



Segundo Informe Complementario Sobre la Capacidad a Largo Plazo de Gas Natural

en Brooklyn, Queens, Staten Island y
Long Island ("sur del estado de NY")
Junio de 2021

National Grid US

Segundo informe complementario sobre la capacidad a largo plazo de gas natural en Brooklyn, Queens, Staten Island y Long Island ("sur del estado de NY")

Junio de 2021

Tabla de contenido

1. Introducción	5
2. Resumen ejecutivo	7
3. Redes de gas natural de National Grid y cero emisiones netas	28
4. Planificar la fiabilidad / satisfacer las necesidades de los clientes	33
5. La solución de infraestructura distribuida recomendada para cerrar la brecha entre demanda y oferta.....	62
6. Escenarios de contingencia y opciones adicionales	88
7. Soluciones para escenarios de contingencia.....	104
8. Conclusión y próximos pasos.....	114
9. Acrónimos.....	116

Lista de tablas

Tabla 2-1: Capacidad existente	12
Tabla 2-2: Componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida	14
Tabla 2-3: Progreso de la Solución de Infraestructura Distribuida.....	18
Tabla 2-4: Principales riesgos de implementación de los componentes de la solución de infraestructura distribuida	19
Tabla 2-5: Lista de opciones de contingencia para resolver los déficits del escenario de contingencia	22
Tabla 4-1: capacidad de suministro de gas de National Grid en el sur del estado de Nueva York durante el invierno de22-23 sin la solución de infraestructura distribuida	59
Tabla 5-1: Componentes y actualizaciones de la solución de infraestructura distribuida	63
Tabla 5-2: Estado de la solución de la infraestructura distribuida y principales riesgos	66
Tabla 5-3: principales riesgos del proyecto de vaporización de GNL	69
Tabla 5-4: Riesgos para el proyecto ExC.....	71
Tabla 5-5: riesgos del proyecto de GNC	73
Tabla 5-6: Objetivos de ahorro anuales de NE:NY	74
Tabla 5-7: resumen de las contribuciones del Programa de Climatización Incremental	77
Tabla 5-8: Resumen de las contribuciones del Programa de Conexiones Incrementales de Eficiencia Energética.....	78
Tabla 5-9: riesgos para el éxito del programa de DSM	79
Tabla 5-10: riesgos de la DR	82
Tabla 5-11: Ejemplos de tasas de electrificación del calor	83
Tabla 5-12: Riesgos de la electrificación del calor	86
Tabla 6-1: Escenarios de contingencia	88
Tabla 6-2: Evaluación de Micro GNL	93
Tabla 6-3: Riesgos de la electrificación acelerada del calor	101
Tabla 6-4: Opciones adicionales para el análisis de contingencias	103
Tabla 7-1: Opciones que pasaron la pantalla 1 y 2 para la pantalla 3	106
Tabla 7-2: Ejemplo de tasas de electrificación térmica por escenario y solución.....	109
Tabla 7-3: Brechas en el escenario de contingencia como número de clientes con demanda equivalente en el día de diseño	114

Lista de figuras

Figura 2-1: Demanda histórica (retroproyectada) y prevista del diseño por día en el sur del estado de Nueva York	11
Figura 2-2: Comparación de las previsiones de demanda base ajustadas para 2021 y 2020 y el escenario de alta demanda del informe complementario de 2020.....	11
Figura 2-3: Brecha proyectada entre la demanda y la oferta antes de la implantación de la solución de infraestructura distribuida	13
Figura 2-4: Comparación de la brecha de demanda entre las previsiones de 2020 y 2021s	13
Figura 2-5: Comparación de soluciones de infraestructura distribuida a la brecha entre la oferta y la demanda.....	15
Figura 2-6: Comparación del escenario de la demanda en el diseño por día	16
Figura 2-7: Cartera de capacidad de gas ilustrativa en el escenario de demanda de cero emisiones netas.....	17
Figura 2-8: Brechas del escenario de contingencia por año(MDth/día)	21
Figura 2-9: Enfoques de los escenarios de contingencia	24
Figura 2-10: Costos netos del servicio de gas de la solución del escenario de contingencia.....	24
Figura 4-1: Recuento de clientes del estado de Nueva York.....	42
Figura 4-2: Cambio neto en el recuento de clientes del estado de Nueva York.....	42
Figura 4-3: Recuento de clientes residenciales del estado de Nueva York	43
Figura 4-4: Previsión de aumento de clientes residenciales en el estado de Nueva York.....	44
Figura 4-5: Recuento de clientes multifamiliares del estado de Nueva York	44
Figura 4-6: Previsión de grandes adiciones multifamiliares en el estado de Nueva York.....	45
Figura 4-7: Recuento de clientes de la COM y la NFDR en el estado de Nueva York	45
Figura 4-8: Cambio neto de la COM y de la NFDR del Estado de Nueva York.....	46
Figura 4-9: Predicción de otros grandes clientes para el sur del estado de Nueva York	47
Figura 4-10: Uso anual de gas en el estado de Nueva York	47
Figura 4-11: Consumo de energía histórico y previsto	48
Figura 4-12: Uso residencial de gas en el estado de Nueva York	49
Figura 4-13: Histórico y previsión residencial UPC	49
Figura 4-14: consumo de energía histórico y previsto para las grandes viviendas multifamiliares ...	50
Figura 4-15: Histórico y previsión de la UPC multifamiliar grande	50
Figura 4-16: consumo de energía histórico y previsto para COM.....	51
Figura 4-17: Histórico y previsión COM UPC.....	51
Figura 4-18: Consumo de gas de la NFDR histórico y previsto	52
Figura 4-19: Histórico y previsión de NFDR UPC	52
Figura 4-20: consumo de energía histórico y previsto para otros grandes clientes.....	53
Figura 4-21: Demanda de días de diseño en el estado de Nueva York, histórica y prevista	54
Figura 4-22: volumen histórico y previsto del diseño por día, ajustado y no ajustado, en el estado de Nueva York	55
Figura 4-23: Previsión de demanda base ajustada y escenario de demanda neta cero	56
Figura 4-24: resumen de las fuentes de suministro de gas existentes y a corto plazo en el estado de Nueva York durante el invierno de 22/23 sin la solución de infraestructura distribuida.....	59
Figura 4-25: proyección del desfase de la demanda/suministro entre la capacidad existente y la demanda prevista.....	62
Figura 5-1: Solución de infraestructura distribuida a la brecha entre demanda y oferta.....	64
Figura 5-2: Comparación del escenario de la demanda en el diseño por día	65
Figura 5-3: Escenario de ajuste de tamaño	66
Figura 6-1: Mapa de calor de las brechas del diseño por día por año según el escenario de sensibilidad de la demanda	89
Figura 7-1: Proceso de selección	105
Figura 7-2: Tamaño del programa de DSM cuando se deniegan los proyectos de vaporización de GNL y ExC.....	107

Figura 7-3: Composición de la solución de infraestructura no gasística más rentable para cada escenario de contingencia	107
Figura 7-4: Valor actual neto (VAN) de la solución de infraestructura sin gas más rentable por escenario de contingencia	108
Figura 7-5: Coste incremental de las soluciones propuestas si se rechazan los proyectos de Vaporización y los proyectos ExC son rechazados	109
Figura 7-6: Impacto del diseño por día de las opciones de contingencia en el año de brecha máxima (MDth/día)	110
Figura 7-7: Coste incremental del enfoque alternativo para abordar las deficiencias del escenario de contingencia en relación con la solución de infraestructura distribuida.....	111

1. Introducción

El 24 de febrero de 2020, National Grid ("National Grid" o la "Compañía") publicó el Informe sobre la capacidad a largo plazo de gas natural (el "Informe original") para sus territorios de servicio en Brooklyn, Queens, Staten Island y Long Island ("sur del estado de Nueva York"). El Informe original ofrecía un análisis detallado de las limitaciones de la capacidad de gas natural en la región y de las opciones disponibles para satisfacer la demanda a largo plazo. Además, National Grid celebró una serie de seis reuniones públicas y recibió miles de comentarios por escrito sobre el Informe original y las opciones.

Después de revisar los muchos comentarios y la amplia participación del público en el Informe original y de recopilar contenido detallado adicional, National Grid publicó el Informe complementario sobre la capacidad a largo plazo de gas natural el 8 de mayo de 2020 (el "Informe complementario"). En ese informe, la Compañía respondía a los comentarios del público sobre el Informe original, incluso sobre las opciones presentadas para abordar la limitación de la capacidad a largo plazo, y recomendaba dos soluciones como las mejores entre todas las opciones presentadas: una opción de gasoducto interestatal o una cartera de opciones de infraestructura distribuida y de infraestructura no relacionada con el gas. Poco después, las solicitudes de permiso estatal para el proyecto del gasoducto a gran escala ("opción B") fueron denegadas, y National Grid ha estado ejecutando la otra solución recomendada, identificada en el Informe complementario como "opción A": Mejoras en la infraestructura existente por Vaporización de GNL y Iroquois Gas Transmission System, L.P. ("Iroquois"), combinadas con eficiencia energética (EE) y respuesta a la demanda (DR) incrementales"

National Grid está centrada en la aplicación de esta solución de la "opción A", que se ha aumentado desde su presentación. Esta solución implica ahora un conjunto aún más agresivo de programas incrementales de gestión de la demanda (Demand-Side Management, "DSM") para ayudar a los clientes a reducir su consumo de gas natural, cuya magnitud no tiene precedentes en Nueva York. La empresa también está desarrollando una capacidad adicional de gas natural comprimido ("GNC") portátil y ha seguido avanzando en el desarrollo y la búsqueda de permisos para las mejoras de vaporización de GNL propuestas en su actual instalación de Greenpoint. La Compañía también apoya el proyecto de mejora por compresión (Enhancement by Compression, "ExC") que está llevando a cabo Iroquois Gas Transmission System.

En conjunto, estos programas, proyectos y contratos adicionales se denominan colectivamente "Solución de Infraestructura Distribuida" a lo largo de este informe ("Segundo informe complementario").

National Grid también ha asumido importantes compromisos corporativos que se ajustan a los ambiciosos objetivos de Nueva York en materia de cambio climático establecidos en la Ley de Liderazgo Climático y Protección de la Comunidad (Climate Leadership and Community Protection Act, CLCPA). En octubre de 2020, National Grid perfeccionó su plan para alcanzar la meta de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) en Nueva York para 2050 ("Cero emisiones netas") a través de su plan "Cero emisiones netas para 2050" y actualizó su Carta de Negocio Responsable para incluir esas metas.¹ Si se compara con estas metas, National Grid cree que su Solución de Infraestructura Distribuida es coherente con las metas de la CLCPA, el Plan de cero emisiones netas de la compañía y un futuro de energía limpia.

¹ <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/netzeroby2050plan.pdf> y <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/usnationalgridresponsiblebusinesscharter2020us.pdf>

A pesar de todos los progresos realizados por National Grid en su Solución de Infraestructura Distribuida, los retrasos en la obtención de permisos han creado riesgos para las fechas de entrada en servicio de los proyectos de infraestructura. Los programas DSM también se enfrentan a desafíos de implementación en términos de la necesidad de aprobación y financiación regulatoria y el riesgo de ejecución por la extraordinaria magnitud y el aumento de estos programas y la naturaleza impredecible de la participación de los clientes. Estos retos crean un riesgo real de que National Grid no pueda satisfacer la futura demanda de los clientes, lo que requiere una evaluación actualizada del impacto potencial y la consideración de alternativas si los componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida se quedan cortos.

Dados los continuos retos que supone satisfacer la demanda de gas de los clientes en el sur del estado de Nueva York, el propósito de este Segundo informe complementario es el siguiente:

- Enmarcar las necesidades de capacidad de gas en el sur del estado de Nueva York y la Solución de Infraestructura Distribuida de National Grid en el contexto del compromiso de cero emisiones netas de la CLCPA de Nueva York, el Plan de cero emisiones netas de la Compañía y la predicción de la demanda a largo plazo.
- Proporcionar una actualización de la previsión de la demanda a largo plazo de la empresa para el estado de Nueva York y el estado de su capacidad existente y las limitaciones operativas. La previsión de demanda de referencia ajustada para 2021 muestra un nivel de demanda más alto en comparación con la previsión de 2020, a pesar de la interrupción de la pandemia, lo que lleva a una brecha de demanda y oferta de días de diseño a corto plazo ligeramente mayor entre la previsión y la capacidad.
- Proporcionar una actualización sobre el progreso de National Grid en la implementación de su Solución de Infraestructura Distribuida para resolver la brecha entre la demanda y el suministro en el día de diseño, que la Compañía sigue creyendo que es la solución más viable, y explicar los riesgos para finalizar la implementación de la Solución.
- Por último, presentar un conjunto actualizado de opciones en caso de que la solución de infraestructura distribuida de National Grid se retrase significativamente o no se aplique en su totalidad, evaluar el coste y la viabilidad de la aplicación de dichas opciones y explicar los futuros riesgos para las conexiones de los clientes y el servicio ininterrumpido.

Al igual que con el Informe original, invitamos a los lectores a que nos hagan llegar sus comentarios sobre este Segundo informe complementario y las recomendaciones que contiene. Además de presentar el segundo informe complementario ante la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York, publicaremos este informe en nuestra página web y desplegaremos otras opciones para compartir el informe con las partes interesadas, incluyendo un resumen de fácil lectura, contenido web y una reunión virtual.

2. Resumen ejecutivo

2.1. National Grid suministra energía segura, fiable y asequible a más de 1.9 millones de clientes en el sur del estado de Nueva York.

Desde familias trabajadoras hasta pequeñas empresas, los clientes de National Grid de Brooklyn, Queens, Staten Island y Long Island ("Downstate NY") dependen de National Grid para que les suministre gas natural seguro, fiable y asequible a sus hogares y empresas, especialmente en los días más fríos, cuando la demanda de gas de los clientes es máxima. National Grid debe cumplir con esta profunda obligación energética incluso mientras planificamos un futuro en el que la demanda tradicional de gas natural puede disminuir como resultado de las nuevas políticas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

2.2. National Grid apoya firmemente las metas de Nueva York de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en toda la economía y alcanzar la meta de cero emisiones netas.

El 18 de julio de 2019, el gobernador Andrew M. Cuomo promulgó la Ley de Liderazgo Climático y Protección de la Comunidad ("CLCPA"), una de las leyes climáticas más ambiciosas de Estados Unidos, que exige a Nueva York reducir las emisiones de GEI en toda la economía un 40% respecto a los niveles de 1990 para 2030 y alcanzar las emisiones netas de gases de efecto invernadero ("Net Zero") para 2050 (con una reducción de las emisiones no inferior al 85%, y con la posibilidad de compensar las emisiones restantes para alcanzar el objetivo Net Zero). National Grid está plenamente comprometida con un futuro energético limpio y con ayudar a Nueva York a alcanzar sus metas energéticas y medioambientales en el marco de la CLCPA y hemos diseñado nuestra Solución de Infraestructura Distribuida de una manera que es coherente con estos esfuerzos de cero emisiones netas.

Como parte de su compromiso de construir un futuro energético más limpio para Nueva York, National Grid publicó en octubre de 2020 el plan "Cero emisiones netas para 2050"² y actualizamos nuestra Carta de Negocio Responsable³ afirmando nuestro compromiso de: (i) reducir las emisiones de GEI de nuestras operaciones directas en un 80% para 2030, en un 90% para 2040, y a un cero neto para 2050; (ii) reducir las emisiones de GEI del gas que vendemos a los clientes en un 20% para 2030, y seguir reduciendo estas emisiones más allá de 2030 en consonancia con las metas de Nueva York establecidas en la CLCPA y (iii) priorizar diez áreas de interés principales para lograr cero emisiones netas en nuestras operaciones en los EE. UU. y en la energía que suministramos a los clientes. Entre esas diez grandes áreas de interés, cinco se refieren específicamente a la red de gas de la empresa:

- Reducir la demanda de gas a través de la eficiencia energética ("EE"), la respuesta a la demanda ("DR") y las soluciones alternativas sin gasoducto ("NPA");
- Descarbonizar la red de gas con gas natural renovable e hidrógeno (es decir, reducir la intensidad de carbono del gas suministrado);
- Reducir las emisiones de metano de nuestra propia red de gas y de toda la cadena de valor;

² <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/netzeroby2050plan.pdf>

³ <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/usnationalgridresponsiblebusinesscharter2020us.pdf>

- Integrar tecnologías innovadoras para descarbonizar la calefacción (por ejemplo, bombas de calor eléctricas, sistemas de calefacción híbridos de gas y electricidad, y sistemas de energía geotérmica de distrito); y
- Invertir en la gestión del carbono a gran escala.

2.3. National Grid ha tomado medidas para reducir las emisiones de GEI en Nueva York.

En todas las comunidades a las que servimos, National Grid está profundamente comprometida con la meta de cero emisiones netas y tiene un largo historial de apoyo a la reducción de las emisiones de GEI. Hemos contribuido a que Nueva York se sitúe entre los cinco estados más eficientes energéticamente del país a través de nuestros programas de EE y DR existentes durante varios años consecutivos, y estos programas siguen creciendo. En el marco de la Nueva Eficiencia del Estado: Nueva York ("NE:NY") de los programas de eficiencia energética de las empresas de servicios públicos, los objetivos anuales de ahorro de energía de gas de National Grid se multiplican por más de tres y medio entre 2020 y 2025. Para 2030, la Compañía también prevé poder reducir las emisiones de metano de nuestras infraestructuras en un 80% con respecto a la referencia de 1990 mediante programas de sustitución de tuberías y avances en la detección y reparación de fugas. Y, justo el año pasado, la Compañía superó los objetivos de inscripción de clientes para nuestros programas de respuesta a la demanda para el invierno de 2020/21.

Además, seguimos avanzando e invirtiendo en combustibles más limpios mediante la revisión de las solicitudes de los desarrolladores que tienen nuevos suministros de gas natural renovable (GNR) y la búsqueda de nuevas fuentes de suministro, como demuestran la nueva instalación de GNR en la planta de tratamiento de aguas residuales de Newtown Creek y nuestro proceso de interconexión estandarizado para nuevas instalaciones de GNR. Para ayudar a impulsar la próxima innovación en materia de energía limpia, la Compañía también se ha asociado con entidades como la Autoridad de Investigación y Desarrollo Energético del Estado de Nueva York (New York State Energy Research and Development Authority, NYSERDA) y universidades de investigación, incluida la Universidad de Stony Brook, para avanzar en otras formas de descarbonizar la red de gas mediante la mezcla de hidrógeno y otras fuentes de GNR.

