautas federales. Esos pueblos fueron los tejones, los tachi yokuts de Santa Rosa Rancheria y el del Río Tule. El pueblo de los tejones respondió por carta el 5 de junio de 2012 e indicó que no tenía conocimiento específico de la existencia de recursos culturales en el área del proyecto ni de ningún conflicto con el proyecto propuesto. Más adelante, el pueblo de los tejones indicó que estaba interesado en recibir más información sobre el proyecto propuesto (ver más abajo).

El personal de la Comisión de Energía consultó a individuos y pueblos indoamericanos sobre el proyecto de HECA propuesto. El personal obtuvo una lista de contactos de indoamericanos de parte de la Comisión de Patrimonio Histórico Indoamericano del Estado de California el 13 de junio de 2012. El personal envió cartas a estos 10 contactos (que representan ocho pueblos y organizaciones de pueblos indoamericanos) el 21 de junio de 2012. Las cartas describían brevemente el proyecto propuesto, esbozaban el proceso de revisión de emplazamiento de la Comisión de Energía e invitaban a enviar comentarios e información sobre los recursos culturales. El 17 de julio de 2012, el personal se reunió con la Dra. Donna Begay, entonces jefa de los tūbatulabal del Valle de Kern, para analizar las preocupaciones de su comunidad con respecto al proyecto propuesto. El personal también sostuvo conversaciones telefónicas con varios indoamericanos y con personal del DOE.

El intercambio de correspondencia entre el personal, las comunidades indoamericanas y el DOE finalizó con una reunión el 26 de septiembre de 2012 en la que se evaluó el área de recuperación optimizada de petróleo Elk Hills. Asistieron a la reunión el personal de la Comisión de Energía, miembros del pueblo indoamericano de los tejones, personal del DOE y personal de Occidental of Elk Hills. El fin de la reunión era que ese pueblo se familiarizara con el emplazamiento de la planta de recuperación optimizada de petróleo propuesta, el proyecto de HECA propuesto en su conjunto y que se analizaran las inquietudes de la comunidad. Si bien el pueblo de los tejones no brindó información sobre recursos culturales específicos en el área de análisis del proyecto, la comunidad indicó que le preocupaba el daño potencial del proyecto propuesto a sitios arqueológicos y restos humanos de indoamericanos. Todas las partes presentes analizaron el nivel de esfuerzo necesario para identificar recursos culturales en el área de recuperación optimizada de petróleo propuesta de Occidental

of Elk Hills. Además, la comunidad tejona solicitó información sobre cómo podía continuar participando en el proceso de revisión del emplazamiento.

Durante las semanas del 8 al 15 de octubre de 2012, el personal envió por correo paquetes de información a las comunidades y a los individuos indoamericanos que solicitaron continuar participando en el proceso de revisión del emplazamiento. Se enviaron paquetes a la comunidad tejona, a los tachi yokuts de Santa Rosa Rancheria, a los tejones de Kitanemuk y Yowlumne y a Ron Wermuth. Esos paquetes contenían información sobre cómo participar en el proceso de emplazamiento, descripciones del proyecto y mapas relacionados.

El DOE sostuvo una conversación telefónica de seguimiento con los tejones el 3 de octubre de 2012 durante la cual esta comunidad indoamericana informó que requeriría a la Comisión de Energía los mapas confidenciales de recursos arqueológicos. El personal todavía no recibió las solicitudes específicas.

Los participantes de las reuniones figuran en los archivos de la Comisión de Energía y del DOE.

OFICINA DEL CONSEJERO PÚBLICO DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA

El programa de extensión comunitaria de la Comisión de Energía también es facilitado por la Oficina del Consejero Público (PAO, por sus siglas en inglés), que lleva adelante un proceso continuo y sistemático de relaciones con la comunidad. El solicitante y otras partes también organizan actividades de esta índole. La PAO garantiza una participación plena y adecuada del público en el proyecto de HECA por medio de una variedad de actividades que incluyen:

- asesorar a los grupos interesados y al público sobre cómo participar;
- solicitar a las organizaciones que publiquen anuncios de interés público;
- distribuir notificaciones sobre la recepción por parte de la Comisión de Energía de la Enmienda de la Solicitud de Certificación (AFC) de HECA; y
- publicar avisos en los periódicos locales y distribuir notificaciones bilingües sobre la Visita Pública al Emplazamiento y Audiencia Informativa/Reunión Informativa de Alcance del Proyecto organizada por el DOE que se realizó el 12 de julio de 2012 en la escuela Elk Hills School de Tupman (Condado de Kern), California.

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS

El personal de la Comisión de Energía intentó por todos los medios responder a todos los comentarios relativos al proyecto propuesto recibidos hasta la fecha. Sin embargo, mientras se concluye este documento para su publicación, no es posible actualizarlo continuamente para responder a los comentarios que todavía se están recibiendo. Por lo tanto, todo comentario ya presentado pero que no se aborde en este documento se tratará en la sección técnica correspondiente del documento de FSA/FEIS. Todos los

comentarios recibidos en respuesta a la Notificación de Intención del DOE se han abordado como una parte estándar del análisis o se consideraron, difundieron y analizaron dentro del documento de PSA/DEIS. Consulte el **Apéndice 1** anexo del Documento de Síntesis para obtener una lista de todos los comentarios recibidos y abordados dentro del documento de PSA/DEIS. Se pueden encontrar respuestas en la subsección de "Respuesta a Comentarios" de las secciones más técnicas. El documento de FSA/FEIS también contendrán respuestas del personal a todos los comentarios presentados en el documento de PSA/DEIS hasta el final del período de recepción de comentarios públicos notificado.

JUSTICIA AMBIENTAL

La ley de California define la justicia ambiental como "el tratamiento justo de personas de cualquier raza, cultura y nivel de ingresos con respecto al desarrollo, la adopción, la implementación y el cumplimiento de leyes, regulaciones y políticas ambientales" (Código de Gobierno, Artículo 65040.12, y Código de Recursos Públicos, Artículo 72000).

Todos los departamentos, Juntas, Comisiones, Juntas Protectoras y Programas Especiales de la Agencia de Recursos Naturales de California deben considerar la justicia ambiental en su proceso de toma de decisiones si sus acciones tendrán un impacto sobre el medioambiente y sobre las leyes o políticas ambientales. El tipo de acciones de las que se ocupa la justicia ambiental son, por ejemplo:

- adoptar regulaciones;
- hacer cumplir leyes o regulaciones ambientales;
- tomar decisiones discrecionales o tomar medidas que afecten al medioambiente;
- otorgar fondos para actividades que afecten el medioambiente e
- interactuar con el público sobre asuntos ambientales.

Al considerar la justicia ambiental en los casos de emplazamiento de centrales de energía, el personal utiliza un análisis de reconocimiento demográfico para determinar si existe una población de bajos ingresos y/o una minoría en el área potencialmente afectada del emplazamiento propuesto. El reconocimiento demográfico se basa en la información contenida en dos documentos: Justicia Ambiental: Guía según la Ley Nacional de Políticas Ambientales (*Environmental Justice: Guidance Under the National Environmental Policy Act*) del Consejo sobre Calidad Ambiental, diciembre, 1997) y Guía para la Incorporación de los Aspectos de Justicia Ambiental en los Análisis de Cumplimiento de la EPA (*Guidance for Incorporating Environmental Justice Concerns in EPA's Compliance Analyses*) de la Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU., abril, 1998). Debido al cambio de las fuentes y los métodos de recolección de datos utilizados por la Oficina del Censo de los EE. UU., el proceso de reconocimiento se basa en los datos del Censo del Año 2010 de los EE. UU. para determinar la cantidad de poblaciones de minorías y en los datos de la Encuesta de Comunidades Estadounidenses 2007-2011 (ACS, por sus siglas en inglés) para calcular la población que se encuentra por debajo del nivel de pobreza. El reconocimiento demográfico del

personal está diseñado para determinar la existencia de una minoría o una población por debajo del nivel de pobreza o ambas dentro del área del proyecto propuesto.

El documento Justicia Ambiental: Guía según la Ley Nacional de Políticas Ambientales define a los individuos de minorías como miembros de los siguientes grupos: indoamericanos o nativos de Alaska; asiáticos o isleños del Pacífico; negros que no sean de origen hispano; o hispanos. Se considera que una población es minoritaria cuando ésta se encuentra en el área potencialmente afectada y es:

1. mayor al 50 por ciento;
2. o cuando el porcentaje de población minoritaria del área es significativamente mayor que el porcentaje de población minoritaria dentro de la población general o de otra unidad de análisis demográfico pertinente.

Además del análisis de reconocimiento demográfico, el personal y el DOE siguen los pasos que recomiendan los documentos de guía de la EPA de los EE. UU. sobre ayuda y relaciones con la comunidad; y, si se justifica, un examen detallado de la distribución de los impactos según cada segmento de población.

El personal y el DOE han cumplido con cada uno de los pasos anteriores para las siguientes trece secciones de la PSA: **Calidad del Aire, Recursos Culturales, Manejo de Materiales Peligrosos, Aprovechamiento de Tierras, Ruidos y Vibraciones, Salud Pública, Factores Socioeconómicos, Recursos Hídricos y del Suelo, Suministro de Agua, Tránsito y Transporte, Seguridad e Inconvenientes de la Línea de Transmisión, Recursos Visuales y Manejo de Residuos**. En el transcurso del análisis de cada una de estas disciplinas técnicas, el personal consideró los impactos potenciales y sus correspondientes medidas de mitigación. Además, analizó si se produciría un impacto significativo que afectara a una población protegida por la justicia ambiental.

Para evaluar la presencia potencial de una población cubierta por la justicia ambiental en el área del proyecto, el personal primero calculó dos radios que comprenden áreas equivalentes a 6 millas desde los puntos centrales del emplazamiento de la planta de energía de HECA y del emplazamiento de la planta de procesamiento de CO₂, respectivamente. Luego el personal fusionó los dos radios para crear una zona de amortiguación combinada. La **Tabla 2 de Factores Socioeconómicos** muestra los datos de la población minoritaria dentro de la zona de amortiguación, así como también los de una variedad de comunidades vecinas y de una serie de geografías comparativas.

Según el más reciente censo decenal, la población residente de 2010 de los bloques censales dentro de la zona de amortiguación era de 3,663 personas. La población minoritaria era de 1,850 personas, lo que equivalía a aproximadamente el 51 por ciento de la población total.

Los centros poblacionales destacados ubicados dentro de la zona de amortiguación incluyen Buttonwillow, Dustin Acres, Tupman y Valley Acres. Buttonwillow tenía una población total de 1,508 y una minoritaria de 1,254, lo que equivale a prácticamente el

83 de población minoritaria. Dustin Acres tenía una población total de 652, y una minoritaria de 159, o alrededor del 24 por ciento. Tupman tenía una población más pequeña de 161 residentes, y una minoritaria de 22, lo que equivale al 14 por ciento aproximadamente. Valley Acres tenía una población total de 527, y una minoritaria de 148, o alrededor del 28 por ciento.

Otras comunidades destacadas ubicadas en el área general del proyecto incluyen Bakersfield, Derby Acres, Fellows, Ford City, Maricopa, McKittrick, South Taft, Taft, Taft Heights y Wasco. De estas, Bakersfield tenía un porcentaje de población minoritaria del 62 por ciento, mientras que Ford City tenía un 50 por ciento y Wasco prácticamente un 86 por ciento. El Condado de Kern en su conjunto exhibía una población minoritaria equivalente a más del 61 por ciento de su población total. El emplazamiento del proyecto de HECA y el de la planta procesadora de CO₂ están ubicados dentro de dos Divisiones Censales del Condado (CCD, por sus siglas en inglés) distintas. La CCD de Buttonwillow tenía una población minoritaria de prácticamente el 67 por ciento, mientras que la de West Kern era de alrededor del 36 por ciento. La **Tabla 2 de Factores Socioeconómicos** suministra datos adicionales de estas geografías para fines comparativos.

La cuestión de las poblaciones que se encuentran por debajo del nivel de pobreza se analiza en la sección de Factores Socioeconómicos. La **Tabla 3 de Factores Socioeconómicos** muestra estimaciones de la población que vive por debajo del nivel de pobreza que se obtuvieron de las Estimaciones Quinquenales de la ACS 2007-2011. Según esos datos, aproximadamente 1,390 personas de las secciones censales combinadas que cruzan la zona de amortiguación del proyecto, alrededor del 21 por ciento, vivían por debajo el umbral federal de pobreza entre 2007 y 2011.

Debido a que la población minoritaria ubicada dentro del área de amortiguación era mayor al 50 por ciento de la población total, el personal y el DOE concluyeron que la población minoritaria ubicada dentro de la zona de amortiguación constituye una población protegida por la justicia ambiental, según se definió anteriormente. La construcción y operación del proyecto de HECA propuesto, con inclusión de la operación de EOR asociada, podría por lo tanto producir impactos negativos y desproporcionados sobre una población cubierta por la justicia ambiental. Consultar cada sección técnica para identificar si el proyecto tendría impactos significativos imposibles de mitigar sobre la población cubierta por la justicia ambiental que se identificó anteriormente.