National Grid colaboró con Con Edison y la Oficina de Sostenibilidad de la Alcaldía de la Ciudad de Nueva York (New York City, NYC) en un proyecto de varios años de duración para estudiar las estrategias que podrían ayudar a la ciudad de Nueva York a cumplir sus metas energéticas y climáticas y para desarrollar una visión de las principales opciones de descarbonización. El estudio, titulado "Pathways to a Carbon-Neutral NYC", (el "Estudio de Descarbonización de Nueva York") se publicó en abril de 2021⁴, y en él se hacían varias conclusiones clave, como la necesidad de adoptar rápidamente equipos de calefacción eficientes y avanzados, la necesidad de una mayor electrificación de los edificios con el apoyo de una electricidad 100% sin emisiones, y la necesidad de transformar la red de gas en una que suministre gas de baja emisión de carbono (a partir de hidrógeno y GNR) para los edificios que no se electrifiquen para reducir su huella de carbono neta. El Estudio de descarbonización de la NYC señala cómo el sistema de infraestructuras de distribución de gas seguirá desempeñando un papel duradero y fundamental en la consecución de nuestra meta compartida de descarbonización.

Actualmente, el Consejo de Acción Climática del Estado de Nueva York, establecido por la CLCPA, está en proceso de crear un plan de alcance para la reducción de emisiones para la CLCPA, que se presentará al gobernador y a la legislatura a finales de 2022. Los grupos de asesoramiento del Consejo han formulado recientemente sus recomendaciones, que incluyen, entre otras cosas,

⁴ <https://www1.nyc.gov/assets/sustainability/downloads/pdf/publications/Carbon-Neutral-NYC.pdf>

futuras prohibiciones tanto de nuevas conexiones de clientes de gas como de sustitución de equipos de gas, con estos cambios escalonados en el tiempo a partir de 2025. National Grid sigue evaluando este panorama político en evolución mientras planificamos cómo satisfacer las necesidades de nuestros clientes.

2.4. National Grid está garantizando la fiabilidad energética crítica durante los periodos más fríos, cuando la demanda es máxima, al tiempo que potencia la transformación de Nueva York hacia un sistema energético de cero emisiones netas.

Con más de 1.9 millones de clientes en nuestro territorio de servicio en el sur del estado de NY y con una tendencia sostenida durante los últimos 10 años de añadir aproximadamente 12,000 clientes al año, National Grid debe prever la futura demanda de gas natural de nuestros clientes y garantizar que nuestra cartera de suministro de gas natural, la infraestructura de la red de distribución de gas y los programas de gestión del lado de la demanda puedan satisfacer las diversas necesidades energéticas de nuestros clientes incluso en condiciones difíciles.

Para ello, diseñamos nuestro sistema de distribución de gas y planificamos nuestra capacidad de gas natural para satisfacer la demanda prevista de los clientes en un "estándar diario de diseño" (es decir, el día de invierno más frío que conlleva la mayor demanda diaria de los clientes para la que la Compañía planifica) y en condiciones de "diseño por hora" (es decir, la demanda horaria máxima en dicho día de diseño). Es importante que lo hagamos con una contingencia cero, o margen de reserva, en caso de que la demanda máxima real sea superior a la proyectada para el Día de Diseño (debido a una meteorología más severa o a la incertidumbre inherente a la previsión de la demanda) o en caso de que se produzca una interrupción inesperada del suministro de gas, de la infraestructura de gas o de la disponibilidad de recursos del lado de la demanda.⁵ National Grid modela las necesidades de suministro y distribución de gas en el sur del estado de Nueva York basándose en una temperatura media en el diseño por día de 0° Fahrenheit en Central Park (es decir, 65 grados-día de calefacción). Desde el Informe complementario, National Grid encargó a Marquette Energy Analytics un análisis de las condiciones climáticas en el sur del estado de Nueva York (teniendo en cuenta tanto la temperatura como el viento que impulsan la demanda máxima de gas para calefacción) que corrobora que nuestro estándar de diseño por día es coherente con la corriente principal del servicio de gas para estos estándares en términos de probabilidad de ocurrencia.

Dada la realidad de las condiciones climáticas extremas, las consecuencias de no tener suficiente capacidad de gas natural para satisfacer el pico de la demanda de los clientes en condiciones climáticas invernales extremadamente frías pueden ser graves. Una capacidad de gas insuficiente en los picos de demanda da lugar a condiciones de baja presión en la red de distribución de gas que pueden hacer que la calefacción y otros equipos de uso final dejen de funcionar para los clientes y crear riesgos de seguridad. La única manera de garantizar adecuadamente la seguridad de los clientes y las comunidades en tales condiciones es restringir (es decir, cortar) a los grandes clientes y potencialmente interrumpir el servicio a secciones enteras de la red de gas, afectando a muchos hogares y empresas, con lo que el restablecimiento del servicio podría tardar una semana o más. Dada la importancia de suministrar energía de forma fiable y segura, incluso durante los periodos más exigentes, National Grid cree que debemos hacer todo lo posible para garantizar que la red de gas mantenga la presión suficiente y funcione con seguridad. Además, las interrupciones del servicio energético que se produjeron como consecuencia de la tormenta invernal de febrero de

⁵ "Contingencia cero" significa que los planes para equilibrar la demanda y la oferta de gas no tienen ninguna contingencia de suministro o margen de reserva; en otras palabras, están diseñados para equilibrar la oferta y la demanda suponiendo que no se supera el pico de la demanda prevista y que todos los recursos de capacidad de gas disponibles estarán disponibles al 100% sin interrupción cuando se necesiten.

2021 en Texas nos recuerdan a todos la importancia de trabajar juntos para desarrollar una estrategia energética clara que planifique la inevitabilidad de las condiciones climáticas severas, dada la magnitud de los posibles impactos económicos y sanitarios para los clientes por la pérdida de calefacción durante el frío extremo.

2.5. En consonancia con las previsiones de años anteriores, National Grid proyecta un crecimiento continuado de la demanda de gas en nuestra última previsión anual de demanda de gas a largo plazo, incluso después de tener en cuenta los impactos de la pandemia de COVID-19 y los ambiciosos programas de eficiencia energética y electrificación del calor que se están aplicando en Nueva York.

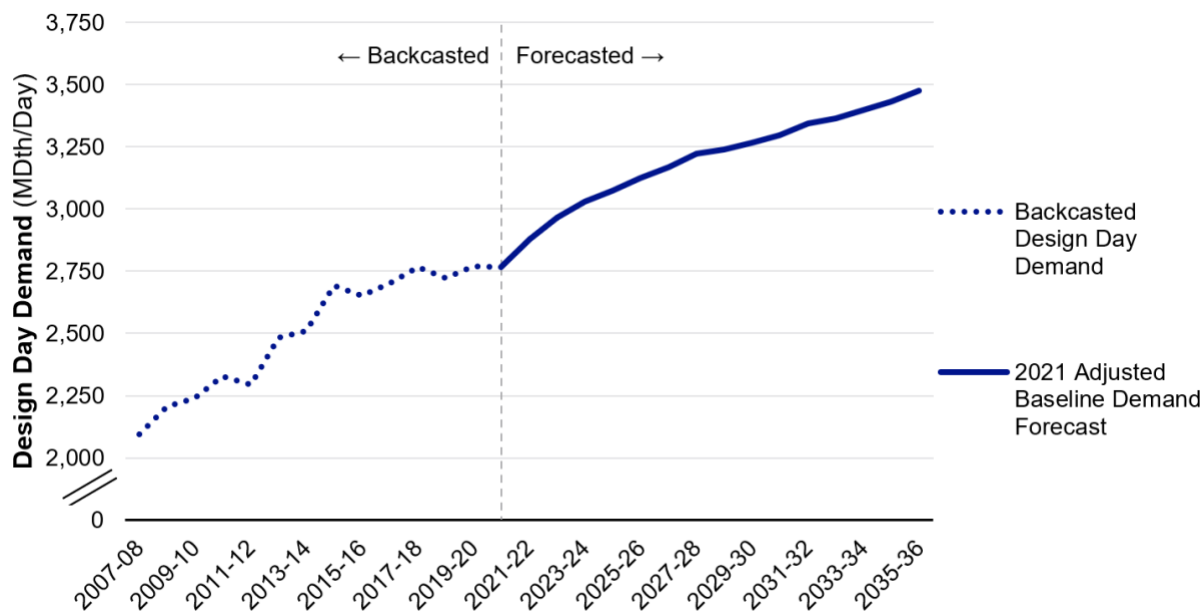
Prevedemos la demanda de gas de nuestros clientes teniendo en cuenta todos los factores relevantes, incluido el uso histórico y las proyecciones económicas independientes (que reflejan la última opinión sobre los efectos de la pandemia del COVID-19), los diferenciales de precios del gasóleo de calefacción frente al gas natural y los ajustes por factores como la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y los programas de electrificación del calor. Basándonos en estos factores, nuestra última predicción proyecta que la demanda de gas en el diseño por día del sur del estado de Nueva York aumentará aproximadamente un 1.5% al año, pasando de 2,766 MDth/día⁶ en el invierno de 2020/2021 a 3,430 MDth/día en el invierno de 2034/2035.

El crecimiento de la predicción de la demanda base ajustada a la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y la electrificación del calor (la "predicción de la demanda base ajustada") es significativamente menor que la tasa de crecimiento media experimentada durante el periodo histórico, que fue del 2.2% anual desde el invierno de 2007/2008 al invierno de 2020/2021. Sin embargo, se espera que la demanda de gas del diseño por día crezca mucho más rápido incluso que la tasa histórica durante los próximos tres años, con un promedio del 3.1% anual desde el invierno de 2020/2021 al invierno de 2023/2024, debido a la fuerte recuperación económica prevista para el sur del estado de Nueva York tras la pandemia por la COVID-19. La figura 2-1 que aparece a continuación muestra el crecimiento histórico (*es decir*, retroproyectado)⁷ y proyectado para la demanda de gas en el diseño por día.

⁶ MDth=miles de decatermos (Thousands of Dekatherms). Un decatermo equivale a un millón de unidades térmicas británicas (British thermal units, Btu). El contenido energético de 1,000 pies cúbicos de gas natural medido en condiciones estándar es aproximadamente igual a un decatermo.

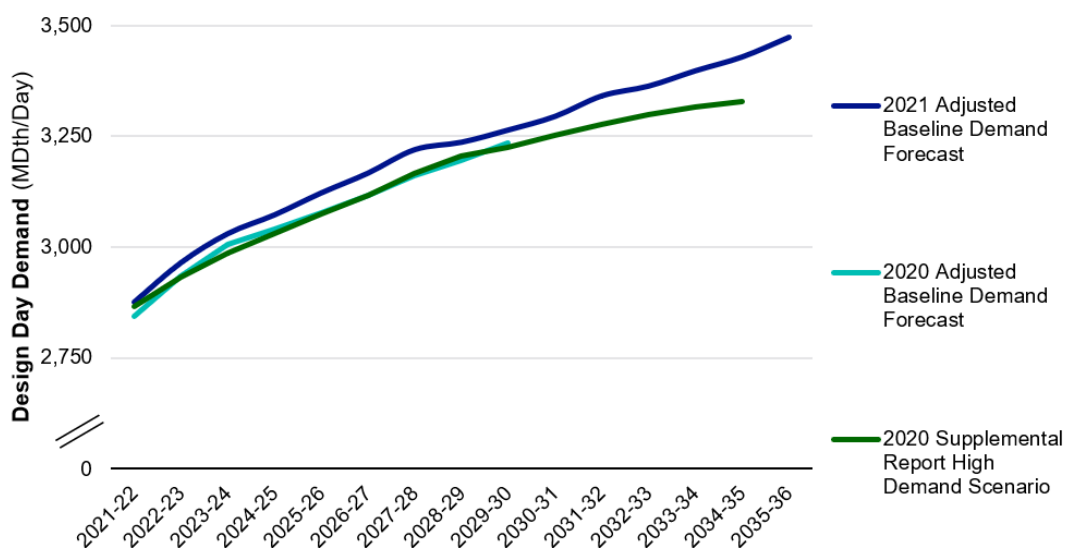
⁷ El período histórico se determina de la siguiente manera: cada año, la empresa utiliza ecuaciones de regresión para normalizar los datos de envío y la demanda estimada en el Día de Diseño estándar, estimada utilizando los coeficientes de regresión del año respectivo, da la demanda del Día de Diseño retroalimentada para ese año.

Figura 2-1: Demanda histórica (retroproyectada) y prevista del diseño por día en el sur del estado de Nueva York



Como reflejo de las últimas previsiones económicas independientes, la última previsión de demanda base ajustada de National Grid es ligeramente superior a la previsión de "alta demanda" proporcionada en el informe complementario de mayo de 2020 y a la posterior previsión de demanda de gas a largo plazo presentada en el "Análisis de oferta y demanda de National Grid relacionado con las áreas de servicio con vulnerabilidades conocidas de suministro y restricciones" presentado por la empresa ante la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York (la "Comisión" o la "NY PSC") el 17 de julio de 2020, en el caso 20-G-0131. La previsión de demanda de referencia ajustada para 2021 es mayor en cada año en una media de 40 MDth/día (o un 1,3%) que el escenario de alta demanda del informe suplementario de 2020 durante los próximos 10 años (véase Figura 2-2 más abajo).

Figura 2-2: Comparación de las previsiones de demanda base ajustadas para 2021 y 2020 y el escenario de alta demanda del informe complementario de 2020



Nota: El eje Y está cortado para centrarse en los cambios en el margen

2.6. Sobre la base de la previsión actualizada de la demanda de referencia, National Grid prevé que en el invierno de 2022/23 surja una brecha entre la demanda máxima total de gas de los clientes del estado de Nueva York y la capacidad de gas disponible, y que esta brecha aumente a partir de entonces, antes de tener en cuenta los proyectos de capacidad de gas previstos y las reducciones de la demanda incrementales en el marco de la solución de infraestructura distribuida.

National Grid ha llevado a cabo todos los proyectos de suministro en el sistema de nuestro plan de operaciones, incluida la construcción de nuevos y ampliados sitios de transferencia de gas natural comprimido ("GNC") capaces de suministrar hasta 62 MDth/día para el invierno 2021/2022, y ha asegurado contratos adicionales a largo plazo para la capacidad en los gasoductos interestatales existentes. La cartera total de capacidad de gas disponible (la "capacidad existente") se sitúa ahora en 2,957 MDth/día para el 2022/2023, como se muestra en la tabla 2-1 a continuación (en comparación con los 2,939 del Informe complementario).

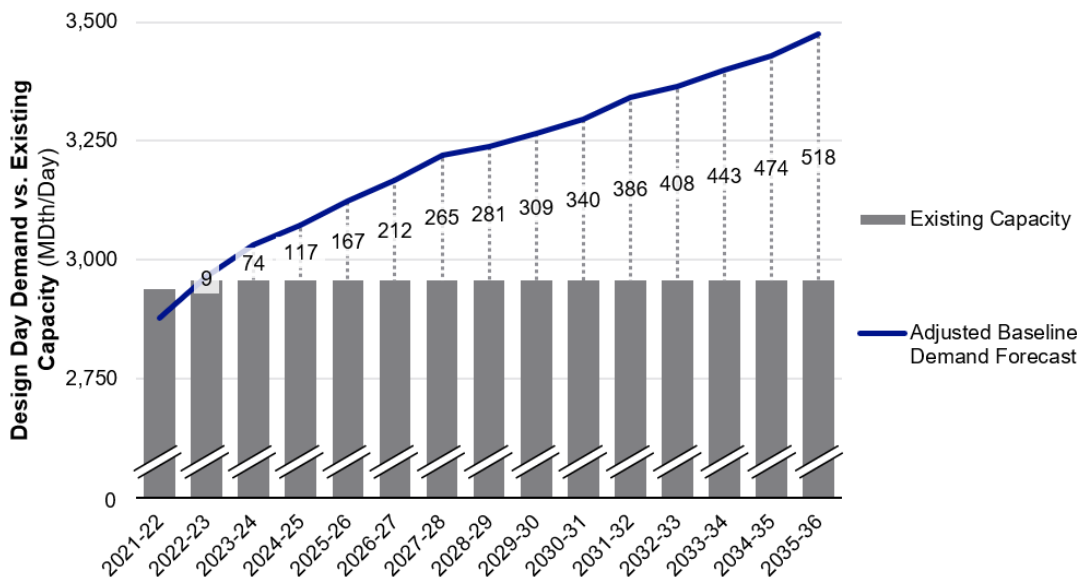
Tabla 2-1: Capacidad existente

Acumulación de suministro (MDth/día)	2022-23
Tuberías fijas a largo plazo y almacenamiento	2.377
GNL	395
Picos de tensión contratados a corto plazo y Cogen	123
GNC	62
GNR	1
Capacidad total de gas	2.957

Sin embargo, esta capacidad existente solo satisface la demanda de los clientes hasta el 2021/2022. En ausencia de la implementación de la Solución de Infraestructura Distribuida, anticipamos la existencia de una brecha entre la demanda de gas en el periodo punta según la Previsión de Demanda Base Ajustada y la Capacidad Existente (la "Brecha Demanda-Suministro") que comienza en 9 MDth/día en el invierno 2022/2023 y continúa creciendo hasta una brecha de 518 MDth/día en 2035/2036, como se ilustra en la Figura 2-3⁸

⁸ Esta brecha entre la demanda y la oferta parte de la base de que toda la capacidad de los gasoductos existentes se recontracta. Además, este informe compara la capacidad total de suministro de gas con la demanda agregada del día de diseño para los clientes de la compañía en el estado de Nueva York para evaluar si la compañía se enfrenta a una limitación de la capacidad de gas. Sin embargo, la Compañía también debe realizar anualmente una modelización hidráulica detallada de su red de gas junto con Consolidated Edison para conocer los flujos de gas proyectados reales y cualquier limitación de ubicación o problemas de baja presión.

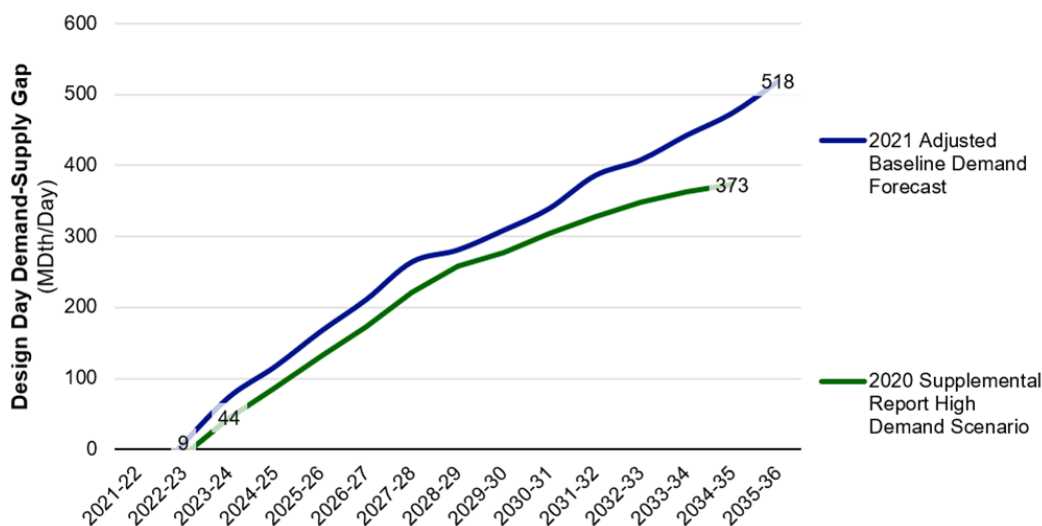
Figura 2-3: Brecha proyectada entre la demanda y la oferta antes de la implantación de la solución de infraestructura distribuida



Nota: El eje Y está cortado para centrarse en el déficit en el margen

Este desfase entre la demanda y la oferta es ligeramente mayor y comienza antes de lo previsto en el informe complementario de 2020, incluso con el aumento de la capacidad de gas a largo plazo que la empresa ha conseguido. Esto se debe al cambio al alza de la previsión de demanda base ajustada para 2021 en comparación con la previsión de demanda del informe complementario de 2020 ("escenario de alta demanda"). La primera proyección de la brecha entre la demanda y el suministro es un año antes (2022/2023) que en el escenario de alta demanda del informe complementario de 2020; además, mientras que el escenario de alta demanda del informe complementario de 2020 proyectaba una brecha entre la demanda y el suministro a partir de 2023/2024 de 44 MDth/día, la última proyección sitúa la brecha entre la demanda y el suministro en 2023/2024 en 74 MDth/día. Esto se representa en la Figura 2-4 a continuación.

Figura 2-4: Comparación de la brecha de demanda entre las previsiones de 2020 y 2021s



Nota: en el informe complementario se asumió implícitamente que la capacidad de pico y de cogeneración de City Gate que expiraba podría recontractarse indefinidamente. Esta capacidad recontractada se excluye de la brecha mostrada aquí para

compararla con el informe complementario.

2.7. El año pasado, National Grid determinó que la Solución de Infraestructura Distribuida -una combinación de programas incrementales de EE y RD y proyectos de infraestructura distribuida que amplían la capacidad de la infraestructura de gas existente- era la que mejor equilibraba el coste, la fiabilidad y la viabilidad para abordar la brecha prevista entre demanda y suministro. Esta conclusión no cambia.

En los informes del año pasado, la Compañía presentó varias opciones para cerrar la brecha entre la demanda y el suministro prevista en el diseño por día y, tras una amplia participación y los comentarios del público, recomendó dos soluciones. Tras el rechazo de las solicitudes de permiso para la solución de la gran infraestructura, National Grid se centró en la aplicación de la otra de las dos soluciones recomendadas: la solución de la infraestructura distribuida.

En concreto, para la Solución de Infraestructura Distribuida, National Grid recomendó combinar: (1) programas de gestión de la demanda incremental ("DSM") que comprenden un conjunto agresivo de EE incremental por encima del crecimiento de la reducción de la demanda requerida por NE:NY, así como nuevos programas de DR de gas; (2) la opción de vaporización de GNL ("Proyecto de vaporización de GNL"), que añade dos vaporizadores adicionales de GNL en las instalaciones de Greenpoint de National Grid; y (3) la opción de mejora de Iroquois por compresión ("Proyecto ExC"), que implica la construcción de instalaciones de compresión adicionales para aumentar la capacidad del sistema de transporte de gas de Iroquois.

Desde el informe complementario, la empresa ha actualizado esta solución con un plan para añadir capacidad adicional de GNC portátil, ampliando aún más la mayor operación de GNC de este tipo en los Estados Unidos, que aprovecha el máximo potencial de National Grid para ampliar el GNC portátil a la luz de las limitaciones de emplazamiento, operativas y de mercado. National Grid también perfeccionó los componentes de la EE, DR y electrificación del calor de la parte incremental de la DSM de la Solución de Infraestructura Distribuida. En conjunto, todos estos componentes conforman ahora la Solución de Infraestructura Distribuida, tal y como se recoge en la Tabla 2-2.

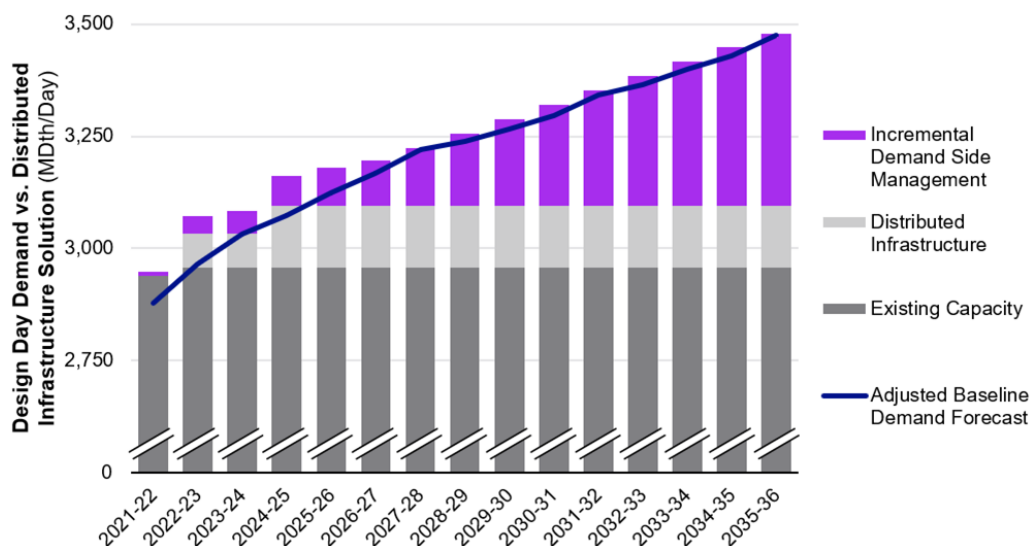
Tabla 2-2: Componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida

Componente	Capacidad de gas / Reducción de la demanda (MDth/día)
Programas de gestión de la demanda	
EE incremental	Crece hasta 64
DR incremental	Crece hasta 37
Electrificación del calor y solicitud del mercado de NPA	Crece a ~300
Proyectos de infraestructura mejorada	
Proyecto de vaporización de GNL	59
Proyecto ExC	63
Instalaciones de GNC	Aumenta a 80 en total

Teniendo en cuenta la última predicción de la demanda base ajustada, la capacidad existente y las alternativas a los componentes actuales de la Solución de Infraestructura Distribuida, este informe

vuelve a confirmar que la Solución de Infraestructura Distribuida es la más rentable y de menor riesgo para nuestro déficit entre la demanda y el suministro en el diseño por día entre las opciones disponibles.⁹ Figura 2-5: Comparación de soluciones de infraestructura distribuida demuestra cómo los componentes combinados de la Solución de Infraestructura Distribuida resuelven la brecha proyectada entre la demanda y el suministro en el día de diseño.

Figura 2-5: Comparación de soluciones de infraestructura distribuida a la brecha entre la oferta y la demanda



Nota: El eje Y está cortado para centrarse en el margen

2.8. La Solución de Infraestructura Distribuida de National Grid se basa en los proyectos de infraestructura distribuida para cerrar la Brecha de Demanda-Suministro del Día de Diseño a corto plazo; después del invierno de 2025/2026, la Solución de Infraestructura Distribuida sólo despliega programas incrementales de Gestión de la Demanda ("DSM") para abordar la Brecha de Demanda-Suministro.

A corto plazo, los componentes de la infraestructura distribuida de la Solución de Infraestructura Distribuida son los mayores componentes de la solución y son de importancia crítica para satisfacer la demanda de gas durante estos próximos inviernos, a medida que los programas incrementales de DSM aumentan.

No obstante, los programas incrementales de DSM son esenciales para la Solución de Infraestructura Distribuida, que se basa en la reducción de la demanda de gas para cubrir tres cuartas partes del Desfase de Demanda-Suministro previsto para 2035/2036. De hecho, la Solución de Infraestructura Distribuida no incluye ninguna ampliación de la capacidad de suministro de gas después de 2024/2025 y se basa en componentes incrementales de DSM para compensar todo el crecimiento previsto de la demanda de gas en el Día de Diseño después de 2027/2028, manteniendo efectivamente la demanda de gas en el Día de Diseño constante a partir de entonces

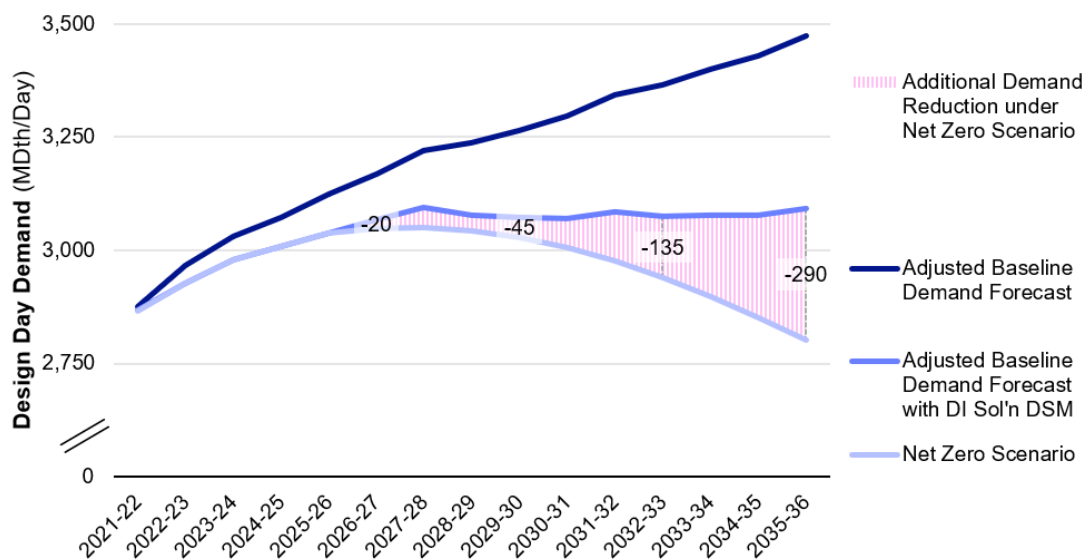
⁹ Esta solución depende de que National Grid siga optimizando la capacidad de los gasoductos contratados y la capacidad máxima.

(véase Figura 2-6 más adelante), de manera que no serían necesarios proyectos de infraestructura adicionales más allá del Proyecto de Vaporización de GNL y el Proyecto ExC¹⁰

2.9. National Grid probó la Solución de Infraestructura Distribuida con una proyección de demanda de "escenario de cero emisiones netas" que asume que se adoptan nuevas políticas agresivas bajo la CLCPA que ralentizan, detienen e invierten el crecimiento proyectado de la demanda de gas. Si se compara con este escenario, la solución de infraestructura distribuida es coherente con los objetivos de Net Zero de Nueva York, ya que satisface el crecimiento de la demanda de gas de los clientes a corto plazo, al tiempo que ofrece la flexibilidad necesaria para dimensionar correctamente la cartera de capacidad de gas de National Grid a lo largo del tiempo.

La empresa aprovechó el trabajo realizado en el marco del estudio de descarbonización de la ciudad de Nueva York para elaborar un escenario en el que la demanda de gas sigue una trayectoria alineada con la de los "combustibles bajos en carbono" de dicho estudio.¹¹ Este escenario (el "Escenario Neto Cero") supone que se aplican las nuevas políticas y programas de la CLCPA y otras leyes, como la futura prohibición de las conexiones de gas. En este escenario Net Zero, después de tener en cuenta la solución de infraestructura distribuida DSM incremental, el crecimiento de la demanda en el día de diseño se ralentiza en relación con la previsión de la demanda de referencia ajustada después de 2025-2026 (teniendo en cuenta el retraso en la aplicación de esas nuevas políticas y programas de la CLCPA), se detiene alrededor de 2027-28, y luego se invierte (véase la Figura 2-6).

Figura 2-6: Comparación del escenario de la demanda en el diseño por día



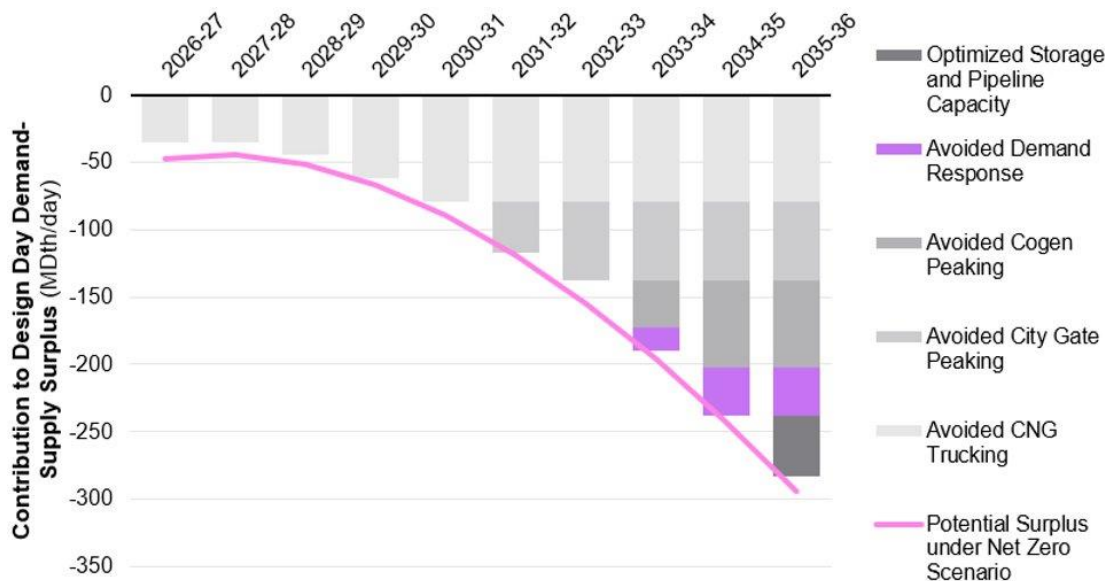
¹⁰ Este informe parte de la base de que toda la reducción de la demanda con respecto a la predicción de la demanda base ajustada procede de la eficiencia energética programada, la respuesta a la demanda y la electrificación del calor; sin embargo, parte puede proceder también de nuevos códigos y normas u otras políticas.

¹¹ La vía de los combustibles bajos en carbono reduce las emisiones mediante la reducción del uso de combustibles fósiles a través de la eficiencia energética y cierta electrificación, y la sustitución de los combustibles fósiles restantes por alternativas bajas en carbono en los sectores de la construcción y el transporte. Vea <https://www1.nyc.gov/assets/sustainability/downloads/pdf/publications/Carbon-Neutral-NYC.pdf> (página vii).

La prueba de la solución de infraestructura distribuida en este escenario de red cero demuestra cómo esta solución ayuda a hacer posible el futuro de la energía limpia al satisfacer la demanda de energía de los clientes de forma fiable en los próximos años a través de proyectos que amplían la capacidad de la infraestructura de gas existente para satisfacer la demanda de los clientes y emparejarlos con programas incrementales de DSM que se amplían para compensar el futuro crecimiento de la demanda de gas previsto.

La Solución de Infraestructura Distribuida también permite a la Compañía ajustar la capacidad de suministro de gas natural si la demanda de gas comienza a disminuir. Por ejemplo, en el escenario Net Zero, la empresa podría reducir la dependencia de las instalaciones de GNC, lo que supondría un ahorro de costes y una menor dependencia de un combustible más intensivo en GEI. La Figura 2-7: Cartera de capacidad de gas ilustrativa en el escenario de demanda de cero emisiones netas⁷ representa un ejemplo de cómo los componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida y la capacidad existente actual podrían ser dimensionados correctamente.

Figura 2-7: Cartera de capacidad de gas ilustrativa en el escenario de demanda de cero emisiones netas



Nota: El excedente potencial en el Escenario Neto Cero se refiere a una combinación de la Reducción de la Demanda Adicional en el Escenario Neto Cero y a cualquier pequeño excedente que se haya incorporado a la Solución de Infraestructura Distribuida debido a una sincronización imperfecta de la oferta y la demanda.

2.10. National Grid ha realizado importantes progresos en la aplicación de los componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida, incluidos los programas de incremento de la demanda y los proyectos de infraestructura distribuida.

Desde que el informe complementario de mayo de 2020 recomendará la Solución de Infraestructura Distribuida, National Grid ha realizado amplios progresos en la implementación, incluido el diseño de programas innovadores para nuestras soluciones DSM, lo que dará lugar a lo que será uno de los programas DSM más grandes y agresivos del Estado una vez implementado por completo. La empresa también ha puesto en marcha rápidamente los emplazamientos de GNC previstos en el último informe, ha avanzado en el proyecto de vaporización de GNL y está apoyando el proyecto Iroquois ExC, en el que Iroquois, la empresa de gasoductos interestatales, es responsable de la ejecución del proyecto. La Tabla 2-3 resume los avances que la Compañía ha realizado en el

diseño y perfeccionamiento de la Solución de Infraestructura Distribuida, así como el estado actual de cada componente.

Tabla 2-3: Progreso de la Solución de Infraestructura Distribuida

Segmento	Progreso y situación
Eficiencia energética	Diseñó nuevos programas de EE incrementales, específicamente nuevos programas intensivos de climatización y un nuevo programa de "Conexiones Energéticas Eficientes" para facilitar la EE en el punto de la nueva demanda que llega al sistema - que se presentará más adelante en 2021 ante la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York.
Respuesta a la demanda	Incluye tres nuevos programas centrados en la reducción diaria del consumo de gas y en reducciones horarias más específicas y pronunciadas de la demanda máxima; presentado a mediados de junio de 2021.
Electrificación térmica y NPA	Proseguir la colaboración con las empresas de distribución eléctrica ("EDC") para estudiar la mejor vía para alcanzar los objetivos de electrificación térmica incremental y apoyar los objetivos de las EDC de NE:NY a través del programa de referencia. La Compañía celebrará licitaciones anuales de NPA para buscar innovaciones que ofrezcan una DSM más rentable que los programas tradicionales del servicio gas. ¹²
GNC	Aumento de la capacidad a 62 MDth/día; nueva capacidad en desarrollo para aumentar la capacidad total de GNC a 80 MDth/día.
Vaporización de GNL	Se ha diseñado y diseñado completamente; se han realizado amplios estudios medioambientales y se han celebrado reuniones públicas; se está a la espera de los permisos definitivos para proceder a la construcción
Proyecto ExC	Iroquois presentó el proyecto a la Comisión Federal de Regulación de la Energía (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) el 31 de enero de 2020, y National Grid presentó una carta de apoyo para enfatizar la necesidad. Iroquois sigue esperando la aprobación de la FERC para proceder.

2.11. A pesar de los progresos realizados hasta la fecha, la Solución de Infraestructura Distribuida se enfrenta a desafíos y riesgos para su finalización, entre los que se incluyen el riesgo de los permisos y de la normativa y los obstáculos para ampliar los programas incrementales de DSM.

A pesar de las medidas adoptadas por National Grid para implantar la Solución de Infraestructura Distribuida, la solución se enfrenta a riesgos para el éxito de la implementación. Los proyectos de infraestructura distribuida se enfrentan a retrasos en la obtención de permisos y al riesgo de no obtener las autorizaciones reglamentarias necesarias. Los programas de incremento de la demanda se enfrentan a riesgos de implementación en términos de incertidumbre de la aprobación regulatoria y la financiación y la incertidumbre de cumplir con los objetivos dados los ambiciosos niveles de los objetivos de reducción de la demanda de estos programas, y la naturaleza impredecible de la participación de los clientes.