DECLARACIÓN DE SÍNTESIS DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA

Preámbulo

Ley Nacional de Políticas Ambientales (NEPA)

PROPÓSITO Y NECESIDAD DE INTERVENCIÓN DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA

Este capítulo presenta la Acción Propuesta del Departamento de Energía (DOE), describe el propósito y la necesidad de la intervención del DOE y resume el alcance del análisis del DOE según la NEPA que se presenta en este documento de Evaluación Preliminar del Personal y Borrador de Declaración de Impacto Ambiental (PSA/DEIS) . Esta sección también resume el proceso del DOE, los objetivos del proyecto y el proceso de evaluación pública de la magnitud del proyecto que se llevó a cabo para elaborar este documento de PSA/DEIS.

PRESENTACIÓN

El DOE propone otorgar asistencia financiera a Hydrogen Energy California, LLC (HECA) para este proyecto propuesto (el "proyecto"), que implementaría un modelo de planta con tecnología de gasificación integrada en ciclos combinados (IGCC, por sus siglas en inglés) con captura de carbono en una central nueva de generación de electricidad en el Condado de Kern, en California. El DOE ha elaborado este documento de PSA/DEIS según la NEPA (42 Código de los Estados Unidos [U.S.C.] §§ 4321 et seq.), las regulaciones que implementan la NEPA promulgadas por el Consejo de Calidad Ambiental (Título 40, Código de Regulaciones Federales [C.F.R.] Partes 1500–1508) y los procedimientos del DOE según la NEPA (10 C.F.R. Parte 1021). Este documento de PSA/DEIS describe los impactos ambientales potenciales asociados con la acción propuesta por el DOE (otorgar asistencia financiera), el proyecto en sí mismo (con inclusión de los aspectos del proyecto que el DOE no financiaría) y alternativas y opciones para el proyecto, con inclusión de la Alternativa de No Acción. El DOE utilizará este documento de PSA/DEIS para informar de su decisión acerca de si otorgará asistencia financiera para la construcción e instalación de una planta modelo del proyecto y, en caso de hacerlo, si debería imponer medidas de mitigación ambiental como condición de su asistencia financiera para estas actividades.

HECA construiría su planta de producción de fertilizantes y generación de electricidad en un emplazamiento en el Condado de Kern que actualmente se utiliza para la agricultura. El emplazamiento de 1,106 acres (453 acres de los cuales se utilizarían para el proyecto y 653 acres se destinarían para una zona de amortiguación controlada) se encuentra en el área centro sur de California, cerca de la comunidad no incorporada de Tupman, a unas 7 millas al oeste del límite occidental de la ciudad de Bakersfield. La topografía del emplazamiento es relativamente llana, un terreno bajo con colinas suaves que se levantan de sureste a noroeste. El emplazamiento y las áreas vecinas se utilizan para la agricultura, lo que incluye cultivos de algodón, alfalfa y cebollas. La central de HECA capturaría aproximadamente el 90 por ciento del dióxido de carbono (CO₂) producido por el proceso de gasificación. La mayor parte de ese CO₂ capturado se transportaría por medio de una tubería nueva a un yacimiento petrolero cercano propiedad de Occidental of Elk Hills, Inc. (OEHI), en donde se produciría su secuestro por medio del uso de recuperación optimizada de petróleo (EOR). HECA emplearía una pequeña parte del CO₂ capturado para producir un fertilizante de urea y otros compuestos nitrogenados.

INICIATIVA DE ENERGÍA DE CARBÓN LIMPIA

Desde los comienzos de la década de 1970, el DOE y sus agencias predecesoras han

llevado a cabo investigaciones y programas de desarrollo que incluyen proyectos de gran escala y alta complejidad técnica con el fin de estimular la innovación en el campo de una amplia variedad de tecnologías de carbón por medio de la etapa de prueba de concepto. Sin embargo, ayudar a que una tecnología alcance la etapa de prueba de concepto no garantiza la continuación de su desarrollo ni su comercialización. Antes de que se pueda considerar seriamente una tecnología para su comercialización, se debe implementar un modelo a una escala que sea suficiente para probar su confiabilidad y capacidad competitiva económica. El riesgo financiero asociado con tales proyectos modelo de gran escala es con frecuencia demasiado alto para que el sector privado lo asuma sin que haya incentivos fuertes.

El programa Iniciativa de Energía de Carbón Limpia (CCPI) se instauró en 2002 como una asociación entre el gobierno y el sector privado para implementar la recomendación del presidente Bush referida a la Política Nacional de Energía para aumentar la inversión en tecnología de carbón limpia. Por medio de acuerdos cooperativos con sus socios del sector privado, el programa fomenta el uso de tecnologías de carbón limpias para su comercialización. Estas tecnologías implican mejoras en la combustión, avances en los sistemas de control, diseño de gasificadores, reducción de la contaminación (con inclusión de la disminución de gases de efecto invernadero), aumento de la eficiencia y procesamiento de combustible, entre otros aspectos.

El Congreso estableció criterios para que los proyectos reciban asistencia financiera en el marco de este programa en el Título IV de la Ley de Política Energética (EPACT, por sus siglas en inglés) de 2005 (Pub. L. 109-58). En el marco de este estatuto, los proyectos de CCPI deben “estimular la eficiencia, el desempeño ambiental y los costos competitivos mucho más allá del nivel de tecnologías que se comercializan actualmente” (Pub. L. 109-58, § 402(a)). En febrero de 2009, la Ley de Reinversión y Recuperación de los Estados Unidos (ARRA, por sus siglas en inglés) de 2009 (Pub. L. 111-5, 123 Stat. 115 (17 de feb. de 2009) asignó \$3.4 mil millones al DOE para el “Desarrollo y la Investigación de Energía de Combustibles Fósiles”; el Departamento está utilizando una parte importante de esos fondos para otorgar asistencia financiera a proyectos de CCPI.

El programa de CCPI del DOE selecciona proyectos surgidos de la asociación entre el gobierno y el sector privado por medio de un proceso competitivo abierto. Entre los socios potenciales del sector privado se pueden encontrar desarrolladores de tecnologías, prestadores de servicios públicos y productores de energía, corporaciones de servicios, firmas de investigación y desarrollo, desarrolladores de software y asociaciones académicas, entre otros. El DOE publica anuncios de oportunidades de financiación que especifican los tipos de proyectos que está buscando e invita a que se presenten solicitudes. Las solicitudes se revisan según los criterios que se especifican en el anuncio de oportunidad de financiación; esos criterios incluyen aspectos técnicos, financieros y ambientales, entre otros. El DOE elige los proyectos que resultan más prometedores luego de su evaluación según esos criterios y firma un acuerdo de cooperación con el solicitante. Esos acuerdos establecen los objetivos del proyecto, las obligaciones de las partes y otras características de la asociación. Los solicitantes deben aceptar asumir por lo menos el 50 por ciento del costo de su proyecto; para la

mayoría de los proyectos de CCPI, la parte del costo del solicitante será mucho mayor si el proyecto se concreta.

Hasta la fecha, el programa de CCPI llevó a cabo tres rondas de invitaciones y selección de proyectos. La primera ronda buscó proyectos modelo de tecnologías de avanzada para la generación de energía, mejoras de la eficiencia de las plantas, aspecto económico y comportamiento ambiental. La segunda ronda invitó a los solicitantes a presentar proyectos modelo con mejoras en los controles de mercurio y en la tecnología de gasificación. La tercera ronda, que el DOE llevó a cabo en dos fases, buscó proyectos modelo con respecto a tecnologías de avanzada de generación de electricidad a partir de carbón con captura y secuestro (o uso beneficioso) de las emisiones de dióxido de carbono. El objetivo principal del DOE para los proyectos de la tercera ronda era realizar una demostración de tecnologías a una escala comercial y en un contexto comercial que puedan: (1) operar al 90 por ciento de eficiencia en cuanto a la captura de CO₂; (2) avanzar hacia la captura y el secuestro a menos del 10 por ciento de aumento del costo de la electricidad en el caso de los sistemas de gasificación y a menos del 35 por ciento en el caso de los sistemas de combustión y oxidación; y (3) avanzar hacia la captura y el secuestro del 50 por ciento de la producción de CO₂ de la central a una escala suficiente como para evaluar los impactos totales de la tecnología de captura de carbono sobre las operaciones, la economía y el rendimiento de una planta generadora.

El proyecto de HECA fue uno de los dos seleccionados en la primera fase de la Ronda 3. El DOE firmó un acuerdo de cooperación con HECA el 30 de septiembre de 2009 y comenzó el proceso que prevé la ley NEPA. HECA ya había comenzado a solicitar las autorizaciones regulatorias requeridas para el proyecto, con inclusión de la certificación por parte de la Comisión de Energía y los permisos ambientales de otras agencias antes de que este proyecto resultara seleccionado para recibir la asistencia financiera del DOE. Continuó solicitando esos permisos y autorizaciones hasta el 2 de septiembre de 2011, cuando SCS Energy California LLC (SCS Energy) adquirió HECA a BP Alternative Energy North America Inc. (BP) y Rio Tinto Hydrogen Energy LLC (Rio Tinto). Debido a que SCS Energy tenía la intención de introducir varias modificaciones en el proyecto –con inclusión del agregado de la capacidad de producción de fertilizante– se suspendieron la aplicación de la NEPA y de los procesos regulatorios hasta que HECA presentó una Enmienda de la Solicitud de Certificación (AFC) ante la Comisión de Energía el 2 de mayo de 2012.

LA ESTRATEGIA DEL DOE PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY NEPA

En cumplimiento de la NEPA, los responsables de tomar decisiones del DOE utilizarán este documento de PSA/DEIS para informar su decisión acerca de si otorgan asistencia financiera para el diseño detallado, la construcción y la operación del proyecto. Este documento de PSA/DEIS evalúa los impactos ambientales de las alternativas y de las acciones relacionadas y suministra un medio para que el público participe en el proceso de toma de decisiones.

El DOE desarrolló una estrategia general para el cumplimiento de la NEPA y para su

programa de CCPI compatible con las regulaciones de la CEQ (40 Código de Regulaciones Federales [CFR] 1500 a 1508) y las regulaciones del DOE (10 CFR 1021). La estrategia comprende dos etapas principales. El primer paso consiste en una invitación abierta y un proceso de selección competitivo para obtener un conjunto de proyectos que satisfagan las necesidades del programa de la mejor manera. Las solicitudes se revisan para verificar si cumplen con una serie de requisitos básicos que define el programa. El conjunto de solicitudes que cumplen con los requisitos obligatorios para ser elegidas constituye el abanico de alternativas razonables del que dispone el DOE para cumplir con el propósito y las necesidades del programa. En reconocimiento de que el abanico de alternativas razonables en el contexto de programas competitivos de asistencia financiera resulta determinado en gran medida por la cantidad y la naturaleza de las propuestas presentadas ante el DOE para su estudio, el artículo 216 de las regulaciones del DOE según la NEPA requiere que el Departamento elabore una “crítica ambiental” que evalúe los impactos y las cuestiones ambientales relacionadas con cada una de las propuestas que el funcionario del DOE a cargo de la selección considere para una adjudicación. Ver 10 C.F.R. § 1021.216. Al decidir una adjudicación, este funcionario considera estos impactos y cuestiones, junto con otros aspectos de las propuestas (tales como méritos y capacidad financiera) y los objetivos del programa. El DOE elaboró una crítica de las propuestas que se consideraron adecuadas para esta ronda de adjudicaciones relacionadas con el programa CCPI. Debido a que esta crítica contiene información comercial confidencial, no se pone a disposición del público; se incluye una sinopsis de la crítica en el **Apéndice 1** de los **Documentos del Departamento de Energía de los EE. UU.**, ubicado en la sección 7-1 del documento de PSA/DEIS.

El segundo elemento de la estrategia del DOE con respecto a la NEPA consiste en elaborar una evaluación más detallada desde el punto de vista de la NEPA para cada proyecto seleccionado. Para este proyecto, el DOE determinó que otorgar asistencia financiera para el proyecto propuesto constituiría una acción federal importante que podría influir significativamente en la calidad del medio humano. Por lo tanto, el DOE preparó este documento de PSA/DEIS para evaluar los impactos potenciales de la acción propuesta sobre el medio humano y las alternativas razonables. El DOE ha utilizado información suministrada por HECA para el proyecto propuesto, así como también otra provista por agencias gubernamentales federales y del estado, por expertos en la materia y por otras fuentes. Este documento de PSA/DEIS se ha elaborado según el Artículo 102(2)(C) de la NEPA y su implementación según las regulaciones promulgadas por CEQ (40 CFR 1500 a 1508) y según estipulan las regulaciones del DOE para el cumplimiento de la NEPA (10 CFR 1021).