¹² Aunque las licitaciones del mercado de NPA todavía no añaden capacidad para cerrar el déficit entre la demanda y la oferta, la Compañía sigue considerándolas como parte de su Solución de Infraestructura Distribuida.

En particular, aunque sólo quedan unos pocos permisos para el Proyecto de Vaporización de GNL, la Compañía ha experimentado retrasos sustanciales en la obtención de esos permisos y el Proyecto de Vaporización de GNL es clave para poder resolver el Desfase de Demanda-Suministro en un futuro próximo. Del mismo modo, el proyecto ExC, que Iroquois presentó a la FERC en enero de 2020, sigue a la espera de su aprobación después de un año y medio, y ahora no se espera que Iroquois determine si recibirá todos los permisos y aprobaciones necesarios hasta 2022. Con los retrasos en la aplicación y otros riesgos inherentes a la consecución de los ahorros de los programas de DSM y el trabajo externo aún en desarrollo en torno a las cero emisiones netas, es de vital importancia que estos proyectos de infraestructura distribuida avancen lo más rápidamente posible para satisfacer las crecientes demandas del sur del estado de NY.

Tabla 2-4 resume los principales riesgos de implementación para cada uno de los componentes individuales de la Solución de Infraestructura Distribuida.

Tabla 2-4: Principales riesgos de implementación de los componentes de la solución de infraestructura distribuida

Proyecto	Riesgo	Probabilidad del riesgo	Impacto	Descripción
Eficiencia energética incremental	Recursos del mercado	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> Falta de recursos del mercado para ejecutar los proyectos. Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción. No conseguir la aprobación legal y reglamentaria de los programas y sus costos.
	Potencial del mercado			
	Retrasos legales y reglamentarios			
Programas de respuesta a la demanda	Potencial del mercado	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción. Si las reducciones no son fiables, puede que no haya otras soluciones del programa de DR. No conseguir la aprobación legal y reglamentaria de los programas y sus costos.
	Fiabilidad del programa			
	Retrasos legales y reglamentarios			
Electrificación incremental	Recursos del mercado	ALTO	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> Falta de recursos del mercado para ejecutar los proyectos. Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción. La electrificación del calor es actualmente antieconómica para muchos clientes, especialmente los de bajos ingresos, y, como los costes de los programas de electrificación del calor son más elevados que los de todos los demás programas del lado de la demanda, los programas de incentivos necesarios requerirían múltiples aprobaciones legales y reglamentarias.
	Potencial del mercado			
	Retrasos legales y reglamentarios			
	Costos elevados			

Proyecto de vaporización de GNL	No obtener los permisos del Departamento de Bomberos de Nueva York (Fire Department of New York, FDNY) y del Departamento de Conservación del Medio Ambiente (Department of Environmental Conservation, DEC)	MEDIA	EL MÁS ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • Sin estos permisos, National Grid no puede construir el proyecto de vaporización de GNL • La empresa considera que el proyecto de vaporización de GNL es el único proyecto de infraestructura distribuida que puede ponerse en marcha a tiempo para satisfacer la demanda prevista
Proyecto ExC	No obtener la aprobación de la FERC y los subsiguientes permisos estatales/locales	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • Sin la aprobación de la FERC, y luego los permisos estatales y locales, Iroquois no puede seguir adelante con el proyecto ExC.
Instalación adicional de GNC	Imposibilidad de conseguir terrenos; retrasos en la obtención de permisos y en la construcción	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • La escasez de terrenos disponibles en el territorio de servicio podría influir en el tamaño y la escala del emplazamiento adicional; los retrasos en la obtención de permisos y en la construcción podrían afectar al calendario de implementación.

2.12. En el caso de que determinadas circunstancias impidan o retrasen la plena implantación de la Solución de Infraestructura Distribuida, National Grid ha evaluado enfoques alternativos para resolver el Desfase de Demanda-Suministro previsto, incluyendo tanto proyectos de infraestructura alternativos como opciones de infraestructuras adicionales no relacionadas con el gas.

Hemos analizado una serie de escenarios de contingencia que recogen el impacto de ciertos contratiempos potenciales para la Solución de Infraestructura Distribuida; aunque no es una lista exhaustiva, estos incluyen: retrasos en la concesión de permisos o rechazo del Proyecto ExC, retrasos en la concesión de permisos o rechazo del Proyecto de Vaporización de GNL, una combinación de ambos, o el fracaso de nuestros programas incrementales de DSM para cumplir plenamente sus objetivos. Para cada uno de estos escenarios de contingencia, hemos cuantificado las brechas previstas entre oferta y demanda que surgirían sin la aplicación completa y oportuna de la Solución de Infraestructura Distribuida.

Figura 2-8: Brechas del escenario de contingencia por año representa los vacíos que podrían producirse en estos escenarios (los números positivos indican vacíos). En cada escenario, suponemos que todos los demás componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida están totalmente implantados y cumplen sus objetivos.

Figura 2-8: Brechas del escenario de contingencia por año(MDth/día)

Contingency Scenario	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
DI Sol'n in Full	-72	-105	-53	-88	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
ExC Delayed (LNG Vap on-time)	-72	-105	-53	-26	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
ExC Rejected (LNG Vap on-time)	-72	-105	-53	-26	6	35	61	45	40	38	52	42	45	45	58
LNG Vap Delayed (ExC on-time)	-72	-47	6	-88	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
LNG Vap Rejected (ExC on-time)	-72	-47	6	-29	2	32	57	41	36	35	49	39	41	41	54
ExC & LNG Vap Delayed	-72	-47	6	-26	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
ExC & LNG Vap Rejected	-72	-47	6	33	65	94	120	104	99	97	111	101	104	104	117
80% of DI Sol'n DSM	-70	-98	-43	-75	-40	-7	24	14	16	21	41	38	47	53	72

Como se indica en la Figura 2-8 anterior, los mayores déficits ("déficits del escenario de contingencia") son el resultado de la negación de uno o más de los proyectos de infraestructura distribuida. El primer año en el que surge una brecha en el escenario de contingencia es el invierno de 2023/2024, incluso asumiendo la finalización de la capacidad incremental de GNC y la implementación exitosa de los programas DSM planificados como parte de la Solución de Infraestructura Distribuida.

El análisis de la brecha del escenario de contingencia anterior y en este informe compara la capacidad de gas disponible y la demanda del Día de Diseño a nivel agregado para todo el territorio de servicio de la Compañía.¹³ De hecho, cada año National Grid y Consolidated Edison realizan un amplio y detallado esfuerzo conjunto para llevar a cabo la modelización hidráulica de sus sistemas con el fin de reflejar los flujos de gas reales previstos en las condiciones de la Hora de Diseño. Este análisis más detallado capta las limitaciones específicas de la capacidad de gas a nivel local que el análisis a nivel agregado de este informe no puede identificar. Por lo tanto, aunque es útil para entender los riesgos y evaluar las opciones, el análisis de la brecha de la oferta y la demanda antes mencionado puede no contar toda la historia en términos de cómo un retroceso en la Solución de Infraestructura Distribuida crearía desafíos. Esto va más allá de las posibles limitaciones de capacidad de gas a nivel local. Por ejemplo, en el escenario de contingencia en el que el proyecto de vaporización de GNL se retrasa, aparece un vacío en el escenario de contingencia en el invierno de 2022/2023. La superposición de contratiempos adicionales (por ejemplo, la incapacidad de ampliar la capacidad de gas natural comprimido (GNC) o los retrasos en el cumplimiento de los objetivos de reducción de la demanda de la DSM) agravaría esta brecha. Con la Solución de Infraestructura Distribuida, los componentes incrementales de DSM tienen tiempo para escalar y seguir demostrando su eficacia (como la creación de un historial de programas de RD relativamente nuevos) antes de que sean esenciales para garantizar la fiabilidad. En cambio, con el retraso del proyecto de vaporización de GNL, el componente incremental de la DSM se ve obligado a desempeñar el rol de garantizar la fiabilidad años antes de lo previsto.

Dado que ya hemos experimentado retrasos en la obtención de permisos para nuestra Solución de Infraestructura Distribuida, la probabilidad de que uno o más de estos escenarios de contingencia ocurran es significativa. Ante estos escenarios de contingencia, National Grid ha examinado todas las opciones disponibles para cubrir estas posibles carencias de los escenarios de contingencia.

¹³ Este informe se ha elaborado a partir de la última previsión de demanda base ajustada de National Grid, que se prepara anualmente en junio. El proceso de modelado hidráulico detallado con Consolidated Edison se basa en las últimas previsiones de ambas empresas, requiere iteraciones durante varios meses y no puede comenzar hasta después de que National Grid y Consolidated Edison actualicen sus previsiones anuales de demanda de gas a largo plazo. Por lo tanto, el análisis de la modelización hidráulica anual estaba todavía en curso en el momento de la realización de este informe.

Como punto de partida, National Grid revisó y actualizó la lista de opciones adicionales del Informe complementario. También hemos considerado otras opciones, incluida una nueva opción de infraestructura distribuida.

Aunque todas las opciones adicionales descritas en el informe original y en el informe complementario siguen teniendo potencial, la empresa optó por centrarse en las opciones de infraestructuras distribuidas y de infraestructuras no relacionadas con el gas para colmar las lagunas del escenario de contingencia, en lugar de en las opciones de grandes infraestructuras, debido a la escasa probabilidad de que se autorice un nuevo proyecto de grandes infraestructuras, como demuestra el rechazo de la solución de grandes infraestructuras de la empresa en el informe complementario.

Para desarrollar el enfoque más viable para cerrar una brecha en el escenario de contingencia, National Grid filtró aquellas opciones que no podían proporcionar una contribución significativa de capacidad a corto plazo. A continuación, se analizó la probabilidad de éxito de las opciones restantes a la luz de los obstáculos legales y de autorización. Luego, la Compañía excluyó de la consideración las opciones en las que la superación de esos obstáculos parecía extremadamente improbable. Tras el proceso de filtrado, la lista de opciones de la empresa ("opciones de contingencia") se presenta en el cuadro 2-5.¹⁴

Tabla 2-5: Lista de opciones de contingencia para resolver los déficits del escenario de contingencia

Opciones de contingencia	Tamaño (MDth/día)
Opciones de infraestructura distribuida	
Proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes	80
Embarcación de GNL (escalable)	50 (por barcaza/escalable)
Microtanque de GNL	18
Opciones de infraestructura sin gas	
DR incremental por encima de la solución de infraestructura distribuida	Hasta 44 MDth/día
Electrificación del calor más allá de la solución de infraestructura distribuida	Hasta 90 MDth/día

La compañía consideró varias combinaciones de estas opciones de contingencia, incluyendo un enfoque de infraestructura no relacionada con el gas, para abordar las diversas brechas del escenario de contingencia.

¹⁴ La Compañía consideró, pero filtró debido a la escala o viabilidad, la capacidad adicional de pico estacional, la producción local de GNR y la eficiencia energética incremental del gas. Las opciones filtradas debido a su menor escala podrían perseguirse a medida que surjan oportunidades, como los programas de eficiencia energética de gas recientemente identificados o el GNR local.

2.13. En un escenario en el que se denieguen una o ambas mejoras de la Solución de Infraestructura Distribuida a la infraestructura existente, el tiempo de espera y la viabilidad de cualquier enfoque alternativo implicarían un riesgo significativo de no poder satisfacer la demanda prevista de los clientes. Los enfoques alternativos que mejor equilibran el costo y la viabilidad incluirían la respuesta a la demanda de gas incremental y la electrificación del calor junto con proyectos de infraestructura sustitutivos, específicamente, el proyecto del bucle de transmisión de Clove Lakes o un proyecto de embarcación de GNL, pero todos los enfoques alternativos tienen costos mucho más altos y mayores riesgos para una implementación exitosa y oportuna que la Solución de Infraestructura Distribuida.

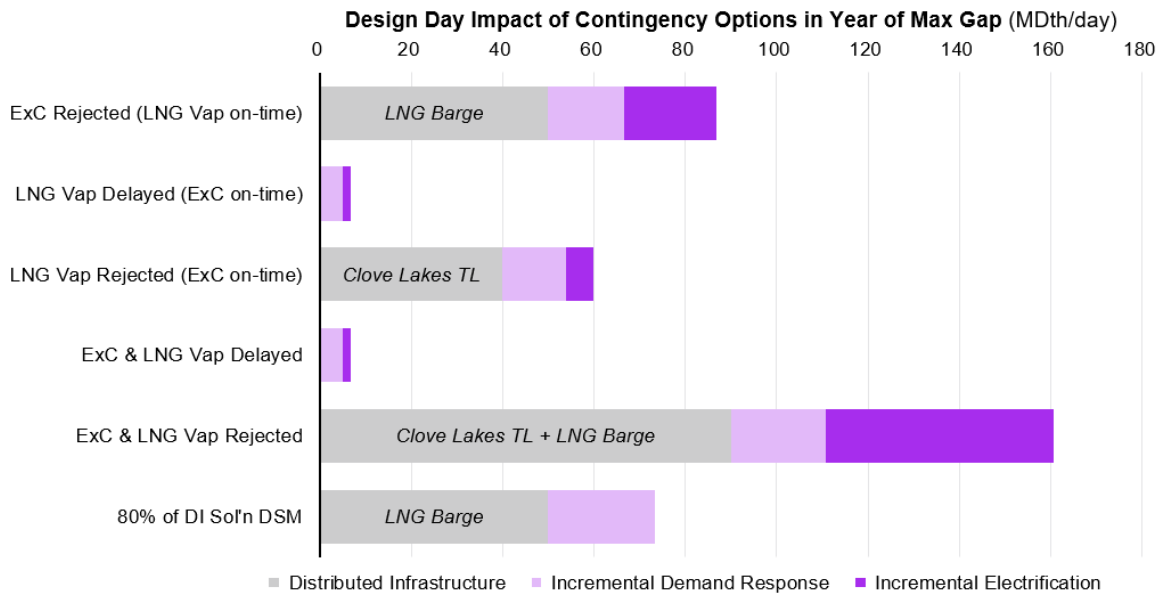
Los factores principales de la Compañía en la evaluación de las opciones de contingencia para hacer frente a las brechas del escenario de contingencia fueron el coste, la capacidad de entrega y el potencial de éxito.

Al analizar los costes de las alternativas y la rapidez con la que la empresa podría implantar la solución, teniendo en cuenta el tiempo de ingeniería y los obstáculos para la obtención de permisos, la empresa evaluó que, para las brechas del escenario de contingencia resultantes de los retrasos en la implantación del proyecto de vaporización de GNL o del proyecto ExC, el enfoque menos costoso era una combinación de respuesta a la demanda incremental y electrificación del calor. Para los vacíos causados por las denegaciones del Proyecto de Vaporización de GNL o del Proyecto ExC, los enfoques menos costosos incluían una combinación de la opción del Bucle de Transmisión de Clove Lakes ("Bucle de Transmisión de Clove Lakes") y/o la opción de la Barcaza de GNL con respuesta a la demanda incremental y electrificación del calor. En todos los casos, los costes de estos enfoques son muy superiores a los costes de la solución de infraestructura distribuida tal y como está prevista actualmente.

Figura 2-9 representa los enfoques que la Compañía encontró más factibles para resolver cada brecha del escenario de contingencia.¹⁵

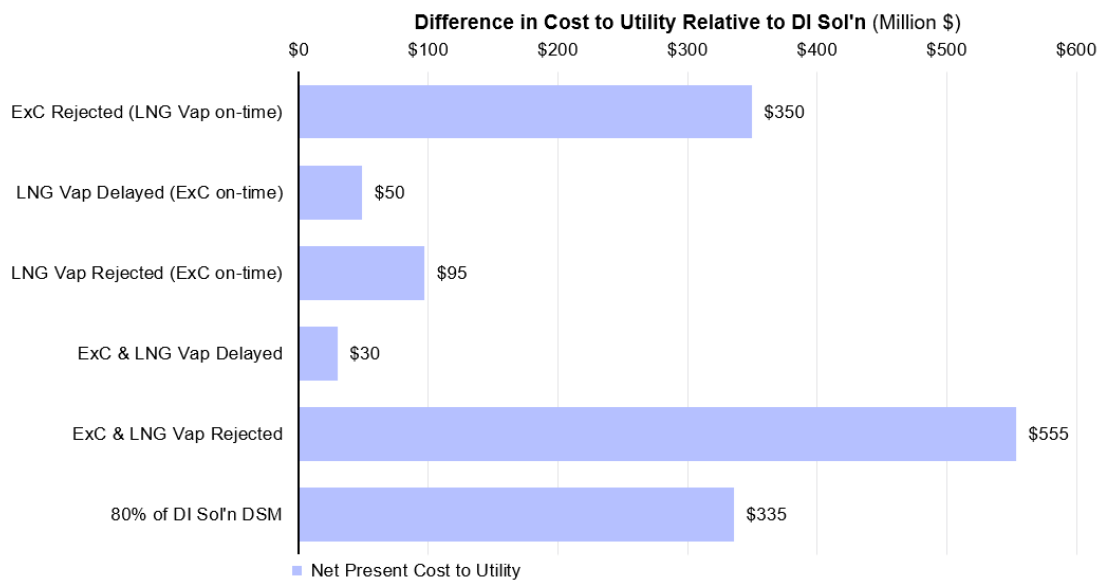
¹⁵ El bucle de transmisión de Clove Lakes es la opción menos costosa para reemplazar el Proyecto de vaporización de GNL si este es denegado, ya que ambos apoyan principalmente el territorio del suministro de energía KeySpan de Nueva York (KeySpan Energy Delivery New York, KEDNY). Dado que ExC apoya principalmente el territorio de suministro de energía KeysPan de Long Island (KeySpan Energy Delivery Long Island, KEDLI) de la Compañía, si se deniega, la Compañía tendría que buscar una embarcación de GNL debido a las limitaciones operativas relacionadas con la opción del bucle de transmisión de Clove Lakes. Si se rechazan ambos proyectos, National Grid buscaría desarrollar las dos opciones.

Figura 2-9: Enfoques de los escenarios de contingencia



Los costes de cada uno de estos enfoques, que son los más bajos para cada escenario de contingencia, se muestran en la Figura 2-10 a continuación. Por ejemplo, la solución de contingencia menos costosa para un rechazo del proyecto de vaporización de GNL y del proyecto ExC incluiría el bucle de transmisión de Clove Lakes, una barcaza de GNL y un DSM incremental y sería 555 millones de dólares más cara que la solución de infraestructura distribuida. Durante los próximos cinco años, incluso este enfoque alternativo de menor coste aumentaría las facturas totales de los clientes en aproximadamente un 6,6% en comparación con la solución de infraestructura distribuida.

Figura 2-10: Costos netos del servicio de gas de la solución del escenario de contingencia



Nota: El valor actual neto del enfoque de contingencia es menor en el caso de que tanto ExC como LNG Vap se retrasen que cuando sólo se retrasa LNG Vap, debido a que ExC se construye y se paga un año más tarde. Aunque el retraso en la construcción de ExC no conduce a una aparente brecha incremental entre la oferta y la demanda en el modelo agregado, impediría que National Grid redujera potencialmente la dependencia y el coste del funcionamiento de los camiones de GNC, lo que podría suponer un ahorro no reflejado en el cálculo anterior.

En cada uno de los escenarios de contingencia, será necesario un aumento de la inversión en programas de respuesta a la demanda y de electrificación del calor en muy poco tiempo. Sin embargo, confiar en una solución combinada de infraestructura no relacionada con el gas con infraestructura distribuida, en aquellos escenarios en los que se deniega el Proyecto de vaporización de GNL o el Proyecto ExC, era menos costoso que si la Compañía intentara una solución completa de infraestructura no relacionada con el gas, que dependería en gran medida de una rápida ampliación de los esfuerzos incrementales de electrificación del calor. Por ejemplo, en el escenario en el que se rechazan el Proyecto de Vaporización de GNL y el Proyecto ExC, depender sólo de una solución de infraestructura exclusivamente no relacionada con el gas en lugar de la solución de menor coste presentada en Figura 2-9 requeriría conversiones de clientes de electrificación completa de calor a casi 6 veces el nivel actualmente planificado en NE:NY hasta 2025 con un coste total estimado actual de 1,230 millones de dólares.¹⁶ Este mismo planteamiento alternativo, exclusivamente de infraestructuras de gas, llevaría a que las facturas totales medias de los clientes fueran casi un 10% más altas que con la solución de infraestructuras distribuidas hasta 2025. Los enfoques de los escenarios de contingencia también se basan en gran medida en la respuesta a la demanda; en particular, requeriría reducir significativamente (hasta en un 50%) la migración histórica de los clientes no firmes de respuesta a la demanda existentes (clientes de doble combustible) a las tarifas firmes y convertir hasta un 10-15% de los clientes firmes existentes en clientes no firmes de respuesta a la demanda. No es una tarea fácil si se tiene en cuenta que esta migración histórica a las tarifas firmes está impulsada por las amplias tendencias del mercado y los cambios de la política reguladora (por ejemplo, la prohibición de ciertos tipos de gasóleo para calefacción) que tienen una amplia gama de implicaciones financieras, normativas y logísticas.

Como se indica en la Figura 2-10, todos los enfoques alternativos a la Solución de Infraestructura Distribuida tienen un coste mayor: entre 30 millones de dólares y 555 millones de dólares de valor neto actual, dependiendo del escenario de contingencia. Estos enfoques alternativos también conllevan más riesgo de viabilidad que la Solución de Infraestructura Distribuida. Tanto la opción del bucle de transmisión de Clove Lakes como la de la barcaza de GNL se enfrentarían probablemente a difíciles obstáculos para la obtención de permisos, como demuestran las dificultades a las que se ha enfrentado la empresa con los proyectos actuales. Las opciones de respuesta a la demanda incremental y de electrificación del calor también conllevan incertidumbre debido a que dependen de una amplia participación de los clientes. El calendario es otra preocupación, ya que cualquier enfoque alternativo tendría que cumplir con plazos muy agresivos y desafiantes para las aprobaciones y la aplicación para abordar con éxito un déficit en el escenario de contingencia.

2.14. El recorte de clientes es la opción de último recurso para mantener la fiabilidad del sistema si la Compañía no puede satisfacer el crecimiento de la demanda de los clientes ante los retos de calendario y viabilidad de un enfoque alternativo a la Solución de Infraestructura Distribuida y si incluso las restricciones a las nuevas conexiones de clientes) no pueden reducir suficientemente la demanda de los clientes.

Si la Solución de Infraestructura Distribuida no puede implantarse completamente en el momento oportuno, puede ser necesario hacer una pausa selectiva o más generalizada en las conexiones de nuevos clientes. Existe el riesgo de que incluso las restricciones a las nuevas conexiones de clientes resulten insuficientes para evitar todo el crecimiento de la demanda previsto del diseño por día. En el caso de que la capacidad de oferta de gas disponible no pueda satisfacer la demanda de los clientes durante las condiciones pico, la Compañía tendría que recurrir, como último recurso, al

¹⁶ La sección 7.3 contiene un análisis completo de las posibles soluciones de contingencia y sus costes.

plan de reducción de clientes de la Compañía, empezando por interrumpir el servicio a los grandes clientes comerciales e industriales y, potencialmente, cortar secciones de su red de gas que afecten a un gran número de hogares y empresas.

2.15. La empresa sigue buscando nuevas opciones de suministro/demanda, incluso a través de licitaciones de mercado para Alternativas sin Gasoducto (NPA) y Propuestas Innovadoras de Suministro para satisfacer las necesidades de nuestros clientes y el objetivo Net Zero de Nueva York.

National Grid sigue estudiando exhaustivamente todas las opciones para satisfacer las necesidades previstas de los clientes. Además de las opciones evaluadas en el informe original, en el informe complementario y ahora en este informe, la empresa está buscando externamente a los innovadores del mercado para descubrir cualquier opción adicional que pueda ser desplegada. Para ello, National Grid está solicitando ideas, tanto en el lado de la oferta de gas no tradicional como en el lado de la demanda, a una amplia gama de compañías tecnológicas y energéticas competitivas e innovadoras.

National Grid ha emitido una solicitud de información (RFI) para las opciones innovadoras de suministro, que se espera que produzca propuestas relacionadas con las opciones de GNR, GNC y GNL para su consideración, y publicará su primera solicitud de propuestas (RFP) NPA a finales de este año. La Compañía también está impulsando nuevos modelos de suministro de soluciones limpias de calefacción por parte del servicio de gas y estudiando el potencial de nuevas tecnologías innovadoras en el lado de la demanda.

La empresa acepta nuevas ideas y soluciones innovadoras en respuesta a sus RFI, RFP y este informe. La Compañía puede integrar las nuevas opciones identificadas a través de estas solicitudes de mercado en la solución global de infraestructura distribuida, según convenga.

2.16. En conclusión, National Grid confirma que la Solución de Infraestructura Distribuida sigue siendo la mejor solución disponible para resolver el Desfase Demanda-Suministro previsto, y National Grid agradece los comentarios de las partes interesadas sobre esta conclusión y su evaluación de los enfoques alternativos.

Como demuestran las pruebas y el análisis de este Segundo Informe Complementario, National Grid se enfrenta a un déficit de demanda y suministro previsto a partir del invierno 2022/2023, basado en la capacidad de suministro de gas existente y en las últimas previsiones de demanda, y la Solución de Infraestructura Distribuida es la mejor solución disponible para hacer frente a ese desafío. National Grid tiene previsto seguir aplicando con éxito todas las partes de esa solución.

Hasta la fecha, National Grid ha avanzado en la implantación de la Solución de Infraestructura Distribuida, pero ésta se enfrenta a riesgos reales en forma de retrasos o denegaciones de permisos. Existe un riesgo importante de que se produzcan pausas en la capacidad de la empresa para conectar nuevos clientes en el futuro debido a la falta de capacidad adecuada de gas natural, dados los mayores desafíos de implementación asociados a todos los enfoques alternativos de la Solución de Infraestructura Distribuida. En particular, los retrasos en la obtención de permisos para el proyecto de vaporización de GNL o el rechazo total de ese proyecto, incluso si todos los demás componentes de la solución de infraestructura distribuida proceden de acuerdo con el plan, crearían

una brecha proyectada entre la capacidad de suministro de gas y la demanda del Día de Diseño en el invierno 2023/2024.

La Solución de Infraestructura Distribuida se basa en los actuales y ambiciosos programas de eficiencia energética del gas y de electrificación del calor de Nueva York, así como en sus objetivos incrementales de DSM. Además, la Solución de Infraestructura Distribuida responde a las necesidades de fiabilidad a corto plazo, a la vez que proporciona la flexibilidad necesaria para ajustar la cartera de capacidad de gas de National Grid a lo largo del tiempo, a medida que las políticas y los programas Net Zero adicionales cambien las perspectivas de la demanda de gas.

Reforzando esta evaluación de cómo la Solución de Infraestructura Distribuida se alinea con Net Zero, National Grid se ha comprometido, de acuerdo con una propuesta conjunta (la "Propuesta Conjunta") presentada a la Comisión el 14 de mayo de 2021 en el caso de tarifas KEDNY/KEDLI actualmente pendiente (Casos 19-G-0309 y 19-G-0310), a una serie de informes adicionales que evalúan cómo el negocio de la Compañía puede seguir evolucionando para apoyar los objetivos de la CLCPA, la Ley Local 97 de NYC y el Plan Net Zero de la Compañía.

En el caso 20-G-0131, la Comisión establecerá un nuevo proceso y requisitos para la planificación a largo plazo de las empresas de gas de Nueva York. Los requisitos previstos para que National Grid elabore planes periódicos a largo plazo y lleve a cabo la correspondiente participación de las partes interesadas se basarán en este segundo informe complementario y proporcionarán una transparencia continua y oportunidades para que las partes interesadas puedan opinar. Este enfoque mejorado contribuirá a garantizar que el plan a largo plazo de la empresa continúe alineándose con el objetivo Net Zero de Nueva York y con las políticas y programas emergentes.

Al igual que con el Informe original, invitamos a los lectores a que nos hagan llegar sus comentarios sobre este Segundo informe complementario y sobre el análisis y las conclusiones que contiene. La empresa también acepta ideas creativas y soluciones innovadoras para sus solicitudes de mercado, tanto para las propuestas de la oferta como de la demanda descritas anteriormente. Además de presentar el segundo informe complementario a la Comisión, publicaremos este informe en nuestra página web y desplegaremos otras opciones para compartir el informe con las partes interesadas, incluida una reunión virtual¹⁷

¹⁷ El Segundo informe complementario y su contenido, incluidos los detalles para proporcionar la retroalimentación de las partes interesadas, están disponibles en: <https://ngridolutions.com/>.

3. Redes de gas natural de National Grid y cero emisiones netas

3.1. Contexto de la política en evolución en el NYS y la NYC

El 18 de julio de 2019, el gobernador Andrew M. Cuomo firmó la Ley de Liderazgo Climático y Protección de la Comunidad (CLCPA), una de las leyes climáticas más ambiciosas de este país, que requiere que Nueva York reduzca las emisiones de GEI en toda la economía en un 40% para el 2030 y no menos del 85% para el 2050 con respecto a los niveles de 1990. En abril de ese mismo año, la ciudad de Nueva York aprobó la Ley Local 97 ("Ley Local 97"), que exige una reducción de las emisiones de GEI de los grandes edificios (>25.000 pies cuadrados) en un 80% para 2050. En febrero de 2020, el alcalde DeBlasio emitió la Orden Ejecutiva n.º 52 para limitar la expansión de la infraestructura de combustibles fósiles en la ciudad de Nueva York, seguida de un anuncio en enero de 2021 para buscar el fin de las nuevas conexiones de gas en las nuevas construcciones para el año 2030, con la posterior presentación de la legislación por parte del ayuntamiento de la NYC en mayo de 2021. En marzo de 2020, la Comisión puso en marcha su procedimiento de planificación del gas (asunto 20-G-0131) para garantizar la alineación de los procesos de planificación del gas natural con las necesidades políticas y del sistema con vistas al futuro, incluidas las normas para una posible moratoria en la incorporación de nuevos clientes.

Actualmente, el Consejo de Acción Climática (Consejo o Climate Action Council, CAC) del Estado de NY, establecido por la CLCPA, está en proceso de crear un plan de alcance para la reducción de emisiones de la CLCPA, que se presentará al gobernador y a la legislatura a finales de 2022. Los proyectos de recomendaciones de los grupos de asesoramiento del Consejo incluyen, entre otras cosas, futuras prohibiciones tanto de nuevas conexiones de clientes de gas como de sustitución de equipos de gas. Prevemos que se inicien acciones reglamentarias y legislativas de acuerdo con el plan de alcance final del Consejo a partir de 2023, con posibles fechas de entrada en vigor en el marco temporal de 2025-30 y más allá. En la NYC, la aplicación de la Ley Local 97 incluirá las recomendaciones de la Junta de Asesoramiento, que deberán presentarse el 1 de enero de 2023, y los primeros límites de emisiones de los edificios entrarán en vigor en 2024.

3.2. Compromiso de National Grid para avanzar en las emisiones netas de GEI

National Grid reconoce que el cambio climático es un reto definitorio de nuestro tiempo. Las decisiones que tomemos ahora influirán en el futuro de nuestro planeta y de la vida en la Tierra, y sabemos que debemos hacer cambios importantes para frenar las emisiones nocivas. En octubre de 2020, National Grid plc publicó la Carta de Negocio Responsable global, que refleja tanto nuestro compromiso de reducir las emisiones de GEI de nuestras operaciones directas a Net Zero como nuestra ambición de reducir las emisiones de la venta de gas a nuestros clientes en consonancia con los objetivos de nuestras jurisdicciones.¹⁸ Al mismo tiempo, reconocemos que las transformaciones energéticas en toda la economía requerirán un esfuerzo sin precedentes por parte de toda la sociedad, y que las implicaciones de estas transformaciones para nuestros clientes, incluyendo las inversiones necesarias, los cambios en los usos de la tecnología y los costos de transición, aún no se conocen del todo.

Nuestro Plan de cero emisiones netas de los EE. UU., también publicado en octubre de 2020 identificó 10 áreas de interés principales para avanzar en las metas de cero emisiones netas para nuestras operaciones en los EE. UU. y para la energía que suministramos a los clientes.¹⁹ Entre

¹⁸ <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/usnationalgridresponsiblebusinesscharter2020us.pdf>

¹⁹ <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/our-company/netzeroby2050plan.pdf>

esas 10 áreas de interés principales, 5 se refieren específicamente a las redes de gas de la Compañía, a saber:

- reducir de la demanda de gas a través de la eficiencia energética, respuesta a la demanda y soluciones no relacionadas al gasoducto;
- descarbonizar la red de gas con gas natural renovable e hidrógeno (es decir, reducir la intensidad de carbono del gas suministrado);
- reducir las emisiones de metano de nuestra propia red de gas y de toda la cadena de valor;
- Integrar tecnologías innovadoras para descarbonizar el calor (por ejemplo, electrificación del calor, sistemas híbridos de calefacción gas-eléctrica y sistemas geotérmicos de energía de distrito); y
- invertir en la gestión del carbono a gran escala.

Estas áreas de interés serán fundamentales para avanzar en las políticas climáticas estatales y municipales para reducir las emisiones del sector de la construcción en Nueva York, junto con la ampliación de la generación de energía renovable en todo el estado de Nueva York (New York State, NYS) para reducir la intensidad de carbono del suministro eléctrico de la región.

Para desarrollar más información sobre las acciones clave necesarias para avanzar en la Red Cero para la ciudad de Nueva York, National Grid ha colaborado recientemente con Con Edison y la Oficina de Sostenibilidad del Alcalde en un estudio de varios años de duración, titulado "Pathways to a Carbon-Neutral NYC" (el "Estudio de descarbonización de Nueva York")²⁰ publicado en abril de 2021. El estudio evaluó tres vías: Electrificación, Combustibles Bajos en Carbono y Diversificado, y todos ellos lograron una reducción de emisiones de al menos el 80% para 2050.

Los puntos clave de los caminos del estudio incluyen:

- Las medidas de eficiencia energética (EE) son agresivas; al menos el 90% de los edificios de NYC pasarán por algún nivel de medida de EE.
- La electrificación de la calefacción oscila entre el 30% (camino de combustibles bajos en carbono) y el 62% (camino de la diversificación) de los edificios de la NYC. Esto se traduce en un rango de 340,000 a 642,000 edificios en la NYC con sistemas de calefacción eléctrica (la tasa de conversión semanal media desde hoy hasta el 2050 oscila entre aproximadamente 225 y 425 edificios).
- La demanda total de gas en todos los sectores se reduce en al menos un 60% en todos los caminos para 2050. Sin embargo, la red de gas tiene un papel duradero: es decir, la electrificación del calor no pasa del 62% de los edificios de la NYC ni siquiera en el camino de la diversificación. Los sistemas de calefacción híbridos (bombas de calor eléctricas con respaldo de gas para los días más fríos) desempeñan un papel fundamental a la hora de satisfacer las necesidades de calefacción de muchos tipos de edificios, además de reducir los costos incrementales de la red eléctrica en los picos.
- La red de gas de la NYC no solo suministra una enorme cantidad de energía hoy en día (tres veces más energía en su día pico en invierno que la red eléctrica en su día pico en verano), sino que también desempeña un papel integral en la reducción de emisiones: Las transiciones de la red y las fuentes de suministro se alejan del gas geológico y se orientan hacia el gas de baja emisión de carbono, principalmente el GNR procedente de las fuentes de biomasa existentes y el hidrógeno procedente de la electricidad renovable, para los usos finales que no se electrifican. Gracias a los beneficios de carbono del GNR y el hidrógeno

²⁰ <https://www1.nyc.gov/site/sustainability/our-programs/carbon-neutral-nyc-pr-04-15-2021.page>

verde, la reducción de emisiones disponible para el sector de la construcción mediante el uso de combustibles bajos en carbono es mayor que la del camino de la electrificación.

- Los combustibles bajos en carbono también ayudan a mitigar la cantidad de capacidad incremental del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución) que se requiere en el camino de la electrificación. En los caminos de la electrificación y de la diversificación, el sistema eléctrico de la NYC pasa de ser un sistema de pico en verano a uno de pico en invierno, y la demanda máxima aumenta de los 11 gigavatios (Gigawatts, GW) actuales a 14.5 GW. En el camino de los combustibles bajos en carbono, el pico de la demanda de energía en 2050 se mantiene en el mismo nivel que hoy.
- En particular, en relación con el tema de esta Segunda actualización complementaria, el Estudio de descarbonización de la NYC no predijo las reducciones anuales previstas de la demanda de gas a efectos de la planificación de la fiabilidad.²¹ El estudio proporcionó trayectorias potenciales de alto nivel para la demanda durante las próximas tres décadas hasta 2050 con el fin de diferenciar las opciones de políticas entre los caminos modelados, en lugar de proporcionar una estimación fiable de los cambios de la demanda año por año. Las predicciones específicas de las empresas de servicios públicos, como la predicción de la demanda de este Segundo informe complementario, seguirán teniendo en cuenta el probable cambio incremental de la demanda a medida que se pongan en marcha políticas y programas para alcanzar las metas del estado y de la ciudad de Nueva York. Estas predicciones no reflejan directamente las trayectorias del estudio, ya que los programas, las políticas y sus consiguientes resultados seguirán desarrollándose a lo largo del tiempo y a un ritmo que puede ser diferente al asumido en el Estudio de descarbonización de la NYC.