El DOE publicó la Notificación de Intención (NOI, por sus siglas en inglés) original para elaborar una Declaración de Impacto Ambiental (EIS, por sus siglas en inglés) para este proyecto en el Boletín Oficial Federal el 6 de abril de 2010 (75 FR 17397). Asimismo, el DOE publicó la Enmienda de Notificación de Intención (ANOI, por sus siglas en inglés) en el Boletín Oficial Federal el 19 de junio de 2012 (77 FR 36519). El 12 de julio de 2012, se llevó a cabo una reunión pública para evaluar el alcance del proyecto en la escuela primaria Elk Hills Elementary School en Tupman, California, y se aceptaron comentarios hasta el 3 de agosto de 2012 (una semana después del 27 de julio de 2012, la fecha de

cierre del período de recepción de comentarios).

Alcance del Análisis del DOE según la NEPA

El documento de PSA/DEIS informará la decisión del DOE sobre si suministrar asistencia financiera en el marco de su Programa de CCPI para la construcción e instalación modelo del proyecto de HECA, cuyo costo aproximado de capital se ha calculado en más de \$4 mil millones. La asistencia financiera (o la “participación en el costo”) se limitaría a \$408 millones, lo que representa alrededor del 10 por ciento del costo total del proyecto. La asistencia financiera también se limita a determinados aspectos de las plantas de producción y generación de energía, y de la captura y secuestro de carbono. El documento de PSA/DEIS evalúa los impactos potenciales de la acción propuesta por el DOE, el proyecto propuesto por HECA y todas las medidas relacionadas, los impactos acumulativos y las alternativas razonables a la acción propuesta por el DOE.

Acciones Relacionadas y Acumulativas

En el marco del acuerdo de cooperación entre el DOE y HECA, el Departamento compartiría los costos del gasificador, de los sistemas de limpieza del gas de síntesis, de la turbina de combustión, del generador de vapor, de la turbina de vapor, de la planta de producción de fertilizante, de las instalaciones y la infraestructura de apoyo, y una fase de demostración durante la que el proyecto utilizaría CO₂ capturado para la Recuperación Optimizada de Petróleo (EOR). En el marco de este acuerdo, el DOE no participaría en el costo de la unidad separadora de aire, ni en el de las plantas de secuestro y EOR con CO₂, ni tampoco en otras instalaciones determinadas. Por consiguiente, el proceso de aplicación de la NEPA del DOE considera estos aspectos del proyecto de HECA como acciones relacionadas. Los impactos de estas acciones relacionadas se evalúan de la misma manera que los impactos de las partes que componen el proyecto financiado por el DOE.

Además de los impactos del proyecto y de sus acciones relacionadas, el análisis del DOE de los impactos acumulativos tales como las emisiones de gas de efecto invernadero y el calentamiento global, otras emisiones al aire y otros impactos incrementales que, cuando se suman a impactos pasados, presentes y futuros razonablemente previsibles, pueden provocar efectos significativos sobre el medio humano, se analizan aparte en la sección de Secuestro de Carbono y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de este documento.

PROPÓSITO Y NECESIDAD

El propósito y la necesidad de la intervención del DOE –suministrar asistencia financiera limitada para la construcción y operación del proyecto de HECA– es estimular el programa de CCPI del DOE por medio de la financiación de proyectos que tengan las mejores oportunidades de alcanzar el objetivo del programa según lo estableció el Congreso. El objetivo del programa de CCPI es la comercialización de tecnologías de carbón limpias que mejoren la eficiencia, el comportamiento ambiental y la competitividad desde el punto de vista del costo bastante más allá de las tecnologías

que se comercializan actualmente.

El DOE seleccionó el proyecto de HECA propuesto en el marco del programa de CCPI como uno más entre una cartera de proyectos. Esa cartera representa la selección de proyectos más adecuada para satisfacer los objetivos del programa de CCPI y cumplir con los requisitos legislativos. Específicamente, el propósito y la necesidad del DOE al seleccionar el proyecto de HECA es la promoción de tecnologías de gasificación integrada en ciclos combinados (IGCC) que mejoren la eficiencia, el comportamiento ambiental y la competitividad con respecto al costo.

ACCIONES PROPUESTAS

La acción propuesta del DOE es suministrar asistencia financiera para el diseño detallado, la construcción y la operación del proyecto de HECA, que podría producir y vender electricidad, dióxido de carbono y fertilizante.

GENERALIDADES DEL PROYECTO DE HECA PROPUESTO

El proyecto de HECA utilizaría tecnología de gasificación integrada en ciclos combinados (IGCC) y de captura de carbón para satisfacer las demandas del mercado con respecto a la producción y la venta de electricidad, dióxido de carbono y fertilizante. Los componentes básicos y los atributos del proyecto incluyen:

- Uso de un sistema de generación de energía de IGCC modelo de tecnología de secuestro y captura precombustión de dióxido de carbono a una escala comercial que suministre electricidad confiable con una generación baja de carbono en una planta cuya producción se pueda ajustar con el fin de respaldar las fuentes de energía renovable intermitentes, lo que redundaría en un aumento de la fiabilidad de la red;
- captura del 90 por ciento del CO₂ generado por la central;
- transporte de la mayoría del CO₂ al Yacimiento de Petróleo Elk Hills para su utilización en una planta de EOR para su subsecuente secuestro;
- controles avanzados de emisiones al aire;
- uso de agua salobre para satisfacer necesidades de agua de proceso;
- descarga cero de líquidos;
- planta de fabricación integrada para producir aproximadamente 1 millón de toneladas anuales de compuestos nitrogenados como urea, nitrato amónico-urea (UAN, por sus siglas en inglés) y amoníaco anhidro para su uso en la agricultura, el transporte y para aplicaciones industriales;
- uso de un gasificador único de alimentación seca de soplado con oxígeno de Mitsubishi Heavy Industries (MHI) y una turbina de combustión MHI 501 GAC[®];
- uso de una mezcla de 75 por ciento de carbón y 25 por ciento de coque de petróleo como combustible a lo largo de la vida útil de la central;
- uso de gas natural para el arranque, el apagado y la parada de los equipos

solamente, y no para la operación rutinaria de la turbina.

El proyecto capturaría aproximadamente 3 millones de toneladas anuales de CO₂; 2.6 millones de toneladas se secuestrarían definitivamente como consecuencia de su uso para EOR. Mientras la mayor parte del CO₂ capturado (aproximadamente el 90 por ciento de la cantidad capturada) se use para la EOR en el Yacimiento de Petróleo Elk Hills, alrededor de 0.4 millones de toneladas anuales del CO₂ capturado se utilizarían para la producción de fertilizante; el DOE no está considerando el secuestro del CO₂.

Planta Generadora Propuesta

El proyecto de HECA sería un modelo de IGCC y tecnología de captura de carbono a una escala comercial en una planta de energía nueva que consta de un gasificador único con sistemas de limpieza del gas, una turbina propulsada por combustible rico en hidrógeno, un generador de vapor con recuperación de vapor, una turbina de vapor e instalaciones asociadas.

La planta gasificaría carbón y coque de petróleo para producir gas de síntesis, que luego se podría procesar y purificar para producir un combustible rico en hidrógeno. El hidrógeno se utilizaría para impulsar la turbina de combustión de gas. Los gases de escape calientes provenientes de la turbina de combustión de gas generarían vapor a partir de agua en el generador de vapor por recuperación de calor para impulsar la turbina de vapor; ambas turbinas generarían electricidad. Funcionando al máximo de su capacidad, se prevé que la planta utilice alrededor de 4,580 toneladas de carbón y aproximadamente 1,140 toneladas de coque de petróleo diarias (alrededor de 162 millones de toneladas y 400,000 toneladas anuales, respectivamente).

Combinadas, la combustión de gas y las turbinas de vapor tendrían la capacidad de generar entre 405 y 431 MW (brutos) de electricidad, comparados con los 390 MW brutos y los 288 MW netos que se preveía originar en la planta como propusieron originalmente British Petroleum (BP) y Rio Tinto. Sin embargo, la nueva capacidad neta sumada a la red eléctrica es menor debido a los productos adicionales generados por el diseño actual. Este abordaje de ciclo combinado (utilizando turbinas de gas y vapor en serie) aumenta la cantidad de electricidad que se puede generar a partir de la materia prima, pero los productos adicionales reducen la generación neta.

La central propuesta minimizaría las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio y partículas en suspensión en comparación con las plantas de energía convencionales alimentadas con carbón. El distrito local de control de contaminación del aire requiere medidas adicionales de mitigación en forma de reducción de emisiones con la intención de que la central emita como máximo la misma cantidad de contaminación de óxido de nitrógeno que una planta de energía alimentada con gas natural.

La central incorporaría controles de emisiones al aire de última generación que equivalen o exceden la Mejor Tecnología de Control Disponible. Se prevé que esos controles eliminarían más del 99 por ciento del dióxido de azufre producido por la planta y también limitarían las emisiones de óxidos nitrogenados, monóxido de carbono

y compuestos orgánicos volátiles. Además, más del 99 por ciento del mercurio de la materia prima se eliminaría y más del 99 por ciento de las partículas en suspensión en el gas de síntesis se eliminarían utilizando depuración por vía húmeda. Los sólidos generados por el gasificador se acumularían en la planta (por hasta 7 días) y se pondrían a disposición para su reciclado adecuado o su utilización beneficiosa. Si estas opciones no estuvieran disponibles, la central de HECA eliminaría estos sólidos según las leyes aplicables. A diferencia de los gasificadores que BP y Rio Tinto tenían previsto utilizar originalmente, el gasificador MHI no produciría sólidos con valor combustible. Por lo tanto, no se devolverían al proceso de gasificación como se había planeado originalmente.

Además del gasificador y las turbinas, el equipo de la planta de energía incluiría conductos de escape, torres de enfriamiento de tiro forzado, instalaciones de limpieza de gas de síntesis y sistemas de filtrado de partículas en suspensión. La altura de la estructura propuesta más elevada sería de aproximadamente 305 pies por sobre el nivel del suelo (una antorcha). Las antorchas están diseñadas para las emisiones de combustión provocadas por los arranques o las paradas, o durante las emergencias. La planta también requeriría sistemas para el manejo y el almacenamiento de la materia prima, así como también caminos en el emplazamiento, edificios de administración, sistemas de agua y de tratamiento de aguas residuales, e instalaciones para el manejo de sólidos de gasificación.

Instalaciones Propuestas para la Producción de Fertilizante

Una parte del combustible limpio rico en hidrógeno se utilizaría como materia prima para la unidad de síntesis de amoníaco, que tendría una capacidad de 2,000 toneladas diarias de amoníaco. Ese amoníaco se utilizaría como intermediario para la producción de urea para la venta. El complejo de fabricación de fertilizante del proyecto convertiría la urea en nitrato amónico-urea y pastillas de urea (gránulos sólidos pequeños). La unidad de producción de pastillas tendría una capacidad de unas 1,700 toneladas diarias.

Instalaciones Lineales Propuestas

Se refieren a las tuberías, las líneas eléctricas y los ferrocarriles utilizados para transportar materiales y energía desde y hasta la planta. El agua de proceso de la planta sería agua salobre subterránea suministrada por el Distrito de Almacenamiento de Agua de Buena Vista; se requerirían aproximadamente 4,600 galones por minuto (base anual promedio) para reponer el agua de enfriamiento, para la alimentación del ciclo de vapor y para otros procesos. La tubería de aguas de proceso tendría aproximadamente 15 millas de longitud. El agua potable para consumo humano y saneamiento sería suministrada por el Distrito de Agua de West Kern. La tubería de agua potable tendría aproximadamente 1 milla de longitud. El proyecto reciclaría agua e incorporaría tecnología de descarga líquida cero (ZLD, por sus siglas en inglés) para agua de proceso y otras aguas residuales provenientes de las operaciones de la planta. Por lo tanto, no se produciría descarga de aguas residuales industriales. Las aguas residuales sanitarias se eliminarían en un campo de lixiviación en la central (por ej., por medio de un sistema séptico) según la ley aplicable.

La central de HECA se conectaría a la Subestación Midway de PG&E por medio de una línea de transmisión Midway-Wheeler Ridge de 230 kV y una estación de distribución nueva de PG&E. Se tendería una línea de transmisión de circuito doble unipolar de 230 kV para transmitir la electricidad de la planta. La línea tendría aproximadamente 2 millas de longitud.

Una tubería de aproximadamente 13 millas de gas natural se conectaría con una tubería existente de PG&E ubicada al norte del emplazamiento del proyecto, y una tubería de CO₂ de unas 3 millas se extendería desde el emplazamiento hasta el Yacimiento de Petróleo Elk Hills. HECA ha propuesto dos alternativas para el transporte de carbón hasta el emplazamiento. La Alternativa 1 consta de un tramo nuevo de ferrocarril de aproximadamente 5 millas que conectaría el emplazamiento con la línea de ferrocarril San Joaquin Railroad de Buttonwillow. La Alternativa 2 utilizaría el camino para camiones de 27 millas propuesto por BP y Rio Tinto para el transporte de carbón que implicaría 400 viajes diarios de ida y vuelta desde un centro existente de transbordo de carbón en Wasco, California.

Uso Propuesto de CO₂ para EOR y Secuestro

El proyecto derivaría en el secuestro de aproximadamente 2.6 millones de toneladas anuales de CO₂ durante la fase de demostración al que el DOE le otorgaría financiamiento, en vez de las dos millones de toneladas que originalmente propusieron BP y Rio Tinto. HECA prevé que esta tasa de secuestro continuaría durante la vida útil de la planta de energía debido a los requisitos de la ley de California y al valor creado por el uso de CO₂ para la EOR. El CO₂ capturado se comprimiría y transportaría por medio de una tubería al Yacimiento de Petróleo Elk Hills a una distancia aproximada de 3 millas de la planta de energía. El CO₂ mejoraría la producción nacional de petróleo, lo que contribuiría a la seguridad energética de la nación. Una cantidad adicional pequeña del CO₂ producido por la planta se usaría para producir urea.

El proceso de EOR implica la inyección y reinyección de CO₂ para reducir la viscosidad y optimizar otras propiedades del petróleo atrapado con el fin de facilitar su circulación por el depósito, lo que mejora la extracción. Durante las operaciones de EOR, el espacio poroso dejado por el petróleo extraído es ocupado por una parte del CO₂ inyectado, lo que da como resultado su secuestro en la formación geológica. El resto del CO₂ se produce junto con el petróleo, y se debe separar de éste, recomprimirse y luego reinyectarse en la formación.

Cronograma Propuesto del Proyecto

El proyecto propuesto por HECA incluye la ingeniería y el diseño, los permisos para la planta y las instalaciones relacionadas, la adquisición de los equipos, la construcción, el arranque, las operaciones y demostración de la tecnología de IGCC y el secuestro de CO₂. HECA prevé que demoraría alrededor de cuatro años en construir, poner en marcha e iniciar las operaciones de la planta. El cronograma previsto para el proyecto se iniciaría con las actividades de construcción en enero de 2014 y la operación comercial comenzaría en febrero de 2018. Este cronograma depende de que HECA reciba las autorizaciones regulatorias necesarias (que estarían precedidas por las audiencias y las otras instancias estipuladas por los procedimientos de las agencias

reguladoras) y de que el DOE decida suministrar asistencia financiera para las fases de construcción y demostración del proyecto (una decisión que se tomaría después de la finalización de los procesos de certificación de la Comisión de Energía y de la aplicación de la NEPA por parte del DOE).

EL PROYECTO PROPUESTO Y SUS ALTERNATIVAS

PROYECTO PROPUESTO

La acción propuesta del DOE es suministrar asistencia financiera para la construcción y la operación del proyecto de HECA, que produciría y vendería electricidad, dióxido de carbono y fertilizante. El DOE seleccionó este proyecto para otorgarle asistencia financiera por medio de un proceso competitivo en el marco del programa Iniciativa de Energía de Carbón Limpia (CCPI).

El proyecto de HECA sería un modelo de tecnología de gasificación integrada en ciclos combinados (IGCC) con captura de carbón en una planta nueva de generación de electricidad en el Condado de Kern, en California. La planta utilizaría una mezcla de 75 por ciento de carbón y 25 por ciento de coque de petróleo y capturaría, vendería y secuestraría dióxido de carbono a escala comercial. También produciría y vendería fertilizante y otros compuestos nitrogenados.

El proyecto gasificaría el carbón y el coque de petróleo para producir gas de síntesis (o gas sintético) que, a su vez, sería purificado para producir un combustible rico en hidrógeno para una turbina de combustión que generaría electricidad y, al mismo tiempo, minimizaría las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio y partículas en suspensión en comparación con las plantas de energía convencionales alimentadas con carbón. Además, el proyecto lograría una eficiencia de captura de dióxido de carbono (CO₂) de aproximadamente el 90 por ciento en un nivel de operación en estado de equilibrio. El CO₂ capturado se comprimiría y transportaría por medio de una tubería hasta el Yacimiento de Petróleo Elk Hills cercano (de propiedad de y operado por Occidental of Elk Hills, Inc. [OEHI] para su inyección dentro de depósitos subterráneos profundos de petróleo para la recuperación optimizada de petróleo (EOR), lo que produciría el secuestro geológico.

Ubicación del Emplazamiento del Proyecto y Descripción General

HECA construiría su planta de producción de fertilizantes y generación de electricidad en un emplazamiento en el Condado de Kern, en California, que actualmente se utiliza para la agricultura. El emplazamiento de 1,106 acres (453 acres de los cuales se utilizarían para el proyecto y 653 acres se destinarían para una zona de amortiguación controlada) se encuentra en el área centro sur de California, cerca de la comunidad no incorporada de Tupman, a unas 7 millas al oeste del límite occidental de la ciudad de Bakersfield. La topografía del emplazamiento es relativamente llana, un terreno bajo con colinas muy suaves que se levantan del sureste al noroeste. El emplazamiento y las áreas vecinas se utilizan para la agricultura, lo que incluye cultivos de algodón, alfalfa y cebollas.

ALTERNATIVAS

La NEPA requiere que una agencia federal evalúe el abanico de alternativas razonables a esta acción propuesta. El abanico de alternativas razonables comprende aquellas que satisfarían el propósito y la necesidad subyacentes de la acción de la agencia. El propósito y la necesidad de la intervención del DOE –suministrar asistencia financiera limitada para el proyecto de IGCC de HECA– es estimular el programa de CCPI por medio de la selección de proyectos que tengan las mejores oportunidades de alcanzar el objetivo del programa según estableció el Congreso: la comercialización de tecnologías de carbón limpias que estimulen la eficiencia, el comportamiento ambiental y la competitividad de costos mucho más allá del nivel de las tecnologías que se utilizan actualmente.

Las regulaciones del DOE para la implementación de la NEPA incluyen un proceso para identificar y analizar alternativas razonables en el contexto de suministrar asistencia financiera por medio de una selección competitiva de proyectos propuestos por entidades ajenas al gobierno federal. El abanico de alternativas razonables en competencia para obtener subsidios, préstamos u otro tipo de asistencia financiera se define en gran parte por el abanico de propuestas efectivas que recibe el DOE. A diferencia de los proyectos emprendidos por el DOE propiamente dicho, el Departamento no puede dictar lo que proponen entidades ajenas, en dónde proponen hacerlo ni cómo proponen hacerlo más allá de establecer los requisitos en el anuncio de oportunidad de financiación que promueve los objetivos del programa. La decisión del DOE se limita a seleccionar entre las solicitudes presentadas por patrocinadores de proyectos que satisfacen los objetivos de la CCPI.

En reconocimiento de que el abanico de alternativas razonables en el contexto de asistencia financiera y contratación resulta determinado en gran medida por la cantidad y la naturaleza de las propuestas presentadas, el artículo 216 de las regulaciones del DOE según la NEPA requiere que el Departamento elabore una “crítica ambiental” que evalúe los impactos y las cuestiones ambientales relacionadas con cada una de las propuestas que el funcionario seleccionador del DOE considere antes de tomar una decisión. Ver 10 C.F.R. § 1021.216. Al decidir una adjudicación, este funcionario considera estos impactos y cuestiones, junto con otros aspectos de las propuestas (tales como mérito técnico y capacidad financiera) y los objetivos del programa. El DOE elaboró una crítica de las propuestas que se consideraron adecuadas para esta ronda de adjudicaciones relacionadas con el programa de CCPI.

Una vez que el DOE selecciona un proyecto para una adjudicación, el abanico de alternativas razonables lo constituyen el proyecto según la propuesta del solicitante, todas las alternativas que el solicitante está considerando o que se encuentran razonablemente dentro de los límites del proyecto según se ha propuesto –por ejemplo, la ubicación en particular de la planta generadora en el emplazamiento de 1,106 acres o las áreas de derecho de paso (ROW, por sus siglas en inglés) para las instalaciones lineales– y la alternativa de no accionar. Con respecto a la alternativa de no acción, el DOE supone que, a los fines del documento de PSA/DEIS, si tuviera que decidir negar la asistencia financiera para la construcción y operación del proyecto, no haría nada. El

DOE actualmente planea analizar el proyecto tal como lo propuso HECA (con y sin ninguna medida de mitigación que el DOE o la Comisión de Energía puede identificar como razonable y adecuada); alternativas al proyecto de HECA que todavía está considerando (p. ej., los derechos de paso para las instalaciones lineales o los métodos para transportar carbón al emplazamiento); y la alternativa de no acción.

La Alternativa de no Acción del DOE

En el caso de aplicarse la alternativa de no acción, el DOE no suministraría fondos a HECA para la construcción y operación de su proyecto. Ante la ausencia de asistencia financiera de parte del DOE, es razonable prever que HECA podría proseguir de una de dos maneras. Podría construir el proyecto sin el financiamiento del DOE; los impactos de esta opción serían esencialmente los mismos que aquellos de la acción propuesta por el DOE. O HECA podría elegir no proseguir con su proyecto, y no habría impactos derivados del proyecto. Esta opción no contribuiría con el objetivo del programa de CCPI, que apunta a acelerar la utilización comercial de tecnologías de carbón de avanzada y suministrar energía limpia, confiable y a precios asequibles para los Estados Unidos. Sin embargo, según los requisitos de la NEPA, el DOE analiza esta opción como la alternativa de no intervenir con el fin de obtener una comparación significativa entre los impactos derivados de que el DOE suministre asistencia financiera y los de negar esa ayuda.

RESUMEN DE ALTERNATIVAS DE LA LEY DE CALIDAD AMBIENTAL DE CALIFORNIA (CEQA)

El personal evaluó una serie de alternativas potenciales viables, descartó la mayoría durante el proceso inicial de selección, llevó adelante otras y continúa desarrollando más profundamente aquellas alternativas para arribar a conclusiones en el marco de la CEQA.

- Los emplazamientos alternativos que se evalúan en la subsección “Alternativas Descartadas de la Consideración Detallada” se concentraron en ubicaciones próximas al Yacimiento de Petróleo Elk Hills (EHOF, por sus siglas en inglés).
- Como se describe en la subsección "Alternativas Descartadas de la Consideración Detallada", el personal ha eliminado la Alternativa de Proyecto de Gas Natural que consiste en una central de generación de electricidad alimentada con gas natural que generaría energía pero no cumpliría con el objetivo del DOE de demostrar una tecnología de avanzada de generación de electricidad a base de carbón que incluiría captura o almacenamiento de EOR con CO₂, en el Yacimiento de Petróleo Elk Hills, ni los objetivos del solicitante de producir fertilizante u otros productos nitrogenados. En el documento de FSA/FEIS, se analizará una alternativa de gas natural con captura y almacenamiento de CO₂.
- Asimismo, en la misma publicación, se evaluará una Alternativa de Enfriamiento Híbrido Húmedo y Seco o de Enfriamiento Seco para determinar si puede reducir el consumo de agua de HECA.
- El personal está considerando una alternativa que constaría de una caldera alimentada con biomasa que suministraría la misma energía y capacidad eléctrica neta nueva que

la central de HECA. Es posible que esta alternativa no ofrezca captura ni almacenamiento de carbón, pero suministraría una central de energía renovable local nueva con una huella de generación baja de carbono, según la distancia que tuviera que transportarse la biomasa para llegar al emplazamiento de la central.

- De acuerdo con el análisis del personal, la Alternativa de No Realización del Proyecto eliminaría los impactos ambientales potencialmente significativos asociados con el proyecto de HECA, mientras que la Alternativa del Complejo Sin Fabricación de Fertilizante (Alternativa de Proyecto Reducido) disminuiría los impactos en muchas áreas con problemas ambientales.
- El proyecto de HECA incluye tanto la opción del transporte en ferrocarril como en camiones para la entrega de carbón proveniente del punto de transferencia ferroviario. Estas opciones se analizan en las secciones de **Tránsito y Transporte** y **Aprovechamiento de Tierras** de este documento de PSA/DEIS.
- En el documento de FSA/FEIS, se identificará una alternativa superior desde el punto de vista ambiental en el marco de la CEQA y una alternativa preferida desde el punto de vista ambiental según la NEPA.

BENEFICIOS PÚBLICOS DE INTERÉS

Los siguientes son los beneficios públicos de interés que derivarían del proyecto de HECA:

FACTORES SOCIOECONÓMICOS

Los beneficios públicos incluyen los cambios en la actividad económica local y los ingresos fiscales que la construcción y operación del proyecto traerían aparejados.

El solicitante calculó que el costo total de construcción de la totalidad del proyecto sería de unos \$4 mil millones. Los costos laborales directos totales de la construcción equivaldrían a \$1.37 mil millones aproximadamente. Los \$1.78 mil millones restantes incluyen otros gastos no relacionados con la mano de obra, tales como la ingeniería del proyecto y la adquisición de materiales. Se debe tener en cuenta que estas son cifras brutas que no dan cuenta del efecto de las fugas económicas. Sobre la base de estos gastos directos, el solicitante prevé que el proyecto generaría alrededor de \$843 millones en términos de producción económica indirecta e inducida, así como también \$294 millones de ingresos laborales adicionales.