Basándonos en el Plan de cero emisiones netas de National Grid y en los resultados del Estudio de descarbonización de la NYC, nuestra visión de nuestras redes de gas de Nueva York en 2050 es una en la que la red de gas suministra un menor volumen de combustibles con una intensidad de carbono muy baja y está totalmente integrada con una red de electricidad muy baja en carbono. La red de gas desempeñará un papel fundamental en la habilitación de la red eléctrica al ayudar a equilibrar una cantidad muy importante de capacidad eólica y solar en el mar. Además, la red de gas también funcionará como un sistema de almacenamiento que convertirá la energía renovable restringida, durante la baja demanda de energía o la alta oferta, en hidrógeno verde.

3.3. Lo que ya estamos haciendo para reducir las emisiones de GEI en Nueva York

La Compañía ya ha dado pasos en muchas áreas importantes en beneficio de nuestros clientes de gas del sur del estado de NY y de las partes interesadas para reducir las emisiones de GEI en línea con nuestro Plan de cero emisiones netas.

i. Reducción de la demanda de gas mediante la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y las soluciones no relacionadas con los gasoductos

Junto con otras empresas de servicios públicos y el NYSERDA, hemos contribuido a que Nueva York se sitúe sistemáticamente entre los cinco estados con mayor eficiencia energética del país.²² En abril de 2019, presentamos nuestro plan para cumplir los objetivos del programa New Efficiency New York (NE:NY), que apoya el objetivo de 2025 de la CLCPA.²³ En el marco de NE:NY, los

²¹ El debate en la página 27 del Estudio de descarbonización de la NYC explica cómo el estudio debe ser considerado en relación con la predicción de la demanda de las empresas de gas y los esfuerzos de planificación de la fiabilidad.

²² Consejo Americano para una Economía Eficiente en Energía; <https://www.aceee.org/state-policy/scorecard>

²³ <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={84413E33-C5B2-492B-BE1D-39A5A2CEFFBF}>

objetivos anuales de ahorro de energía de gas de National Grid se multiplican por más de tres y medio entre 2020 y 2025. Y, el año pasado, la empresa superó los objetivos de inscripción de clientes para nuestros programas de respuesta a la demanda para 2020/2021. Estos programas, combinados con los esfuerzos de eficiencia energética de NYSERDA y otras empresas de servicios públicos, tienen como objetivo lograr un ahorro anual de eficiencia energética en el sector del gas equivalente al 1,5% de la demanda cada año en adelante. Como parte de estos planes, nos hemos comprometido a destinar el 20% de la financiación incremental de la eficiencia a los clientes con derecho a percibir ingresos (como la climatización sin costo de las viviendas), y el 40% de ese gasto del programa se destina a los edificios multifamiliares asequibles.

Además, en la propuesta de acuerdo tarifario alcanzada recientemente, es decir, la Propuesta Conjunta, la empresa se ha comprometido a reducir el consumo de gas facturado, normalizado por la temperatura, durante la vigencia del plan tarifario en la mitad de un uno por ciento en comparación con el consumo previsto actualmente. En ese acuerdo, la empresa también ha aceptado poner fin a todos los programas de promoción y reembolso de gas (como los de conversión de gasóleo para calefacción), realizar un estudio sobre cómo pueden evolucionar los negocios de la empresa en el futuro para apoyar los objetivos de la CLCPA y la Ley Local 97, y llevar a cabo un estudio sobre los impactos de la depreciación de las políticas y leyes sobre el cambio climático en nuestros activos de gas.

ii. Reducción de la intensidad de carbono del gas suministrado mediante el uso de gas natural renovable e hidrógeno

National Grid pronto inyectará más GNR procedente de las aguas residuales y de los residuos alimentarios a través de nuestra asociación con la NYC y su mayor planta de tratamiento de aguas residuales, Newtown Creek.

Para apoyar el crecimiento de la producción de GNR en NY, hemos colaborado con las partes interesadas de la industria para desarrollar un conjunto de directrices de interconexión que abordan las normas de calidad del gas para el GNR,²⁴ ayudando a apoyar proyectos adicionales de GNR en la preparación para suministrar nuestra red.

Además de la oportunidad a corto plazo que ofrece el GNR, estamos sentando las bases para la integración del hidrógeno en nuestra red de gas mediante la mezcla con el gas natural y la posibilidad de suministrar hasta el 100% de hidrógeno a algunos clientes en el futuro. Apoyamos los esfuerzos nacionales de investigación sobre el hidrógeno en los EE. UU., en paralelo a los esfuerzos que se están llevando a cabo en el Reino Unido con National Grid UK. Nuestra compañía es uno de los principales patrocinadores del proyecto HyBlend del Departamento de Energía de los EE. UU., un importante esfuerzo nacional que explora la capacidad de mezclar hidrógeno en las redes del servicio de gas.²⁵ Esto se basa en una colaboración local que hemos desarrollado con la NYSERDA y la Universidad de Stony Brook, que ha estado investigando el potencial de la mezcla de hidrógeno desde 2019.

iii. Reducir las emisiones de metano de nuestras redes de gas y de toda la cadena de valor

Para 2030, prevemos que las emisiones de metano de nuestras infraestructuras se habrán reducido en un 80% con respecto a la referencia de 1990. A través de nuestros programas de sustitución de tuberías de gas, estamos sustituyendo aproximadamente 170 millas al año de tuberías de gas de

²⁴ <https://www.nationalgridus.com/media/pronet/nga-interconnect-guide-for-rng-in-nys.pdf>

²⁵ <https://www.nationalgridus.com/News/2020/12/Accelerating-Hydrogen-Blending-to-Decarbonize-Heat/>

hierro fundido y acero sin protección por tuberías de plástico de polietileno. Paralelamente, estamos mejorando la forma de identificar, priorizar y reparar las grandes fugas del sistema, integrando tecnología avanzada de detección de fugas y procedimientos de trabajo líderes en el sector. También hemos liderado los esfuerzos de un grupo industrial de proveedores de gas para reducir las fugas en toda la cadena de valor, desde la boca del pozo hasta la punta del quemador, y para establecer indicadores de rendimiento medioambiental y social para la producción de gas.

iv. Integrar tecnologías innovadoras para descarbonizar el calor (por ejemplo, electrificación del calor, sistemas híbridos de calefacción gas-eléctrica y sistemas geotérmicos de energía urbana)

Como demostró el estudio de descarbonización de Nueva York, la electrificación del calor con electricidad de baja o nula emisión de carbono es una parte fundamental del futuro de la energía en Nueva York. En el marco de los programas NE:NY, las empresas de electricidad de NY (incluida nuestra filial Niagara Mohawk Power en el norte del estado de Nueva York) ofrecen reembolsos para bombas de calor de fuente de aire o de tierra, con ambiciosos objetivos financiados en los planes de programas de eficiencia energética de 2019-25, en el marco del programa Calor Limpio del NYS. En el sur del estado de Nueva York, National Grid está colaborando con las empresas de electricidad de Nueva York para proporcionarles pistas de clientes para la adopción de bombas de calor con el fin de ayudarles a cumplir sus objetivos de electrificación del calor, lo que puede compensar el crecimiento de la demanda de gas en nuestras redes.

También estamos impulsando un nuevo modelo de suministro de soluciones de calefacción limpias por parte de las empresas de gas, mediante redes de calefacción urbana renovables que utilizan la energía geotérmica. Nuestro proyecto de demostración en Riverhead, Long Island, utilizó un sistema de bucle geotérmico compartido para proporcionar un servicio de calefacción y refrigeración con menos emisiones de carbono a una urbanización, demostrando el potencial de un servicio regulado de calefacción y refrigeración geotérmica. Hemos propuesto programas de demostración ampliados en nuestro caso de tarifas de distribución de gas en el sur del estado de Nueva York y en los casos de tarifas de Niagara Mohawk, y seguiremos trabajando para el avance de un modelo de negocio de calefacción urbana regulado con una supervisión regulatoria adecuada como parte del rompecabezas para satisfacer las necesidades energéticas de nuestros clientes de NY.

3.4. Tomar decisiones coherentes con Net Zero

La empresa es consciente de que estudios y pasos como los anteriores son sólo el comienzo de un viaje esencial durante las próximas tres décadas para alcanzar el Net Zero en Nueva York.

La transformación de los sistemas de electricidad y gas de Nueva York para lograr la Red Cero requerirá nuevas tecnologías, políticas energéticas, modelos de regulación de las empresas de servicios públicos y nuevos tipos de inversiones, muchos de los cuales están todavía en las primeras etapas de desarrollo. El Estudio de descarbonización de la NYC señaló, por ejemplo, que factores como "la disponibilidad de la tecnología, la viabilidad de la aplicación, el costo, las políticas futuras y las preferencias de los clientes son muy inciertos" en este momento.

National Grid está trabajando junto con nuestras comunidades, los responsables políticos y las partes interesadas para ayudar a afrontar los retos de la descarbonización, y se ha comprometido a tomar decisiones coherentes con Net Zero. Reconocemos la necesidad de que todas las partes interesadas de Nueva York, incluidos nosotros mismos, hagamos las cosas de forma diferente para llevar a cabo la transición energética.

La Solución de Infraestructura Distribuida que proponemos contribuye a alcanzar esas metas compensando el crecimiento previsto de la demanda de gas de los clientes a través de programas de eficiencia energética y demanda de gas incrementales, al tiempo que aumenta la oferta de gas disponible mediante proyectos que amplían la capacidad de la infraestructura de gas existente, creando la flexibilidad necesaria para la transición de esa infraestructura existente en el futuro a combustibles con menos emisiones de carbono. En un futuro de cero emisiones netas, la infraestructura de gas puede reutilizarse mediante la integración del GNR procedente de fuentes de biomasa y del hidrógeno verde. Como se indica en el estudio de descarbonización de la ciudad de Nueva York, debido a los beneficios de carbono del GNR y del hidrógeno verde, las reducciones de emisiones disponibles para el sector de la construcción a través del uso de combustibles bajos en carbono son mayores que las de una vía de electrificación únicamente. Las ventajas de reutilizar la infraestructura de gas para los combustibles bajos en carbono con el fin de permitir las cero emisiones netas se identificaron de manera similar en el estudio de abril de 2021 del Centro de Política Energética Global de la Universidad de Columbia, "Invertir en el sistema de gasoductos de los EE. UU. para apoyar los objetivos de cero emisiones netas".²⁶

National Grid ha puesto a prueba la solidez de la Solución de Infraestructura Distribuida frente a múltiples escenarios de demanda a la luz de la posibilidad de nuevas políticas en el marco de la CLCPA que afectan al crecimiento de la demanda de gas. La Solución de Infraestructura Distribuida permite a la Compañía ajustar la capacidad de suministro de gas natural a medida que las nuevas políticas de la CLCPA comienzan a hacerse realidad. En otras palabras, permite a la Compañía reducir y eliminar elementos de la Solución de Infraestructura Distribuida a medida que disminuye la demanda. Por ejemplo, la Compañía podría reducir su dependencia de las instalaciones de GNC a medida que disminuya la demanda, lo que supondría tanto un ahorro como una menor dependencia de un combustible más intensivo en GEI.

Paralelamente a la Solución de Infraestructura Distribuida, la Compañía reconoce la necesidad de seguir avanzando rápidamente en las políticas y el desarrollo del mercado de las tecnologías y las soluciones para los clientes necesarias para reducir la demanda de gas.

Aunque los responsables de las políticas y los reguladores de Nueva York todavía tienen que tomar algunas decisiones importantes sobre nuestras opciones energéticas y nuestra infraestructura, así como sobre los cambios significativos que necesitan nuestros clientes para avanzar en la transición energética, nuestra Solución de Infraestructura Distribuida, tal y como se describe en este Segundo informe suplementario, apoya esa transición hacia las cero emisiones netas.

4. Planificar la fiabilidad / satisfacer las necesidades de los clientes

4.1. La obligación de National Grid de prestar servicio y los riesgos de un suministro limitado de gas.

De acuerdo con la Ley de Servicios Públicos y otras leyes y reglamentos aplicables, National Grid tiene la obligación de proporcionar el servicio a los solicitantes que cumplan los requisitos en nuestros territorios de servicio. Por lo tanto, tanto para los solicitantes residenciales como para los

²⁶ Vea <https://www.energypolicy.columbia.edu/research/report/investing-us-natural-gas-pipeline-system-support-net-zero-targets>.

no residenciales, National Grid está obligada a conectar y dar servicio a todos los clientes que soliciten el servicio de gas en el sur del estado de NY, a menos que lo impidan ciertas condiciones, como la construcción incompleta de las instalaciones necesarias, un suministro insuficiente o consideraciones de seguridad pública.

Aunque es muy importante que prestemos este servicio de gas a todos los clientes de forma segura y fiable, el crecimiento reciente y continuo supone un reto. En la actualidad, prestamos servicio de gas natural a más de 1.9 millones de clientes: 1.3 millones en Brooklyn, partes de Queens y Staten Island, y 0.6 millones en Long Island. En los últimos 10 años, el número de clientes de gas natural ha crecido constantemente en unos 12,000 clientes al año, incluso en 2017, 2018 y 2019, cuando la población del sur del estado de New York cayó y en 2020, durante la recesión por la COVID-19. Este crecimiento de clientes -todas las calefacciones residenciales y multifamiliares grandes y los nuevos clientes comerciales- impulsó un aumento medio anual del 2,1% en la demanda de gas durante los periodos de máximo uso entre 2009/2010 y 2019/2020. Dado que estos aumentos se han producido sin el correspondiente incremento de la capacidad de gas disponible, la Compañía se enfrenta a limitaciones de capacidad de gas en nuestra red de gas del sur del estado de NY.

Durante los periodos pico de demanda (los días más fríos del invierno), si no hay suficiente suministro de gas que circule por la red, existe el riesgo de que la presión del gas baje demasiado y la calefacción y otros equipos de uso final dejen de funcionar para los clientes. En estas circunstancias, la única manera de evitar que esto ocurra y de garantizar la seguridad de los clientes es interrumpir el servicio a los clientes, lo que podría implicar, en última instancia, tener que cortar el gas a los clientes de las áreas restringidas de la red de distribución para que las áreas restantes mantengan suficiente presión. La Compañía lo denomina "reducción de clientes" y solo se aplica cuando se han agotado todas las demás contingencias operativas.

El cierre de áreas de la red de distribución debido a la insuficiencia de gas natural durante los periodos pico de demanda deja a los clientes afectados sin calefacción cuando más la necesitan. Estos cortes de gas son más largos que un típico apagón eléctrico que resulta de la demanda que excede lo que el sistema eléctrico puede suministrar, y con consecuencias más difíciles. Por ejemplo, los cortes de gas exigen una respuesta intensiva en mano de obra y una movilización masiva de recursos, ya que requieren el cierre y la restauración de los contadores cliente por cliente. Además, durante el restablecimiento del servicio, un técnico tiene que entrar en las instalaciones del cliente para volver a conectar a la red los aparatos. Por ello, es habitual que el restablecimiento total del sistema de gas requiera un largo periodo de tiempo, que depende del número de clientes afectados, pero que puede ser de una semana o más. Además, un corte de gas puede tener repercusiones imprevistas en el sistema de distribución eléctrica. Si un corte coincide con una elevada demanda de gas debido al frío, la pérdida de calefacción supone una amenaza para la seguridad pública que requiere el rápido despliegue de equipos de calefacción alternativos (en forma de calefactores eléctricos) y la reubicación de los residentes vulnerables. El despliegue masivo de calefactores eléctricos puede dar lugar a periodos de tiempo en los que el suministro eléctrico no pueda satisfacer la demanda eléctrica. En el caso de las restauraciones de clima frío en las que se utilizan calefactores eléctricos, es importante que el proveedor de servicios eléctricos tenga una capacidad suficiente y fiable y pueda coordinarse con el proveedor de gas para garantizar que el sistema eléctrico no se sobrecargue.

La empresa ha tomado amplias medidas para resolver sus problemas de capacidad a corto plazo tras el acuerdo de conciliación en el caso 19-G-0678²⁷, incluyendo la adición de capacidad de suministro a través del GNC y la dedicación de más de 8 millones de dólares en fondos de los accionistas hacia la eficiencia energética y la respuesta a la demanda.

²⁷ Caso 19-G-0678, *procedimiento a petición de la comisión para investigar las denegaciones de solicitudes del servicio por parte de National Grid USA, The Brooklyn Union Gas Company d/b/a National Grid NY y KeySpan Gas East Corporation d/b/a National Grid*, acuerdo de conciliación aprobado por orden del 26 de noviembre de 2019.

Por todo ello, es muy importante que planifiquemos con antelación la demanda de gas natural y que nos aseguremos de tener un suministro continuo adecuado para satisfacer las necesidades de los clientes. La ampliación de las infraestructuras de abastecimiento conlleva plazos considerables, ya que los proyectos necesitan permisos, diseño de ingeniería y construcción para poner en marcha la nueva capacidad. Asimismo, los programas para aumentar la eficiencia energética, reducir el pico de demanda y aumentar el uso de fuentes de energía alternativas tardan en financiarse, aplicarse y ponerse en marcha. Este segundo informe complementario forma parte del proceso y ofrece un análisis de la demanda de gas natural prevista, su comparación con la capacidad de gas existente, los progresos realizados en la implantación de la solución de infraestructura distribuida para satisfacer la demanda prevista de los clientes y una evaluación de las mejores alternativas al respecto.

4.2. Consideración de las perspectivas a 15 años

Como se indica en el Informe original, una planificación eficaz requiere una evaluación exhaustiva de las necesidades futuras, normalmente en un horizonte de al menos 10 años. Esta planificación tiene en cuenta:

- largos plazos de entrega de las infraestructuras;
- tiempo necesario para poner en marcha los programas de DSM;
- eficiencia de escala para la inversión; y
- políticas y programas en evolución que afectan a la demanda de gas a largo plazo

Por estos motivos, al igual que hizo la Compañía en el Informe original, hemos realizado una predicción para un periodo de aproximadamente 15 años, hasta el invierno de 2035/2036.

4.3. Consideraciones y suposiciones sobre la planificación del sistema de gas

Un análisis exhaustivo de la planificación del sistema de gas requiere que la empresa de gas tenga en cuenta varios elementos:

Normas de planificación: National Grid planifica y diseña su sistema de distribución de gas y su capacidad y suministro de gas natural para satisfacer la demanda prevista en un “estándar de diseño por día”(es decir, el día de invierno más frío y, por tanto, de mayor demanda de los clientes para el que la Compañía planifica). National Grid modela las necesidades de suministro y distribución de gas en el sur del estado de Nueva York basándose en una temperatura media en el diseño por día de 0° Fahrenheit en Central Park (65 grados-día de calefacción).²⁸ La Compañía no tiene un margen de reserva para su sistema de gas, en comparación con el sistema eléctrico, que tiene un margen de reserva instalado (actualmente del 20.7% en Nueva York).²⁹ Por ello, si la

²⁸ Un grado-día de calefacción compara la temperatura media exterior registrada en un lugar durante un periodo de 24 horas con una temperatura estándar, 65° Fahrenheit en los Estados Unidos. Cuanto menor sea la temperatura exterior, mayor será el número de grados-día de calefacción. Por ejemplo, un día con una temperatura media de 40° F tiene 25 grados-día de calefacción (Heating Degree Day, HDD). Dos días tan fríos seguidos tienen un total de 50 HDD para el periodo de dos días. Vea "Explicación de las unidades y las calculadoras: grados-día", Administración de Información Energética de los EE. UU., disponible en <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/degree-days.php>.

²⁹ En su Propuesta del proceso de planificación del sistema de gas, el personal contempla que las empresas de gas planificarán un margen de error de aproximadamente +/- 2% en torno a la predicción. Vea la Propuesta del proceso de planificación del sistema de gas presentada por el personal el 12 de febrero de 2021 en el Caso 20-G-0131,

demanda supera a la oferta en el sistema de gas, es muy probable que algunos clientes se queden sin servicio durante largos periodos de tiempo. Esto puede ocurrir si la demanda supera la predicción del diseño por día en el sistema de gas debido a condiciones climáticas extremas, o si el suministro se ve reducido por límites en la disponibilidad del sistema de gasoductos interestatales o la cartera de contratos de suministro,³⁰ un fallo de los activos de suministro en el sistema (*por ejemplo*, GNL o GNC), o problemas con los comercializadores de energía terceros al cumplir sus obligaciones para el suministro.

Predicción de la demanda: National Grid elabora anualmente una predicción de la demanda a largo plazo para poder planificar la satisfacción de las necesidades de sus clientes. Esto se describe en detalle más adelante.

Cartera de suministro: National Grid desarrolla su cartera de suministro de gas para garantizar que tendrá suficiente disponible para satisfacer la demanda de gas durante todo el día según el diseño por día. Dentro del diseño por día, también se nos exige que garanticemos que haya suficiente capacidad durante las horas pico, *es decir*, cuando se consume el máximo de gas cuando los clientes suben sus termostatos, cocinan y utilizan el gas para calentar el agua. Esto suele ocurrir en las primeras horas de la mañana (6 a 10 a.m.) y de nuevo por la tarde (4 a 8 p.m.). Para asegurarnos de que podemos suministrar el gas que necesitan nuestros clientes durante esos periodos de tiempo, estudiamos nuestras necesidades de suministro durante lo que denominamos la hora de diseño. National Grid utiliza históricamente una tasa de conversión del 5% para pasar de la demanda del diseño por día a la de diseño *por hora* (*es decir*, el diseño por hora es el 5% o 1/20 de la demanda total del diseño por día).

Configuraciones del sistema: La Compañía también garantiza que su sistema de distribución pueda suministrar gas manteniendo la presión para satisfacer las necesidades del diseño por día y por hora. Esto incluye la planificación de inversiones en la red de distribución de gas para proporcionar una capacidad de distribución suficiente para satisfacer la demanda de la hora de diseño. Si la demanda supera los requisitos del diseño por día o por hora (por ejemplo, porque hace más frío que lo que indican los criterios del diseño por día), es probable que la Compañía no pueda suministrar gas a todos los clientes. En estos casos, las tarifas de la Compañía nos permiten reducir o interrumpir temporalmente el servicio de gas, así como aplicar órdenes de flujo operativo, para evitar cortes u otras condiciones de funcionamiento inseguras. A continuación se describen estos planes de reducción que pretenden evitar los consiguientes cortes cuando los clientes se quedarían sin calefacción en caso de frío extremo.

Posibles soluciones: Cuando el análisis de la previsión de la demanda de gas de la empresa, la cartera de suministros y las configuraciones del sistema identifican limitaciones de la capacidad de gas, la empresa evalúa una serie de posibles soluciones que abarcan el suministro de gas, la infraestructura de gas y las soluciones de infraestructura no relacionadas con el gas, como la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y la electrificación del calor.

Plan de restricción

En el caso del sistema eléctrico, si la demanda aumenta por encima de lo que el sistema puede suministrar, como último recurso, ese desequilibrio puede resolverse mediante apagones progresivos, que pueden utilizarse, por ejemplo, en días de mucho calor. Estos apagones suelen ser eventos relativamente breves medidos en horas. Del mismo modo, las empresas de gas pueden utilizar la reducción de clientes como opción de último recurso para equilibrar la demanda y la oferta y garantizar la seguridad del sistema y de los clientes. Sin embargo, a diferencia de los apagones

página 16. Si se aprueba, el déficit de la demanda de la Compañía puede aumentar aún más de lo que se indica en este Segundo informe complementario.

³⁰ Como han demostrado los sucesos de este último invierno, estas interrupciones pueden producirse con regularidad, con consecuencias potencialmente importantes para el suministro de gas a la región.

eléctricos, las interrupciones de los clientes de gas pueden provocar una pérdida prolongada del servicio. Volver a habilitar el suministro a los clientes requiere mucho trabajo y puede llevar un largo periodo de tiempo restablecer el servicio completo en función del alcance de la interrupción. Esto significa dejar a los clientes sin calefacción o agua caliente en los días más fríos, con implicaciones para la salud y la seguridad pública. Por ello, es prudente planificar el sistema de gas para el frío extremo, aunque no se produzca con frecuencia. Al igual que las empresas de gas, los reguladores y los ayuntamientos se centran en la resiliencia de la red cuando se trata de modernizar nuestros sistemas endureciéndolos contra las tormentas para que soporten como mínimo una inundación de 1 en 100 años, estar preparados para las temperaturas extremas es algo que debe tenerse en cuenta a la hora de diseñar nuestros sistemas.³¹

National Grid mantiene un completo plan de operaciones para el caso de que la demanda supere a la oferta en el sistema. El plan, que consta de tres elementos principales, se concibió originalmente para escenarios con una pérdida inesperada de suministro en los que un activo de transmisión ascendente quedara fuera de servicio, pero el plan también se aplicaría a posibles condiciones de frío extremo en las que la Compañía proyectara que la demanda de los clientes superara la oferta disponible. La Compañía solo aplicaría este tipo de plan de reducción después de haber agotado todas las demás contingencias operativas.

Los tres elementos se perseguirían en orden, y la Compañía solo pasaría al siguiente si fuera necesario. En primer lugar, la Compañía solicitará la reducción voluntaria de la carga (Voluntary Load Reduction, "VLR") mediante mensajes pregrabados que pueden pedir a los clientes que bajen sus termostatos a 65 grados, por ejemplo. Si la VLR no proporciona el alivio necesario, la Compañía perseguiría la reducción *involuntaria* selectiva de acuerdo con el segundo elemento del Plan estratégico de interrupción del suministro (Strategic Supply Interruption Plan, "SSIP"). De acuerdo con las instrucciones de la Comisión sobre la priorización de clientes, la Compañía ha recopilado, y mapeado en su modelo GIS, los 5,000 clientes comerciales e industriales (Commercial & Industrial, C&I) más grandes tanto para el KEDNY como para el KEDLI excluyendo a todos los clientes críticos como hospitales, residencias de ancianos e instalaciones de seguridad pública (departamentos de policía y bomberos y de detención). La Compañía notificaría a los clientes sujetos al SSIP antes de enviar a los equipos de campo para cortar manualmente el servicio en el contador, lo que puede llevar de 24 a 48 horas para cortar las 500 cuentas más grandes. La Compañía pasaría de las 500 cuentas más grandes a las siguientes 500 cuentas más grandes, y así sucesivamente, de modo que priorice las mayores reducciones potenciales que afectan al menor número de clientes en primer lugar. La Compañía estima que la plena aplicación del SSIP para los 500 clientes más grandes del KEDNY podría reducir la demanda en aproximadamente 65MDth/día. Por último, si el SSIP no reduce la demanda lo suficiente, la Compañía aplicará su Plan de emergencia de gestión de cortes de gas (Emergency Gas Outage Management Plan, "EGOMP"), en el que los equipos de campo aislarán secciones del sistema para reducir la carga de forma local. Esto tendría el efecto de restringir el servicio a un gran número de clientes en áreas geográficas específicas, incluyendo hogares y empresas más allá de las grandes cuentas incluidas en el SSIP.

National Grid se ha preparado para poner en práctica nuestro plan de reducción con talleres internos y ejercicios con partes internas y externas. La empresa presentó el plan con tres talleres a finales de 2019 en los que introdujo un escenario con las partes interesadas y trabajó en las áreas de preocupación para perfeccionar y mejorar el plan. A partir de febrero de 2020, National Grid organizó seis ejercicios de mesa diferentes para poner a prueba la estructura de mando de incidentes. El mayor de estos ejercicios, en el que se modeló un incidente del diseño por día en el que se apagó un lateral que daba servicio a 30,000 personas, incluyó a representantes de la Oficina

³¹ Tras la supertormenta Sandy, la Compañía se vio obligada a tener en cuenta las repercusiones de unas condiciones climáticas cada vez más severas en sus programas de refuerzo contra las tormentas y en el diseño de sus sistemas. La ciudad de Nueva York ha sugerido que la Compañía tenga en cuenta las zonas de inundación de 100 y 500 años de la Agencia Federal de Gestión de Emergencias en su planificación de refuerzo de la red de gas.

del Alcalde de la NYC, la Oficina de Gestión de Emergencias (Office of Emergency Management, OEM) de NYC, el Departamento de Servicios Públicos (Department of Public Service, DPS) del NYS, el FDNY, el Departamento de Policía de NY (New York Police Department, NYPD), la Autoridad Portuaria de NY / Nueva Jersey (NJ) y la Autoridad de Vivienda de la NYC (New York City Housing Authority, NYCHA). Sin embargo, los riesgos de implementación del SSIP y del EGOMP, incluidos, entre otros, los procesos manuales, las inclemencias del clima, las comunicaciones con los clientes, otras coordinaciones externas y la seguridad, son muy elevados.

Este proceso es conceptualmente similar al que siguen los operadores de sistemas independientes en la red de transmisión eléctrica, que primero llaman a todos los recursos disponibles, incluida la respuesta a la demanda, antes de pasar a los eventos de desconexión de carga. Sin embargo, el proceso de recuperación de la desconexión de clientes o áreas del sistema en la red de gas es mucho más largo que en el sistema eléctrico, ya que se requiere una intervención que demanda mucho tiempo y trabajo en las instalaciones de cada cliente para reanudar el servicio con seguridad.

4.4. Predicción de la demanda

4.4.1. Estándares del diseño por día

Como se ha indicado anteriormente, el estándar de diseño por día de la Compañía se basa en un periodo de 24 horas con una temperatura media de 0 grados Fahrenheit en Central Park (65 grados-día de calefacción). Al igual que en el Informe original, la predicción de la demanda presentada en este Segundo informe complementario se basa en el estándar de diseño por día de la Compañía.

En respuesta al informe original, la Compañía recibió una serie de comentarios públicos que cuestionaban el estándar de diseño por día de la Compañía. La principal impugnación fue el argumento de que el estándar de diseño por día de la Compañía es excesivamente conservador, ya que Central Park no ha experimentado un día de temperatura media de cero grados desde 1934. En respuesta a las inquietudes planteadas, el Informe complementario de la Compañía proporcionó un análisis más profundo de los factores que intervienen en el cambio del diseño por día, incluyendo las consideraciones del diseño por hora, la temperatura, la sensación térmica y el error de predicción / contingencia operativa, y concluyó que la modificación del diseño por día requeriría un estudio más amplio y la participación de otras partes interesadas.

En un esfuerzo continuo por perfeccionar y asegurar que el estándar de diseño por día de la Compañía es apropiado, la Compañía contrató a Marquette Energy Analytics para revisar las condiciones climáticas históricas de Central Park con el fin de evaluar el estándar de diseño por día de la Compañía. Utilizando datos meteorológicos históricos por hora que se remontan a 1950, Marquette Energy Analytics descubrió que, al utilizar tanto el viento como la temperatura³², el diseño por día de la Compañía es un evento de 1 en 33 años. El modelo de Marquette Energy Analytics concluye que la norma actual de National Grid sobre el día de diseño equivale a una temperatura media diaria de tres grados Fahrenheit con vientos de 16 mph. El 20 de enero de 1985, 36 años después de la fecha de publicación, fue el último día que superó la norma de Día de Diseño de la Compañía y uno de los dos días desde 1950, un lapso de 71 años, que superó las condiciones de un evento de 1 en 90 años, muy por encima de la norma actual de Día de Diseño de la Compañía.

³² El estándar de diseño por día de la Compañía no asume una velocidad de viento específica. El análisis de Marquette parte de un día de 0 grados Fahrenheit con una velocidad del viento de 12 MPH, la velocidad promedio del viento en los días más fríos. Un día de 3 grados Fahrenheit con 16 MPH equivale a un día de 0 grados Fahrenheit con vientos de 12 MPH.

Los episodios de frío extremo se producen con regularidad. Por ejemplo, el evento de febrero de 2021 en Texas, Oklahoma, fue un evento de 1 en 40 años en algunas áreas afectadas, de 1 en 50 años en otras y de 1 en 90 años en algunos lugares. En Nueva York, las cataratas del Niágara experimentaron un evento de 1 en 35 años el³⁰ de enero de 2019. La experiencia divergente de estos lugares bajo el frío extremo indica la prudencia de la planificación para el frío extremo, pero realista. En resumen, el estándar de diseño por día de la Compañía no es excesivamente conservador, y los datos apoyan la necesidad de planificar su suministro y su sistema para ese clima extremo.

El estándar de diseño por día es uno de los asuntos clave que se están examinando y abordando en el procedimiento de planificación del gas a nivel estatal (Caso 20-G-0131), en el que el personal del Departamento de Servicios Públicos ha propuesto que las empresas de gas presenten planes trienales a largo plazo. En sus comentarios iniciales y de respuesta presentados conjuntamente con otras empresas de gas de Nueva York en ese procedimiento, National Grid estuvo de acuerdo con la propuesta del personal del Departamento de Servicios Públicos de que los estándares de diseño por día se "reexaminen" y "revaliden" en el plan a largo plazo inicial de cada empresa de gas, y National Grid y las demás empresas de gas se ofrecieron a incluir la planificación del diseño por día y de diseño por hora como temas para las sesiones informativas de las partes interesadas celebradas antes de la presentación de sus planes a largo plazo iniciales.³³

4.4.2. Metodología de predicción de la demanda

Metodología de predicción de la demanda

National Grid lleva a cabo un proceso anual de modelización y predicción de las necesidades de gas natural a largo plazo de nuestros clientes para el KEDNY y para el KEDLI, que incluye una revisión histórica para incorporar los datos reales del invierno anterior en comparación con las predicciones anteriores.

National Grid utiliza las predicciones para informar sobre la ingeniería del sistema, las operaciones y la planificación del suministro, de modo que podamos suministrar gas en las condiciones del diseño por día y por hora.

National Grid prepara lo siguiente para el KEDNY y para el KEDLI como parte de su predicción anual de carga de gas:

- Predicción de minoristas: predicción del número de clientes y del uso en el contador del cliente.
- Previsiones de venta al por mayor: la cantidad de gas entrante necesaria para satisfacer las previsiones de venta al por menor, medida en las estaciones de la empresa en la puerta de la ciudad³⁴. Esta previsión se ajusta al alza a partir de la previsión de venta al por menor para tener en cuenta el gas perdido y no contabilizado dentro del sistema, como el uso no medido, las fugas y los errores de medición.
- Predicción del diseño por día: los requisitos de la venta al por mayor para el diseño por día. Esto se utiliza para garantizar que la empresa tenga los recursos necesarios para satisfacer la demanda de los clientes en los días más fríos.

³³ Comentarios de respuesta de las empresas de distribución local conjunta sobre las propuestas de gestión del proceso de planificación del gas natural y de la moratoria del personal del Departamento de Servicios Públicos, Caso 20-G-0131, en 10.

³⁴ La(s) "puerta(s) de la ciudad" son los puntos de entrada a la red de distribución en los que se mide la cantidad de gas suministrado por las empresas de gasoductos y de transporte a la red

A continuación, se describe el proceso de alto nivel de construcción de la predicción de la demanda de gas:

1. Predicción de línea base no ajustada: se trata de una predicción macroeconómica que utiliza el análisis de regresión para determinar la relación estadística entre los patrones históricos de uso de los clientes y variables económicas, como el producto interno bruto (PIB), la población, la vivienda, la renta, el empleo y los precios del petróleo y el gas. La predicción de línea base no ajustada supone que los programas actuales de eficiencia energética y electrificación del calor continúan a su ritmo actual, de modo que las predicciones independientes de las variables económicas impulsan los resultados de la predicción...
2. Factor de aumento de la eficiencia energética: en este paso, la predicción se modifica para tener en cuenta la aceleración (o desaceleración) prevista en la tasa de eficiencia energética en relación con las tasas históricas de logro de la eficiencia energética. Las predicciones del KEDNY y KEDLI parten de la base de que los objetivos de NE:NY se alcanzan plenamente hasta 2025 y continúan hasta 2035. Esta eficiencia energética contribuye al cumplimiento de la Ley Local 97 y la CLCPA.
3. Factor de aumento de la electrificación del calor: el aumento de la penetración de las bombas de calor como sustituto de la calefacción por gas natural se contabiliza reduciendo el número de clientes previsto en la predicción de línea base no ajustada. El aumento de la electrificación de la calefacción se debe principalmente a los objetivos de las empresas de suministro eléctrico NE:NY y a otros objetivos publicados en materia de bombas de calor. Además, la empresa asume que la tasa de adopción orgánica de las bombas de calor aumentará durante el horizonte de predicción. La predicción incorpora el aumento de la penetración de las bombas de calor en la ciudad de Nueva York en cumplimiento de la Ley Local 97.
4. Factor de respuesta a la demanda de los clientes: la predicción del diseño por día se ajusta para reflejar la respuesta de la demanda de los clientes firmes en el KEDNY y KEDLI. Del mismo modo, la menor demanda de los clientes interrumpibles y de respuesta a la demanda no firme se tiene en cuenta en la predicción de línea base no ajustada.
5. Línea base ajustada: La previsión final de la línea de base ajustada es la línea de base no ajustada con la eficiencia energética, la electrificación del calor y la respuesta a la demanda como factores. La empresa utiliza la línea base ajustada para efectos de planificación.

Análisis de la predicción de la demanda

National Grid utiliza los datos históricos de su sistema de facturación minorista, así como datos económicos/demográficos históricos y previstos de Moody's Analytics, predicciones de precios del gas natural y del gasóleo de calefacción de la Administración de Información Energética (Energy Information Administration, EIA) del Departamento de Energía (Department of Energy, DOE) de los EE. UU. y datos meteorológicos históricos. Con estos datos, la empresa elabora modelos de recuento de contadores y de uso por cliente para varias agrupaciones de sus clientes: residencias sin calefacción, residencias con calefacción, comerciales, industriales, multifamiliares, clientes de respuesta a la demanda no firme y otros. El gas medido en las puertas de ciudad, los puntos de entrada del suministro en el sistema de distribución de gas al sur del estado de Nueva York, también se utiliza para desarrollar la predicción.