Con respecto a las operaciones, el solicitante calculó que el proyecto en su conjunto generaría unos \$30 millones en ingresos laborales directos. Los impactos indirectos e inducidos de las operaciones del proyecto (incluidos ambos proyectos, el de HECA y EOR de OEHI), según se informa, incluirían el mantenimiento anual de 430 puestos de trabajo, \$21 millones en ingresos laborales y \$68 millones en concepto de rendimiento económico.

Impuesto sobre la Propiedad Inmobiliaria

El personal calcula que el costo de capital atribuible a la construcción de la planta de energía de HECA equivaldría a unos \$2.6 mil millones. A la tasa aplicable del 1.09 por ciento del impuesto sobre la propiedad inmobiliaria, esto generaría prácticamente \$28.7

millones anuales en concepto de ingresos fiscales por el impuesto sobre la propiedad. Asimismo, el tramo de ferrocarril representaría alrededor de \$26 millones en costos de capital, que se traduciría en una recaudación de \$278,000 a \$285,900 por el impuesto sobre la propiedad inmobiliaria. En conjunto, la planta de energía de HECA y el tramo de ferrocarril podrían generar más de \$28.9 millones anuales en concepto de ingresos fiscales por el impuesto inmobiliario.

Según el Departamento de Conservación de California (CDC), el Estado de California no grava con impuestos la extracción de petróleo y gas natural (CDC 2012a). El estado no aplica un gravamen al valor del petróleo ni del gas natural producidos. La tasa de Cálculo de Ingresos Imponibles por Petróleo y Gas correspondiente al año fiscal 2012-2013 es de 14.06207 centavos por barril de petróleo por cada 10 millones de pies cúbicos (Mcf) de gas natural producido (CDC 2012b). Un aumento de la cantidad de petróleo producido debido a la implementación del proyecto de EOR se correspondería con un aumento en el valor calculado de la producción de petróleo y gas natural y en los ingresos recibidos por la División de Petróleo, Gas y Recursos Geotérmicos del CDC.

CONCLUSIONES PRELIMINARES

A continuación, el personal de la Comisión de Energía destaca brevemente aquellas secciones técnicas que han identificado impactos potenciales significativos no mitigables o aquellas secciones que demandan información adicional.

Calidad del Aire

El Proyecto de Energía a Hidrógeno de California debe cumplir todas las leyes, ordenanzas, regulaciones y normas aplicables sobre calidad del aire y no debe provocar impactos significativos sobre la calidad del aire siempre y cuando la Comisión adopte las condiciones de certificación recomendadas y el titular del proyecto las implemente. El proyecto ha obtenido créditos por la reducción de emisiones en cantidad suficiente como para satisfacer los requisitos del Distrito de Control de Contaminación del Aire del Valle de San Joaquín. El solicitante también acordó destinar fondos al Programa de Incentivo a la Reducción de Emisiones del Distrito de Control de Contaminación de Aire del Valle de San Joaquín para crear la reducción de emisiones adicional necesaria para obtener la Conformidad General.

Estos créditos por reducción de emisiones y las reducciones de emisiones creadas a partir del financiamiento del acuerdo de mitigación compensarían totalmente todas las emisiones *in situ* del proyecto de sustancias contaminantes que no cumplen con las normas y sus precursores que ocurrirían dentro de la Cuenca de Aire del Valle de San Joaquín a un ratio de compensación mínimo de 1:1 y compensarían totalmente las emisiones de NOx fuera del emplazamiento, tal como se requiere para la Conformidad General. Si se construye y opera según se describe en la Enmienda de la AFC, y si la autoridad que otorga los permisos implementa las condiciones de construcción y operación equivalentes a las recomendadas por el personal de la Comisión de Energía, el componente de Recuperación Optimizada de Petróleo de Occidental Petroleum Carbon Dioxide también cumpliría con todas las leyes, ordenanzas, regulaciones y

normas aplicables sobre calidad del aire. El personal de la Comisión de Energía está pidiendo información adicional de parte del solicitante antes de la publicación del documento de FSA/FEIS.

Secuestro de Carbono y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

El perfil operativo probable de HECA no se conoce, a pesar de que el solicitante ha descrito la operación prevista de la central usando más de un perfil operativo potencial. Es posible que sea necesario evaluar distintos perfiles operativos a fin de determinar qué conjunto de condiciones operativas representa la operación real y los peores impactos potenciales. Algunos perfiles operativos pueden llevar a que la central no cumpla con ciertos requisitos normativos. Por ejemplo, un perfil suministrado por el solicitante indicaba una producción reducida de electricidad de ocho horas diarias, lo que reduciría la cantidad de gas rico en hidrógeno utilizado para producir electricidad y aumentaría la utilizada para producir fertilizante. En el marco de este perfil operativo, es posible que el proyecto no cumpla con la Norma de Desempeño de Emisiones (EPS, por sus siglas en inglés) de Gases de Efecto Invernadero (GHG, por sus siglas en inglés) de California durante los primeros años de operaciones. El personal ha solicitado información adicional con el fin de resolver esta cuestión.

Suponiendo que la cuestión anterior se solucione, el proyecto podría cumplir con la EPS que se aplica a compras de servicios públicos a largo plazo de carga mínima de energía proveniente de plantas de energía (Título 20, Código de Regulaciones de California, artículo 2900 et seq.), si la mayor parte de las emisiones de CO₂ de HECA se secuestran definitivamente. El personal está diseñando condiciones de certificación que harían cumplir el secuestro de carbono que es necesario para que este proyecto respete esta regulación. El personal suministró las condiciones preliminares de certificación que esbozan el tipo de requisitos que recomendará; sin embargo, se sumarán detalles adicionales importantes a estas condiciones en la FSA y es posible que se requieran condiciones adicionales para que la central cumpla con la EPS con el fin de poder vender electricidad como servicio público a California en el marco de un contrato a largo plazo.

RECURSOS BIOLÓGICOS

La lagartija leopardo de nariz chata (BNLL, por sus siglas en inglés) es una especie que recibe protección total según el Artículo 5050 del Código de Caza y Pesca de California y, por lo tanto, su toma incidental no está permitida por la ley según define el Artículo 86 del Código de Caza y Pesca. Esta especie está presente en el Yacimiento de Petróleo Elk Hills y tiene un alto potencial de ocupar la ruta de la tubería de dióxido de carbono propuesta, así como también zonas de saladillo (*allscale scrub*) alteradas a lo largo de la tubería de gas natural. La construcción del proyecto impactaría sobre aproximadamente 192 acres de saladillo natural y tierras alteradas que suministran hábitats de madrigueras de mamíferos pequeños para la BNLL; esto representa un peligro para la BNLL por la mortalidad provocada por la circulación de vehículos y equipos por los caminos, el atrapamiento en tuberías o zanjas de la construcción, enterramiento en madrigueras por el trabajo de las maquinarias, elusión de ciertos hábitats, modificación de conductas de alimentación y/o reproducción, y la reducción de

la capacidad de carga del hábitat de matorrales naturales y las tierras vecinas conocidas que ocuparía la BNLL. El personal ha propuesto una condición de certificación para mitigar este impacto en una medida viable, pero aun con la implementación de la medida para evitar la toma propuesta por el personal y las medidas de minimización, probablemente se produciría la toma incidental de la lagartija leopardo de nariz chata durante la vida útil del proyecto. Por lo tanto, el personal considera que este impacto es significativo e inevitable en el marco de la CEQA aun con la incorporación de medidas de mitigación. Tampoco queda claro si el proyecto cumpliría con el Artículo 5050 del Código de Caza y Pesca que trata de las Especies de Anfibios y Reptiles con Protección Total y la Ley de Especies Amenazadas, ya que no se puede garantizar que se evitará la toma de estas especies durante la vida útil del proyecto.

Durante los estudios de protocolo realizados sobre el gavián de Swainson, se hallaron 12 nidos activos de aves de presa dentro del área del estudio; se confirmó que seis eran de gavián de Swainson. Aparentemente los seis nidos de gavián de Swainson están dentro de las 0.25 millas del emplazamiento del proyecto o de las instalaciones lineales propuestas y, por lo tanto, podrían resultar afectados por el ruido de la construcción u otras molestias de la construcción durante la temporada de anidación. La mayor parte de estos árboles de anidación se encuentran a lo largo de los diques del canal del Canal de Control de Inundaciones de Kern River, el Canal West Side y otros canales agrícolas y acequias más pequeños sin nombre, y probablemente están servidos hasta cierto punto por la escorrentía de riego que se acumula en los canales de riego, así como también por aguas subterráneas. Además, *valley sink scrub*, una comunidad vegetal sensible identificada por la Base de Datos de Diversidad Natural de California, se puede presentar en estas mismas áreas junto al Canal de Control de Inundaciones de Kern River. El personal cree que se necesita un análisis más concluyente sobre la fuente de agua de los árboles de anidación que existen en el área del proyecto y el descenso del acuífero subterráneo antes y después del proyecto alrededor del campo de pozos propuesto.

El personal también cree que la pérdida de aproximadamente 571 acres de tierras para la agricultura que incluyen alfalfa, trigo, plantaciones de cebolla y otros tipos de cultivos bajos que suministran alimento constituye una pérdida significativa del hábitat de alimentación para el gavián de Swainson. Se necesita un análisis más concluyente sobre los niveles de referencia de aguas subterráneas y fuentes de agua de los árboles de anidación y las comunidades vegetales sensibles que existen en el área del proyecto. Hasta que se suministren datos adicionales sobre los impactos del proyecto y la estrategia general de mitigación, el personal no puede determinar si los impactos del proyecto sobre el hábitat del gavián de Swainson se reducirían a un nivel menos que significativo. Si el descenso del acuífero subterráneo del campo de pozos propuesto de HECA y a lo largo de la tubería de 15 millas de agua procesada es lo suficientemente constante en el transcurso de varios años, el personal cree que la disminución del suministro de agua al sistema radicular de los árboles podría derivar en la reducción gradual y la eventual falta de la anidación en los árboles, lo que podría constituir una toma en el marco de la Ley de Especies Amenazadas de California, la Ley del Tratado de Aves Migratorias y el artículo 3503 del Código de Caza y Pesca de California; por lo

tanto, se desconoce si HECA cumple con estas LORS en este momento.

El solicitante ha propuesto mitigar los impactos permanentes y temporales sobre los hábitat de las especies que figuran en las listas federales y estatales de especies protegidas en un radio de 0.1:1 y 2.1:1, respectivamente, que el personal cree no sería suficiente como compensación de hábitat adecuada para los impactos del proyecto sobre especies de condición especial (HECA 2012b, URS 2013b). El solicitante también ha propuesto comprar créditos de hábitat al Banco de Agua de Kern como forma de mitigación de los efectos del proyecto que, según han indicado las agencias de flora y fauna silvestre, no es una opción viable para mitigar los impactos de HECA sobre las especies de flora y fauna silvestre de condición especial. El Departamento de Pesca y Vida Silvestre de California (CDFW, por sus siglas en inglés) y el Servicio Federal de Pesca y Vida Silvestre de los Estados Unidos (USFWS, por sus siglas en inglés) han indicado que, si bien es posible comprar algunos créditos de mitigación para una parte de las especies que figuran en las listas de protección y que resultarían afectadas, no es viable mitigar completamente los efectos de la central de HECA en el Banco de Agua de Kern, dada la naturaleza de los impactos del proyecto sobre las especies de flora y fauna silvestre de la lista por la mortalidad derivada del tránsito en los caminos y la pérdida de hábitats.

Durante mayo de 2013, el solicitante presentó una solicitud de Permiso de Toma Incidental en el marco del Artículo 2081, relacionada con los impactos del proyecto sobre las especies de flora y fauna silvestre que figuran en la lista del estado y en relación a las cuales el solicitante procuraría cobertura de toma incidental, de lo cual el personal ya efectuó una revisión preliminar (URS 2013d). El personal ha incluido la Condición de Certificación BIO-20 (Mitigación Compensatoria de Hábitat para las Especies de Tierras Altas) como parte interesada. El personal continuará colaborando con el solicitante, el CDFW y el USFWS para desarrollar una estrategia de mitigación adecuada para la central de HECA que sea compatible con las metas y los objetivos del Plan de Recuperación de Especies de Tierras Altas del Valle de San Joaquín. Es probable que sea necesario solicitar condiciones adicionales de certificación y modificaciones a las condiciones actuales de certificación propuestas, con inclusión de la Condición de Certificación BIO-20 una vez que se realicen más consultas a las agencias de flora y fauna silvestre y según la información provista por el solicitante. La implementación de las Condiciones de Certificación BIO-1 a BIO-20 propuestas por el personal reduciría los impactos sobre las especies de condición especial; sin embargo, sin una propuesta de mitigación adecuada, el personal no puede decidir si el proyecto cumpliría con todas las LORS aplicables o si los impactos sobre recursos biológicos sensibles se reducirían a niveles menores que significativos según la CEQA.

RECURSOS CULTURALES

El personal concluye tentativamente que el proyecto de HECA propuesto tendría un impacto directo significativo sobre los recursos históricos y las propiedades históricas, según lo define la Ley de Calidad Ambiental y el Artículo 106 de la Ley Nacional de

Conservación Histórica. Es posible que se provoquen impactos significativos sobre un total de 21 recursos arqueológicos significativos conocidos y cuatro recursos conocidos de entornos construidos históricos y significativos. Además, el proyecto propuesto podría acarrear cambios negativos significativos sobre una cantidad desconocida de recursos arqueológicos enterrados aún sin identificar. En este momento, se están llevando a cabo trabajos de campo y excavaciones arqueológicas limitadas.

El personal cree que la central de HECA y los componentes de OEHI relacionados causarían impactos directos e indirectos sobre recursos culturales que cumplen con los requisitos para figurar en el Registro Nacional de Lugares Históricos (NRHP, por sus siglas en inglés) y en el Registro de California de Recursos Históricos (CRHR, por sus siglas en inglés). Sin embargo, el personal requiere información adicional sobre los recursos culturales con el fin de completar su análisis.

APROVECHAMIENTO DE TIERRAS

Si bien el proyecto constituiría un uso permitido condicionalmente según la ordenanza de zonificación del condado, el Comité de la Comisión de Energía debe determinar si “el uso propuesto no sería perjudicial para la salud, la seguridad y el bienestar del público o para la propiedad y los residentes de las cercanías” (19.104.040(E)). El personal no puede recomendar si esta decisión debería estar a cargo del Comité hasta que se suministre la información faltante identificada en otras áreas técnicas. El personal también necesita información adicional para determinar el cumplimiento del proyecto con las secciones 19.12.070 (retiros) y 19.12.100 (estacionamiento) de la Ordenanza de Zonificación del Condado de Kern.

EFICIENCIA DE LA PLANTA DE ENERGÍA

Existe una discrepancia en los documentos del solicitante sobre la producción bruta del proyecto. La AFC indica que será de 405 MW, mientras que en documentos presentados posteriormente aparentemente se supone que será de 431 MW. El personal solicitó información adicional al solicitante para aclarar este punto.

CONFIABILIDAD DE LA PLANTA DE ENERGÍA

El solicitante prevé un factor de disponibilidad de bloque de alimentación eléctrica de por lo menos el 91.3 por ciento, lo cual el personal considera posible luego de que se complete exitosamente el requisito del período piloto de uno a dos años para la maduración de las operaciones. El solicitante no ha: 1) demostrado la confiabilidad adecuada del suministro de agua industrial del proyecto y 2) asignado disponibilidad al sistema de gasificación ni a los sistemas auxiliares de los que depende del bloque de alimentación eléctrica. El personal ha solicitado información adicional para ocuparse de estas cuestiones.

TRÁNSITO Y TRANSPORTE

Si bien los impactos potencialmente significativos relacionados con la implementación del proyecto de HECA propuesto se pueden reducir mediante las condiciones de certificación recomendadas, al personal le preocupa que el proyecto tenga el potencial

de aumentar sustancialmente el nivel de tránsito en los caminos de la zona agrícola que actualmente no están destinados al tránsito de camiones pesados ni de cargas pesadas. Este aumento sustancial del tránsito también tiene el potencial de causar un impacto sobre el tránsito relacionado con las actividades agrícolas actuales (p. ej., tractores que transitan por caminos públicos), lo que podría derivar en problemas de seguridad y aumento de accidentes. Sobre la base de una reunión reciente del Consejo de Supervisores que tuvo lugar el 26 de febrero de 2013, el Consejo instruyó al Departamento de Obras Públicas para revisar los caminos destinados a camiones pesados y tránsito de trabajadores y presentar un informe en su reunión de Consejo en junio de 2013 con el fin de elaborar recomendaciones para introducir mejoras en la red local de caminos. El personal se ocupará de las inquietudes y/o recomendaciones del Condado de Kern en la FSA.

El personal también ha requerido información adicional de parte del solicitante sobre la capacidad de la central de transbordo de Wasco para manejar la cantidad de carbón prevista, la propuesta reciente del solicitante de entregar con camiones de fundente de piedra caliza, y la información necesaria para analizar los pasos a nivel de ferrocarril propuestos.

INGENIERÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Está previsto que el Informe del Estudio de Interconexión de Grupo de Transición (Estudio de Fase II) (Transition Cluster Phase II Interconnection Study Report [Phase II Study]) para la central de HECA se publique a principios de julio de 2013. El personal espera analizar el Estudio de Fase II para determinar los impactos de distribución desde el origen y toda medida de mitigación requerida. El estudio de Fase I indicó que no son necesarias instalaciones adicionales de transmisión nuevas que requerirían una revisión de la CEQA distintas a las propuestas por el solicitante para la interconexión del proyecto de HECA.

RECURSOS VISUALES

El proyecto de HECA causaría un impacto visual significativo en el Punto de Observación Clave (KOP, por sus siglas en inglés) 1 (HECA). El KOP 1 está ubicado en Station Road, a aproximadamente 2,600 pies al este del centro del emplazamiento del proyecto de HECA. Los observadores que se encuentran en o cerca del KOP 1 incluyen residentes de dos propiedades adyacentes cerca de la intersección de Station Road y Tule Park Road y los automovilistas de Station Road. El solicitante tiene la intención de preparar y presentar un plan paisajístico conceptual de los alrededores del emplazamiento para mitigar el impacto significativo sobre el KOP 1, pero el personal no tiene la certeza de si un plan fuera del emplazamiento sería suficiente para mitigar los impactos a un nivel menos que significativo.

MANEJO DE LOS RESIDUOS

El proyecto de HECA produciría miles de toneladas anuales de residuos durante la operación de la planta. La mayor parte de los residuos serían sólidos de gasificación. Se prevé que HECA genere un máximo de 850 toneladas anuales de residuos de

gasificación (escoria vitrificada). HECA se encuentra investigando tres mercados potenciales para la reutilización beneficiosa de este material; 1) material para techos en gránulos, 2) material para arenado, 3) aditivos puzolánicos para la fabricación de cemento. La mayor parte de la cantidad de residuos impactaría significativamente en los vertederos del Condado de Kern y posiblemente comprometerían el cumplimiento del condado del artículo 40000 et seq. del Código de Recursos Públicos y el Proyecto del Senado (SB) 1016 (Stats. 2008, cap. 343) y sus regulaciones de implementación (requieren que las jurisdicciones tales como el Condado de Kern desvíen el 50 por ciento de los residuos que eliminan en los vertederos).

Los residuos de gasificación se podrían excluir de las regulaciones de residuos peligrosos (es decir, 40 C.F.R. § 261.4 (b) (7) (ii) (F) y Regulaciones del Código de California, título 22, § 66261.4(b) (5) (A)). Sin embargo, antes de la aceptación de los sólidos de gasificación en un vertedero administrado por y de propiedad del Condado de Kern, los sólidos deben analizarse y clasificarse en residuos peligrosos y no peligrosos. El titular del proyecto de HECA no ha elaborado un plan integral para la reutilización y eliminación de los sólidos del gasificador. HECA realizó pruebas sobre los sólidos de gasificación y no se consideran peligrosos según las normas federales. Se deben utilizar las normas de pruebas de California para determinar si los sólidos de gasificación de HECA no son peligrosos.

Si se determina que los sólidos son peligrosos, la cantidad de residuos peligrosos sería onerosa para el Estado de California y su eliminación sería costosa para el solicitante. Si se determina que no son peligrosos según las regulaciones del Título 14, la cantidad de residuos no peligrosos generada y/o eliminada en el Condado de Kern perjudicaría los objetivos de desvío de residuos del condado. El volumen de residuos previsto probablemente traería como consecuencia que el Condado de Kern excedería sus objetivos de desvío de residuos exigidos por el estado. El solicitante ha propuesto exportar residuos para eliminación para que se puedan cumplir los objetivos de desvío. Sin embargo, CalRecycle ha indicado que el Condado de Kern seguiría siendo responsable por los residuos generados en el condado. Para evitar impactos significativos derivados del manejo de residuos, el titular del proyecto tendría que trabajar con la Comisión de Energía, el Condado de Kern y el personal de CalRecycle para establecer un programa operativo de desvío de residuos. Las agencias coordinadoras deben completar y aprobar este plan antes de que el personal publique la Evaluación Final del Personal.

Los resultados de las muestras de suelo y las pruebas analíticas en el emplazamiento del proyecto de HECA indican que existen concentraciones elevadas de hidrocarburos de petróleo y otras sustancias contaminantes afectadas por actividades previas en el emplazamiento. El personal recomienda que se describan correctamente las características del emplazamiento antes de la Evaluación Final del Personal.

El personal ha revisado los aspectos de manejo de residuos del componente de Recuperación Optimizada de Petróleo con CO₂ de Occidental of Elk Hills, Inc. (OEHI CO₂ EOR) del proyecto para la construcción y operación, según se describe en la Información Ambiental Complementaria (SEI, por sus siglas en inglés) (HECA 2012e,

Volumen II). Se generarían residuos peligrosos y no peligrosos durante la construcción y operación de la planta de EOR con CO₂ de OEHI. Con el fin de verificar que el Condado de Kern tenga suficiente capacidad para vertederos para atender las necesidades de eliminación de residuos sólidos del proyecto, el personal requiere que el titular del proyecto suministre información sobre la cantidad de residuos que el proyecto eliminaría en los vertederos locales.

SUMINISTRO DE AGUA

La conclusión preliminar del personal indica lo siguiente sobre el uso del agua propuesto en relación con el proyecto:

1. El bombeo del proyecto podría derivar en interferencias con los pozos y niveles bajos de agua en los pozos vecinos.
2. Los pozos para suministro industrial propuestos pueden inducir la afluencia de agua subterránea de una calidad relativamente baja a una zona de agua de calidad relativamente alta dentro del acuífero de suministro de agua que está por debajo del Área de Servicio de Buttonwillow.
3. El bombeo del proyecto podría exacerbar la sobreexplotación de la subcuenca del Condado de Kern.
4. El bombeo del proyecto podría revertir los aumentos del nivel de agua local y agravar la amenaza de la subsistencia del Acueducto de California.
5. Es posible que el uso del proyecto del suministro de agua propuesto no sea compatible con la Comisión de Energía y otras políticas de agua del estado.
6. El personal no puede confirmar la existencia de una fuente de agua salina persistente que fluya al este hacia el Área de Servicio de Buttonwillow.
7. El solicitante descarta alternativas de suministro de agua potencialmente viables porque el uso propuesto es muy alto.

Por lo tanto, el personal propone investigar con más detalle opciones alternativas de enfriamiento en el documento de FSA/FEIS.

La **Tabla 2** del **Documento de Síntesis** que se encuentra a continuación ilustra la evaluación preliminar del personal de la Comisión de Energía del proyecto de HECA propuesto y también identifica las áreas para las cuales el personal ha solicitado información adicional. Estas conclusiones preliminares están sujetas a cambios en el documento de FSA/FEIS según la información adicional recibida.

Documento de Síntesis - Tabla 2 Evaluación Ambiental y de Ingeniería

Área Técnica	Cumple con las LORS	Impactos Mitigados	Información Adicional Solicitada
Calidad del Aire	Sí	Sí	Sí
Recursos Biológicos	Indeterminado	Indeterminado	Sí
Secuestro de Carbono y Emisión de GHG	Indeterminado	Indeterminado	Sí
Recursos Culturales	Indeterminado	Indeterminado	Sí
Materiales Peligrosos	Sí	Sí	No
Aprovechamiento de Tierras	Indeterminado	Indeterminado	Sí
Ruido y Vibración	Sí	Sí	Sí
Salud Pública	Sí	Sí	No
Factores Socioeconómicos	Sí	Sí	No
Recursos del Suelo y de las Aguas Superficiales	Sí	Sí	Sí
Tránsito y Transporte	Indeterminado	Indeterminado	Sí
Seguridad e Inconvenientes de la Línea de Transmisión	Sí	Sí	No
Recursos Visuales	No	No	No
Manejo de los Residuos	Indeterminado	Indeterminado	Sí
Suministro de Agua	Indeterminado	Indeterminado	No
Seguridad de los Trabajadores y Protección contra Incendios	Sí	Sí	No
Diseño de la Central	Sí	N/C	No
Geología y Paleontología	Sí	Sí	Sí
Eficiencia de la Planta de Energía	N/C	N/C	Sí
Confiabilidad de la Planta de Energía	N/C	N/C	Sí
Ingeniería de los Sistemas de Transmisión	Sí	Sí	Sí
Alternativas	N/C	N/C	No

INFORMACIÓN ADICIONAL QUE EL PERSONAL DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA REQUIERE AL SOLICITANTE PARA COMPLETAR LA EVALUACIÓN FINAL

La siguiente es una lista, organizada por áreas técnicas, de información pendiente que el personal requiere antes de emitir un documento de FSA/FEIS. Consulte cada sección técnica específica para obtener un análisis detallado y el contexto para el cual se requiere información.

CALIDAD DEL AIRE

Un cálculo revisado de las emisiones de HECA que concuerde con la descripción actual del proyecto, con inclusión de, pero no necesariamente limitado a: la eliminación de emisiones por el transporte de productos de amoníaco; y el agregado del fundente de piedra caliza. El cálculo aproximado y revisado de emisiones debe incluir el transporte, el manejo y el almacenamiento de emisiones del fundente y debe ocuparse de las emisiones del transporte de las ubicaciones alternativas potenciales de transporte para los sólidos de gasificación que se le han suministrado al personal en otras respuestas a solicitudes de datos.

Secuestro de Carbono y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Un contrato vinculante entre SCS Energy LLC y Occidental of Elk Hills, Inc., suministrado a la Comisión de Energía, que:

1. Identifique las responsabilidades de cada parte para demostrar y documentar el secuestro permanente del dióxido de carbono suministrado.
2. Documente los derechos de Hydrogen Energy California a las reducciones de la totalidad de emisiones por secuestro de dióxido de carbono como exige el SB 1368 de la Norma de Desempeño de Emisiones (EPS) y de conformidad con otras regulaciones.
3. Establezca claramente que las reducciones de emisiones por secuestro de dióxido de carbono no se utilizarán para ningún otro fin distinto que prever el cumplimiento de las obligaciones de la central de HECA.
4. Requiera que Occidental of Elk Hills, Inc. suministre un Plan de Secuestro de Emisiones de Dióxido de Carbono a la Comisión de Energía para su revisión y aprobación según se detalla en las Condiciones de Certificación (**GHG-3**) preliminares del personal.
5. Establezca claramente la duración del contrato.

Además, el solicitante debe suministrar:

1. Un cálculo aproximado del balance energético completo de la central de HECA que incluya la producción eléctrica bruta completa y la carga parásita completa de la planta organizado por áreas funcionales principales, con inclusión de la unidad de separación de aire, expresado en MWh tanto para las operaciones con combustible rico en hidrógeno como las de gas natural. El personal no puede finalizar su resolución de cumplimiento con el SB 1368 de la EPS sin esta información.
2. Un cálculo aproximado revisado de las emisiones de gases de efecto invernadero de HECA que concuerde con la descripción actual del proyecto, con inclusión de, pero no necesariamente limitado a: la eliminación de emisiones del transporte de productos de amoníaco; la adición del uso y transporte de fundente de piedra caliza; y que aborde la cuestión de las emisiones del transporte a ubicaciones de transporte alternativas potenciales para los sólidos de gasificación.
3. La Determinación Final de Cumplimiento (FDOC, por sus siglas en inglés) del Distrito que trate los comentarios del personal en la Determinación Preliminar de Cumplimiento (PDOC), y que revise específicamente la condición 86 de la unidad

del permiso de generación eléctrica en ciclos combinados para que se base en la resolución de la Mejor Tecnología de Control Disponible (BACT) de CO₂ del Distrito más que en el SB 1368 de la EPS.

4. Información más detallada que describa cómo OEHI reduciría el CO₂ si se filtrara a la superficie y escapara a la atmósfera.
5. Información que detalle cómo el solicitante cumpliría con las horas de venteo de CO₂ propuestas permitidas sin una zona de inyección de CO₂ de reserva.
6. Todo lo siguiente (algunos de los términos que figuran a continuación, por ejemplo, "Energía", "Fertilizante" y "Comunes" se refieren a los cálculos del material nuevo presentado en hojas de cálculo suministradas vía correo electrónico el 10 de mayo de 2013):
 - a. Un balance de carbono de HECA que demuestre el flujo completo de carbono desde la introducción de materia prima en el secador de carbón hasta los productos (incluido el dióxido de carbono [CO₂]) y los efluentes industriales. Proporcionar este balance de carbono correspondiente a los casos operativos tanto con carga máxima como mínima. Este balance de carbono debe ser más detallado que el suministrado previamente en la Enmienda de la AFC y en las respuestas a las solicitudes de datos, con una identificación clara del carbono en todos los efluentes entre los procesos principales y las unidades de proceso en las que se producen cambios en el flujo de carbono.
 - b. Antecedentes detallados que respalden los cálculos del SB 1368 más recientes presentados por el solicitante. Suministrar lo siguiente:
 - Una lista detallada de los equipos del proyecto que indique el valor del consumo de energía de cada pieza del equipo; y
 - Asignación de equipos para el proyecto (Energía, Fertilizante o Comunes) para cada pieza del equipo del proyecto que figure en la lista.
 - c. Los consumos bruto y neto previstos en megavatios (MW) para los tres casos de ambientes disponibles (39, 65 y 97 grados F). Debe incluir las categorías de Promedio Diario y de carga máxima y mínima.
 - d. Descripción de cómo se determinaron los valores de generación de energía para la producción de fertilizantes, que parecen ser distintos del valor de 5 MW presentado previamente, para los casos de carga máxima y mínima.
 - e. Cálculos detallados y fundamentos de los porcentajes de asignación de gas de síntesis destinados al bloque de alimentación eléctrica y al fertilizante en la Generación de Energía de HECA para la Tabla de la Norma de Desempeño de Emisiones SB 1368 para cada caso del proyecto (carga máxima, mínima y Promedio Diario).
 - f. Cálculos detallados y fundamentos de los cálculos empleados para determinar la asignación de gas de síntesis a la energía y el fertilizante que se utilizaron para determinar las emisiones de CO₂ según fuente de emisión. Confirmar si este valor corresponde al caso del promedio diario y suministrar

los valores para los casos de carga máxima y mínima.

- g. Información adicional de respaldo que explique el método de asignación de gas de síntesis empleado para determinar las emisiones de CO₂ provenientes de la planta de fertilizantes. Este detalle adicional debe explicar la metodología lo suficientemente bien como para garantizar que las emisiones de CO₂ provenientes de la planta de fertilizantes no se contabilicen dos veces cuando se secuestran las emisiones de CO₂ en la urea producida.
- h. La asignación de gas de síntesis por sección (ver hoja de cálculo suministrada por el solicitante en la reunión del 10 de mayo de 2013, adjunta a la nota técnica [TN, por sus siglas en inglés] 70829) no incluye un valor para la asignación común. Las emisiones de CO₂ de los componentes identificados en otro lugar de la hoja de cálculo y designados como "Comunes" se calculan empleando el porcentaje de asignación de energía de la hoja de cálculo. Confirmar o suministrar el porcentaje correcto de asignación común.
- i. El valor previsto de consumo de energía de la unidad de separación de aire para los casos de carga máxima, mínima y promedio diario. Se puede presentar con una distribución correspondiente al bloque de alimentación eléctrica y la planta de fertilizantes si se suministran los cálculos detallados y el fundamento para esa base de distribución (sobre la base del uso del oxígeno y el nitrógeno producidos y sus productos posteriores, el hidrógeno y el CO₂, utilizados para energía y producción de fertilizante).
- j. El solicitante declaró que el consumo de energía para la compresión inicial de CO₂ que se realice en la central de HECA es suficiente para suministrar CO₂ a una presión necesaria para su secuestro geológico.
 - Confirmar si eso significa que la compresión realizada en la central de HECA y la energía consumida por los compresores en la central de HECA es adecuada para suministrar un nivel de compresión suficiente para proveer la presión necesaria para el secuestro geológico, o si los cálculos de consumo de energía incluyen el consumo adicional de energía para la compresión más allá de la que efectivamente se realiza en la central de HECA y que sería necesaria para obtener la presión deseada.
 - Indicar si la presión necesaria prevista para el secuestro geológico es la misma presión que requiere Oxy Elk Hills (OEHI) para inyectar el CO₂ en la formación Stevens.
 - Indicar cuánta presión se pierde en términos de consumo de energía equivalente desde el punto de transferencia en custodia del CO₂ hasta el punto de recepción en la planta de EOR de la central de OEHI para la inyección inicial en el depósito de petróleo.
- k. Una revisión de las tablas de emisiones indica que se produjeron cambios en algunos de los cálculos de emisiones previstas suministrados en el Apéndice E, tal como el consumo de combustible en la turbina de gas y en los

quemadores de conducto.

- Actualizar el Apéndice E según sea necesario para incluir todos estos cambios, así como también otros cambios recientes del proyecto (agregado de fundente, eliminación de la exportación de amoníaco).
 - Suministrar cálculos de emisiones (AQ y GHG) para los casos de carga máxima y mínima que muestren claramente el flujo de combustible a la turbina de combustión y a los quemadores de conducto para cada caso.
 - Mostrar cómo las operaciones en momentos de carga mínima de la central de HECA impactarían sobre otras fuentes de emisiones y suministrar información sobre los cambios en los efluentes industriales del componente principal que pueden ocurrir durante estas condiciones de operación (por ejemplo, si la cantidad de CO₂ transportada a OEHI sube durante las operaciones de carga mínima, o si la concentración de CO₂ en el combustible rico en hidrógeno sube para mantener un perfil constante de emisiones de CO₂ para el generador de vapor con recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés) y los conductos de escape del secador de carbón en las operaciones de carga máxima y mínima).
- I. Sobre la base de la Tabla 2-10 suministrada en la Enmienda de la AFC, durante la producción máxima de amoníaco, a la que se hace referencia como la operación de carga mínima, la producción de los otros componentes del fertilizante no aumenta.
- Suministrar datos/cálculos que confirmen si la planta tendrá instalaciones de almacenamiento de amoníaco adecuadas capaces de manejar el aumento de amoníaco que se produciría durante las operaciones de carga mínima.
 - Indicar si la tasa de amoníaco consumido por la planta varía con respecto a los productos de fertilizantes durante las operaciones de carga máxima y mínima y, en caso afirmativo, suministrar las tasas de producción para los casos de operación de carga mínima y máxima para la producción de ácido nítrico, urea y UAN.
 - Indicar claramente si el uso de amoníaco de la central de HECA es más alto que su tasa de producción durante las operaciones de carga máxima, o si otros componentes de la producción de fertilizante, con inclusión de los productos intermedios como ácido nítrico, aumentarían con la suba de la producción de amoníaco durante los períodos de operación de carga mínima.
- m. Suministrar una lista detallada de los métodos de vigilancia y registro, y de los procedimientos que se propone utilizar para demostrar el cumplimiento constante de la norma de desempeño de emisiones (EPS) SB 1368 durante las operaciones de la planta. Esto deber incluir:
- Métodos y lugares de vigilancia para establecer las emisiones de CO₂

derivadas de todas las fuentes internas del proyecto, con inclusión de las fuentes de emisiones fugitivas.

- Métodos y lugares de vigilancia para establecer los valores netos de generación de electricidad correspondientes a toda la electricidad consumida y generada.
 - Medidas de registro para garantizar que los datos recogidos sean completos y precisos.
 - Coordinación con OEHI para obtener los datos necesarios sobre el secuestro de carbono para respaldar el valor del CO₂ secuestrado que se puedan emplear para dar cuenta de la cantidad de CO₂ transportado a OEHI.
- n. Como complemento de las emisiones de GHG, confirmar las paradas actuales programadas y no programadas como base para la confiabilidad. Actualmente, entendemos que es de la siguiente manera:
- Programadas: Dos paradas programadas de mantenimiento de 1 semana con 15 horas de tolerancia de inactividad por 351 horas;
 - Programadas: Dos ciclos de arranque en frío de 4 días de duración cada uno por un total de 192 horas;
 - No programadas: 219 horas de parada sobre la base de 91.3% de factor de disponibilidad equivalente (EAF, por sus siglas en inglés), calculado de la siguiente manera: $(1 - 0.913) \times 8760 = 762$ horas de parada total. 762 (horas de parada total) - 351 (horas de mantenimiento de parada) - 192 (horas de arranque en frío) = 219 horas (horas de parada no programada).

RECURSOS BIOLÓGICOS

1. Estrategia integral de mitigación para los impactos del proyecto sobre el zorro kit de San Joaquín, la rata canguro gigante, la rata canguro de Tipton, la ardilla antílope de San Joaquín, la lagartija leopardo de nariz chata, el gavián Swainson, el mochuelo de hoyo y la contribución incremental de HECA a los efectos acumulativos sobre estas especies que están protegidas por el *Plan de Recuperación de Especies de Tierras Altas del Valle de San Joaquín*. Específicamente, identificar qué especies y qué superficie en acres propone mitigar el solicitante por medio de la compra de créditos de mitigación al Banco de Agua de Kern y qué especies y qué superficie en acres se mitigarían por medio de la adquisición de tierras fuera del emplazamiento. Para la adquisición de tierras fuera del emplazamiento, identificar el criterio de hábitat específico por especie para las tierras de mitigación fuera del emplazamiento y los cálculos aproximados de costos para determinar la seguridad (p. ej., cálculos de costos de la adquisición de tierras, las actividades de arranque y las mejoras iniciales al hábitat, financiamiento durante el período intermedio de administración de tres años y la administración a largo plazo).
2. Investigaciones botánicas enfocadas adicionales de protocolo (CDFG 2009) a lo

largo de todas las rutas lineales y datos botánicos adicionales de referencia, principalmente la ruta de la tubería de dióxido de carbono propuesta;

3. Determinación jurisdiccional de parte del CDFW sobre las aguas estatales (drenajes efímeros) en el área del proyecto, con inclusión de todas las rutas lineales y los drenajes efímeros que puedan ocurrir a lo largo de la ruta de la tubería de dióxido de carbono propuesta;
4. Determinación jurisdiccional con respecto al Artículo 404 por parte del Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los EE. UU. del área del proyecto, con inclusión de todas las rutas lineales y los drenajes efímeros que pudieran existir a lo largo de la ruta de la tubería de dióxido de carbono propuesta;
5. Estrategia de mitigación de los impactos de pérdida de hábitat derivados del componente OEHI de HECA en el Yacimiento de Petróleo Elk Hills. Identificar si los impactos sobre las especies, con inclusión de la pérdida de hábitat por el componente OEHI, se incluirían en la Sección 10 del Plan de Conservación de Hábitat que se está elaborando o si la pérdida de hábitat derivada del componente OEHI de HECA se mitigaría en el marco de consultas independientes con el CDFW y el USFWS;
6. La evaluación del hábitat del sapo mosquero occidental a lo largo de las rutas lineales del proyecto, con inclusión de los refugios en tierras altas y los hábitats acuáticos preferentemente durante la temporada húmeda (del 15 de octubre al 15 de abril de cualquier año dado) y luego de lluvias de invierno o primavera suficientes con el fin de identificar las áreas de depresión y los refugios de tierras altas potenciales que podrían ofrecer un hábitat para el sapo mosquero. Todas las áreas potenciales de estanques deberían identificarse y ubicarse en un mapa con una unidad de GPS, con inclusión del único estanque en donde se detectó previamente esta especie. La información a recolectarse en cada área de reproducción potencial de la que se elaboraron mapas incluye, sin limitación: el sistema de numeración específico de cada área potencial de reproducción, la presencia de renacuajos de sapo mosquero (en caso de existir), comunidad de hábitat, características de microhábitat, especies vegetales observadas, flora y fauna silvestre observada (incluidos invertebrados), temperatura del agua, profundidad aproximada y área de superficie, y nivel de alteración;
7. Atropello de zorros por parte de vehículos y análisis de toma incidental considerando la contribución del proyecto a los volúmenes de tránsito actuales y las intersecciones de las rutas de operación y construcción propuestas con otros derechos de paso lineales que existen dentro y fuera de las áreas de recuperación centrales del zorro kit de San Joaquín. El solicitante debe calcular las tasas de mortalidad por vehículos del zorro kit y otros mamíferos durante la vida útil del proyecto; y
8. Análisis de suministro de agua y los efectos del bombeo de aguas subterráneas sobre las comunidades vegetales sensibles y los árboles de anidación de aves de presa que existen en el área del proyecto. El solicitante debe suministrar un análisis de los niveles de referencia de aguas subterráneas y de fuente de agua de árboles de anidación de aves de presa y el hábitat del *alkali sink scrub* junto con

las rutas lineales de la central de HECA, principalmente la tubería de gas natural, la tubería de agua procesada y el campo de pozos.

RECURSOS CULTURALES

Para los componentes de EOR: toda la información requerida correspondiente a los recursos culturales por las Regulaciones de Emplazamiento de la Comisión de Energía, Apéndice B (20 Regulaciones del Código de California, §1704(b)(2), Ap. B).

1. Resultados completos de la investigación peatonal de todos los trazados lineales de la central de HECA.
2. Resultados de las excavaciones de prueba y las evaluaciones de cumplimiento de los requisitos de CRHR/NRHP para todos los sitios arqueológicos que el personal ha identificado tienen el potencial de recibir un impacto directo de la central de HECA o de OEHI.
3. Resultados de la toma de muestras geoarqueológicas de campo.

APROVECHAMIENTO DE TIERRAS

Un plano del emplazamiento en escala de todas las estructuras propuestas para demostrar la conformidad con las secciones de la ordenanza de zonificación citada anteriormente.

RUIDO

Debido a los impactos potenciales de ruido para los receptores derivados del tránsito relacionado con el proyecto, es posible que se necesiten barreras acústicas a lo largo de la ruta de camiones. Antes de elaborar el documento de FSA/FEIS, el solicitante debe informar al personal las ubicaciones potenciales de las barreras acústicas.

SUELOS Y AGUA SUPERFICIAL

Información adicional para el borrador de Plan de Control de Drenaje, Erosión y Sedimentación (DESCP, por sus siglas en inglés):

- Mostrar todas las ubicaciones potenciales de las actividades de perforación direccional horizontal (HDD, por sus siglas en inglés) en el DESCP y actualizar los cálculos de suelos alterados de los pozos de entrada y salida. Si los sitios de HDD todavía no se finalizaron, sírvase ser prudente e incluir todos los lugares potenciales.
- El personal observa que algunos de los embalses de retención revestidos en el emplazamiento de la central de HECA se calculan para tener momentos de descenso que exceden el máximo de siete días del Condado de Kern (Manual de Hidrología del Condado de Kern – Sección 408.08.01). Ajustar el diseño de embalse y/o las operaciones para cumplir con la norma pertinente del Condado de Kern. Asimismo, revisar el informe de hidrología y el DESCP para reflejar estos cambios.

Impactos del Tramo de Ferrocarril Propuesto sobre Inundaciones Fuera del Emplazamiento:

- Mapas y dibujos que muestren las ubicaciones en donde la construcción se cruzaría con drenajes, canales y otros espejos de agua. Identificar qué permisos estatales y/o locales se requerirían para estos cruces.
- Descripción de los métodos típicos propuestos para alojar flujos debajo o alrededor de la base del ferrocarril. Incluir mapas que muestren las ubicaciones de las zonas de los drenajes e indiquen para qué tipo de flujos estarían diseñados.
- Identificar si la base del ferrocarril se construiría en o cerca de una Zona A de llanura aluvial de 100 años de antigüedad de la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA, por sus siglas en inglés). En ese caso, analizar las medidas que se requerirían para asegurar que no se produzcan impactos aguas arriba o abajo.

TRÁNSITO Y TRANSPORTE

El solicitante propuso recientemente agregar almacenamiento de piedra caliza y nitrato de amonio en el emplazamiento del proyecto. Estas revisiones cambiarían la cantidad de viajes de camión de ida y vuelta al emplazamiento del proyecto. El personal necesita información adicional de parte del solicitante sobre cómo esta revisión de la cantidad de viajes de camión podría también cambiar los impactos potenciales relacionados con el tránsito y el transporte. Específicamente, el personal pide que el solicitante suministre la cantidad de viajes de camión revisada tanto con el tramo de ferrocarril como sin éste, y que identifique los cambios con respecto al nivel de servicio (LOS, por sus siglas en inglés) en intersecciones y segmentos de caminos que ocurrirían con la cantidad de viajes revisada. Esta cuestión se abordará en el documento de FSA/FEIS.

Junto con la revisión del almacenamiento interno de piedra caliza y nitrato de amonio utilizado para el proyecto de HECA, el personal se ha preguntado por la necesidad de expandir la planta de servicios de carbón de Wasco para atender la demanda del proyecto. Los componentes potenciales de la planta de servicios de carbón considerados inicialmente por el personal incluyen la posible necesidad de agregar silos de almacenamiento y/o un carril de recepción para trenes y/o camiones de acarreo. El personal pide al solicitante que identifique los componentes específicos que necesitarían ampliarse en la planta de servicios de carbón de Wasco. La necesidad potencial del proyecto de ampliación de la planta de servicios de carbón de Wasco se abordará en el documento de FSA/FEIS.

En el marco de una alternativa propuesta, HECA construiría y operaría un tramo de ferrocarril para la entrega de combustible y productos hacia y desde el emplazamiento del proyecto. Debido a que la CPUC tradicionalmente tiene jurisdicción sobre dichas instalaciones, el personal continuará colaborando estrechamente con la CPUC para garantizar el diseño adecuado de la línea de ferrocarril para su operación segura. Con el fin de garantizar que el personal de la CPUC cuente con información suficiente que le ayude a analizar la propuesta, el solicitante debe presentar toda otra información que se requiera para una solicitud formal según el Título 20 del Código de Regulaciones de California, sección 3.1, para todos los cruces de ferrocarril públicos a nivel necesarios para el tramo de ferrocarril propuesto. Esta información se resume en las Reglas de Práctica de la CPUC y en el Procedimiento 3.7 a 3.11 de la Sección 1001 del Código de Servicios Públicos y debe presentarse tanto ante la CPUC como ante el personal de

la Comisión de Energía.

Además, el solicitante debe suministrar un análisis que estudie la necesidad de cada uno de los cruces a nivel privados propuestos, los riesgos potenciales que involucra esta cantidad de cruces privados en un área tan pequeña y si, luego de un examen más profundo, se puede eliminar algún cruce. Este análisis también debe estudiar los impactos potenciales sobre el movimiento de maquinaria y equipos agrícolas debido a la reducción de los cruces, y debe identificar hasta qué punto las tierras de ambos lados del tramo propuesto son propiedad de y mantenidas por la misma persona o entidad y, así, podrían resultar impactadas por la conectividad reducida.

Manejo de los Residuos

- Al personal no se le suministró un detalle de los tipos y cantidades de residuos peligrosos y no peligrosos que se generarán en el componente OEHI de la central de HECA para confirmar si el proyecto no provocará un impacto sobre los vertederos del Condado de Kern. Estos datos son necesarios para que el personal complete la evaluación de impactos potenciales.
- El personal necesita los resultados de las pruebas de caracterización de residuos según el Título 22 del Código de Regulaciones de California, División 4.5, artículo 66262.10 sobre mezclas de carbón y coque de petróleo utilizando el gasificador Mitsubishi en Japón mediante métodos de procesamiento representativos de aquellos que se utilizarán durante la operación del proyecto. El fin de las pruebas es determinar si los sólidos de gasificación serían peligrosos o no. Esta información es necesaria para evaluar más profundamente la forma en que se pueden eliminar los residuos y si es viable comercializar los sólidos para otros usos. La información debe incluir una descripción de los efluentes industriales, una evaluación que indique si el material residual es adecuado para su eliminación, identificación de instalaciones que aceptarían el volumen de residuos generados, una carta de la planta que demuestre que aceptarían los residuos y pruebas de que la eliminación de los residuos cumpliría con los requisitos de eliminación de residuos del Condado de Kern. Si el titular del proyecto propone comercializar los sólidos para su uso como materiales cementicios complementarios o para otros fines, se debe incluir un informe detallado que indique qué usos se pueden comercializar y cartas de intención de compradores potenciales.
- El titular del proyecto debe firmar un contrato con el Departamento de Control de Sustancias Tóxicas (DTSC, por sus siglas en inglés) con el fin de caracterizar totalmente y, de ser necesario, reparar el daño ambiental de la propiedad del emplazamiento de modo tal que esté en las condiciones adecuadas para permitir su uso futuro. Además, sobre la base del tipo de contrato con el DTSC, el solicitante debe realizar la caracterización de emplazamiento necesaria para determinar si la reparación del emplazamiento es necesaria y, en ese caso, cuál sería el alcance de la reparación antes de la FSA.

El personal necesita información sobre efluentes industriales adicionales que derivarían de la adición de fundente de piedra caliza, tales como toneladas y yardas cúbicas

totales. El solicitante también debe suministrar información sobre el aumento de la cantidad de sólidos de gasificación en toneladas y yardas cúbicas.

GEOLOGÍA Y PALEONTOLOGÍA

La piedra caliza se extraería y transportaría al emplazamiento para ser utilizada como fundente para reducir las emisiones de azufre. Actualmente no se sabe en dónde se está extrayendo piedra caliza, la entidad que permitió la operación de la mina, la capacidad del recurso de la mina y el consumo calculado de piedra caliza durante el horizonte del proyecto. El personal requiere que esta información se suministre ya que su evaluación es necesaria para completar el análisis para finalizar el documento de FSA/FEIS.

EFICIENCIA DE LA PLANTA DE ENERGÍA

1. La conciliación de la generación bruta de energía de 405 MW que originalmente se presentó en la AFC y el nivel de energía de 431 MW que se está analizando en otra parte de este documento;
2. Actualización del balance de masa y energía para la *totalidad* de los límites del proyecto que usa *todas* las condiciones contemporáneas, con inclusión del campo de recuperación optimizada de petróleo (EOR), la separación de aire (ASU) y la introducción de carbonato de calcio en la mezcla de materia prima sobre la base de las diversas potencias de servicio en MW.
3. Identificación y descripción de los componentes principales del bloque de alimentación eléctrica, con inclusión del gasificador, sobre la base de las diversas potencias de servicio en MW.

CONFIABILIDAD DE LA PLANTA DE ENERGÍA

El solicitante no logró asignar un factor de disponibilidad (AF, por sus siglas en inglés) al sistema de gasificación y a los sistemas auxiliares de los que depende el bloque de alimentación eléctrica. El solicitante tiene que asignar este AF, demostrar cómo se derivó y explicar cómo influye en el 91.3 por ciento de la AF asignada al bloque de alimentación eléctrica.

INGENIERÍA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

El Informe del Estudio de Interconexión de Grupo de Transición (Estudio de Fase II) para la central de HECA.