Perspectivas económicas

El crecimiento económico predicho, la demografía y los precios de la energía impulsan la predicción de la línea base no ajustada. El crecimiento económico corresponde a la expansión de la producción de las empresas, del empleo, del espacio de los edificios y del uso del gas, así como a la construcción de nuevas viviendas.

Los precios relativos de la energía para las opciones de calefacción de los clientes han contribuido a impulsar la elección del combustible. Los precios del gas natural al sur del estado de Nueva York

han sido muy inferiores a los del gasóleo de calefacción y la electricidad durante más de una década, y se espera que esta ventaja de precios aumente en los próximos quince años. Así, la ventaja del precio del gas hace que este sea el combustible elegido para las nuevas construcciones y para las reconversiones cuando los clientes sustituyen los equipos de los hornos. Además, el gas natural ofrece ventajas medioambientales y de comodidad en comparación con el petróleo.

La predicción económica a corto plazo del estado de Nueva York hasta 2023 se ha revisado al alza desde el año pasado. La recuperación de la recesión por la COVID-19 conlleva proyecciones de crecimiento récord en los próximos dos años. La predicción supone que la inmunidad de rebaño efectiva se producirá a finales del verano de 2021, lo que permitirá la reapertura total de la economía, las escuelas y las guarderías. La recuperación se verá impulsada por la demanda reprimida de muchos servicios, como el entretenimiento, restaurantes, el turismo y los viajes, y por los consumidores que disponen de un poder adquisitivo adicional, ya que las tasas de ahorro aumentaron durante la pandemia.

Sin embargo, a largo plazo, después de que la economía alcance el pleno empleo en 2023, el crecimiento económico y demográfico se ralentizará drásticamente de 2024 a 2035.

El cambio en la trayectoria de crecimiento refleja los posibles cambios estructurales desencadenados por la pandemia de COVID-19. En concreto, la predicción supone que un mayor porcentaje de personas trabajará desde casa que antes de la pandemia, lo que ralentiza el repunte del sector de las oficinas en el sur del estado de Nueva York y el crecimiento residencial, ya que algunos trabajadores podrían emigrar a zonas menos caras del país.

Recursos energéticos distribuidos

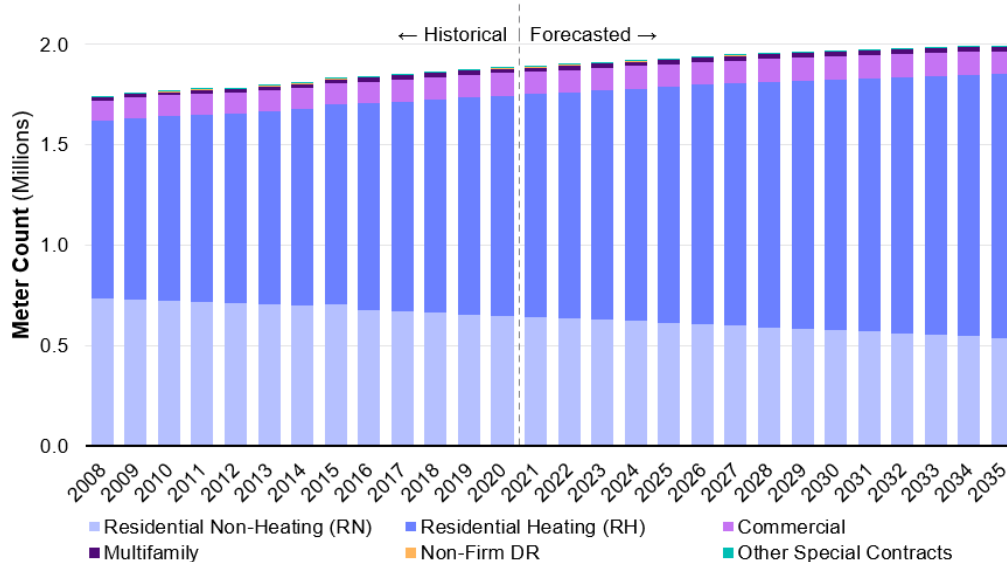
La predicción de la demanda parte de la base de un ahorro creciente de gas procedente de los recursos energéticos distribuidos, que aquí se definen como la eficiencia energética, los programas de respuesta a la demanda y la electrificación de la calefacción. Estos ahorros se suman a los derivados de la actual eficiencia energética y de la electrificación del calor, que ya están incluidos en la predicción. La expansión de los programas de eficiencia energética conduce a reducciones adicionales a la predicción de la línea base del 4.8 % de la carga anual en Dth y del 5.5 % de la carga del diseño por día para 2035. La ampliación de la respuesta a la demanda no tiene ningún impacto en la carga anual, pero reduce la carga del día de diseño en un 0,3% adicional a lo largo del periodo de previsión. Las reducciones en la previsión de referencia debidas a la electrificación de la calefacción crecen hasta el 2,6% tanto de la carga anual Dth como de la carga del día de diseño en 2035. El crecimiento de los recursos energéticos distribuidos no tiene un impacto significativo en la carga hasta después de 2023 porque la eficiencia energética y la electrificación del calor se acumulan con el tiempo.

En el apéndice A se detallan las distintas hipótesis y el análisis de la predicción de la demanda de la empresa.

Predicción de clientes

El crecimiento de los clientes de gas del estado de Nueva York, recogido en Figura 4-1, ha sido muy constante. El número de clientes nunca ha disminuido desde 2008 y aumentó durante la Gran Recesión de 2009, la reciente disminución de la población del sur del estado de Nueva York y la recesión por la COVID-19 en el 2020. El crecimiento de la clientela se ha visto favorecido por un crecimiento económico constante y por la ventaja del precio del gas sobre el gasóleo de calefacción y la electricidad. El crecimiento total de clientes de gas fue, en promedio, del 0.6 % anual entre 2008 y 2020, es decir, 11,682 clientes al año.

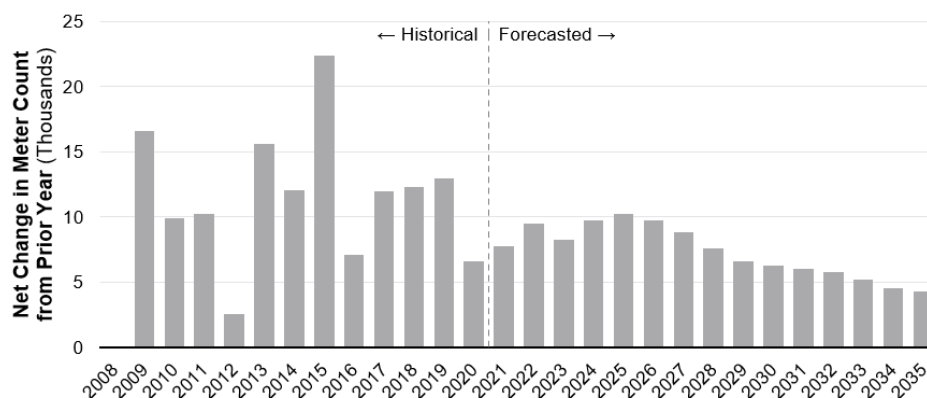
Figura 4-1: Recuento de clientes del estado de Nueva York



El aumento histórico del número de clientes de gas es el resultado de: (1) el incremento del número de clientes de calefacción residencial (Residential Heating, RH), multifamiliares (Multifamily, MF) grandes y comerciales firmes (Commercial, COM), y (2) la disminución del número de clientes residenciales sin calefacción (Residential non-heating, RN), de respuesta a la demanda no firme (Non-firm Demand Response, NFDR) y de otros (Other, OTH) clientes grandes. Desde 2008, la clase de RH añadió un promedio de 17,905 clientes al año, MF añadió 474 clientes al año y COM añadió 761 clientes al año. Por otro lado, los clientes de RN perdieron una media de 7.315 clientes al año; NFDR perdió 139 clientes al año; y OTH perdió 5 clientes al año.

Durante el periodo de previsión, de 2020 a 2035, se prevé que el crecimiento del número total de clientes de gas se ralentice hasta alcanzar una tasa media de crecimiento del 0,4% anual, como se ilustra en Figura 4-2. El crecimiento anual de clientes es superior al 0.4 % a corto plazo a medida que el sur del estado de Nueva York se recupera de la recesión por la COVID-19, pero desciende a más largo plazo a medida que el crecimiento del empleo, los ingresos y el parque de viviendas del sur del estado de Nueva York se ralentiza y las instalaciones anuales de bombas de calor continúan en las tasas objetivo de NE:NY de 2021 a 2025. El número total de clientes se eleva a un promedio de 7,361 al año, 4,321 menos que la media histórica. Se prevé que el número de clientes RN, NFDR y OTH siga disminuyendo a un ritmo cercano al histórico.

Figura 4-2: Cambio neto en el recuento de clientes del estado de Nueva York

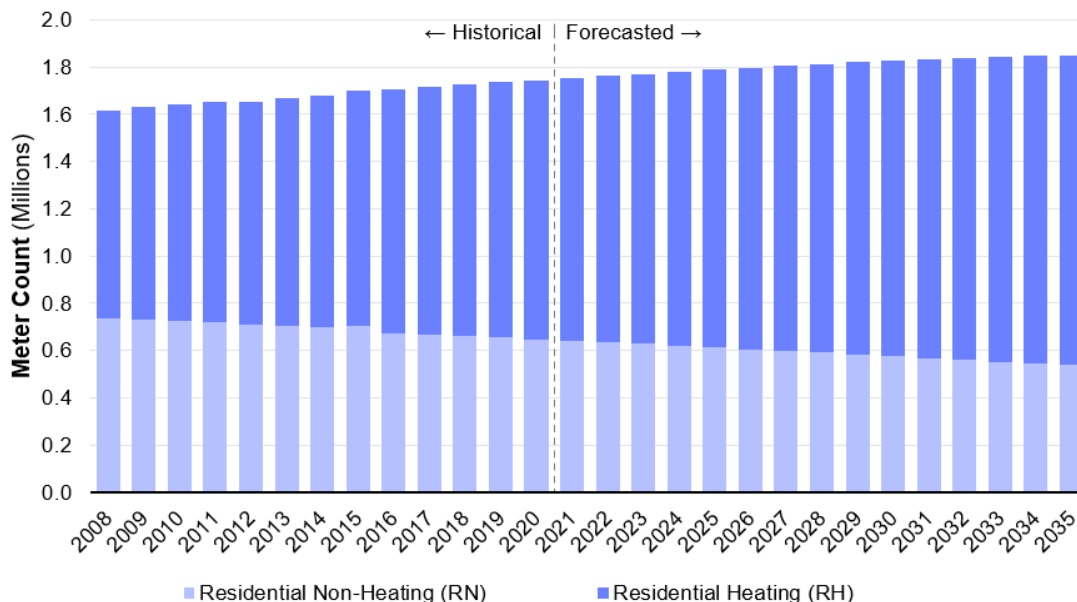


Fuente: datos de los clientes de National Grid y predicción de clientes de caso base para 2021.

Predicción de clientes residenciales (RN y RH)

La clase residencial se compone de clientes residenciales que no tienen calefacción (RN) y clientes residenciales con calefacción (RH). Los RN son clientes de "bajo consumo", que suelen calentar con gasóleo, pero utilizan el gas para cocinar, calentar el agua, secar la ropa y otros fines no relacionados con la calefacción. Los clientes RH, que constituyen una parte cada vez mayor de la clase residencial, como se ilustra en Figura 4-3, utilizan el gas para los mismos fines que los clientes RN, pero también se calientan con gas, lo que aumenta considerablemente su consumo.

Figura 4-3: Recuento de clientes residenciales del estado de Nueva York

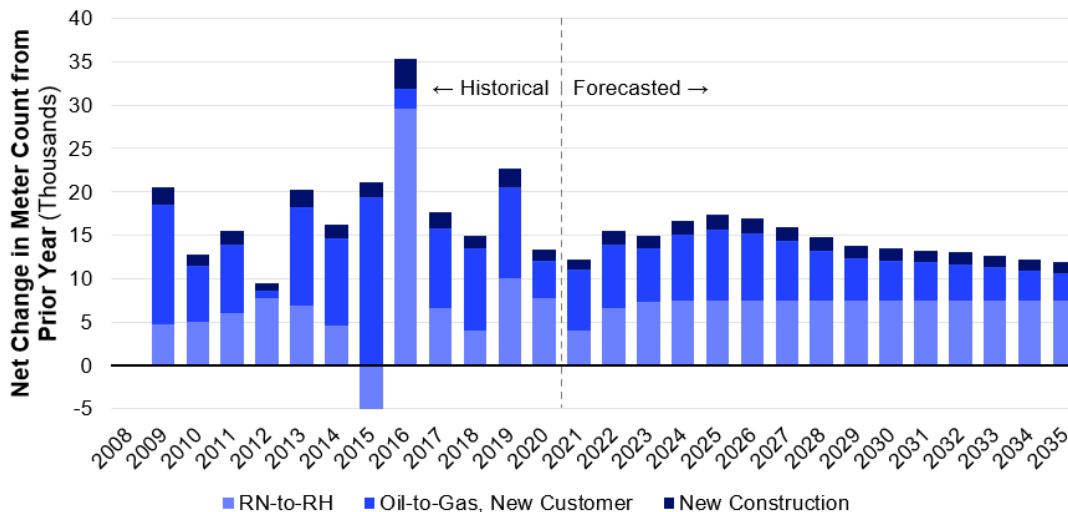


Fuente: datos de National Grid y predicción de caso base para 2021. Hay que tener en cuenta que, en 2015 y 2016, la empresa reclasificó a varios miles de clientes RN a RH, por ejemplo, clientes RN que se convirtieron a RH sin una actualización del servicio o sin notificarlo de otra manera a National Grid. Estos clientes se identificaron mediante el análisis de la carga.

El número total de clientes residenciales aumentó a un ritmo medio del 0,6% anual entre 2008 y 2020, es decir, en 10.590 clientes al año recogidos en Figura 4-4. Esto incluye un aumento anual del 1.8 % en el número de clientes de RH y un descenso anual del 1.1 % en el número de clientes RN, o una pérdida anual media de 7,315 de estos clientes. Sin embargo, esto no redujo la carga de gas porque se trató en su gran mayoría de conversiones de RN a RH. Más bien, este cambio a la calefacción de gas residencial, entre los clientes que generalmente siguen utilizando el gas para fines distintos a la calefacción de espacios, aumenta la demanda. Se trata de una tendencia a largo plazo impulsada por la ventaja del precio del gas sobre el gasóleo de calefacción, que se espera que continúe.

Se prevé que el crecimiento del número total de clientes residenciales se ralentice hasta una media del 0.4 % anual durante el horizonte de predicción de 2021 a 2035, aunque el crecimiento será más fuerte a corto plazo. El menor crecimiento de los clientes a largo plazo se debe tanto a la ralentización de la demografía a largo plazo al sur del estado de Nueva York, como a la electrificación de la calefacción. Se prevé que el crecimiento del número de clientes RH se reduzca al 1.2 % anual, mientras que la pérdida anual de clientes RN se mantiene en 1.2 % anual. National Grid estima que aproximadamente el 50 % de las adiciones de clientes de RH son conversiones de RN a RH, el 40 % son nuevas conversiones y el 10 % son nuevas construcciones.

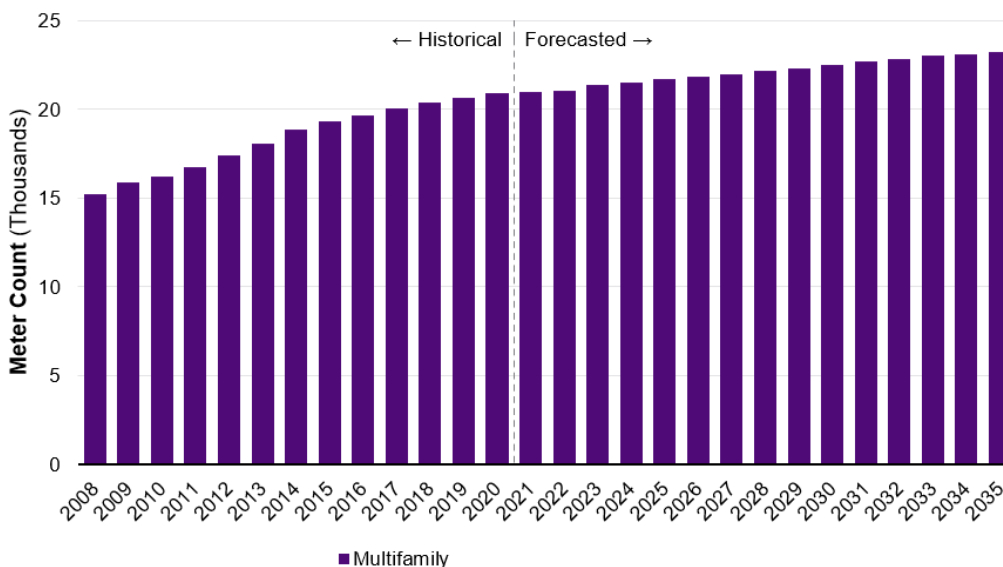
Figura 4-4: Previsión de aumento de clientes residenciales en el estado de Nueva York



Grandes viviendas multifamiliares (MF)

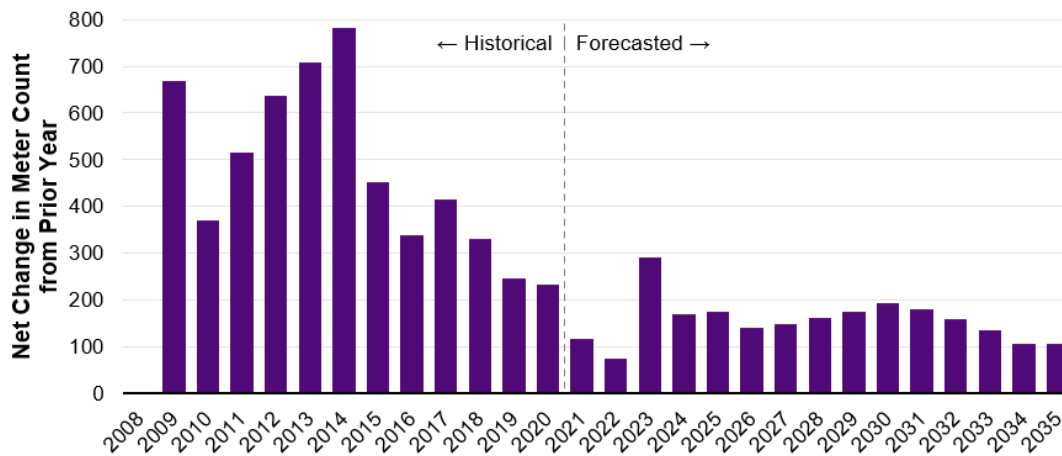
La clase MF está formada por grandes edificios de apartamentos con contador principal, que utilizan gas natural para la calefacción. El número de clientes de MF aumentó un 2,7% al año durante el periodo histórico de 2008 a 2020, es decir, una media de 474 nuevos clientes de MF captados en Figura 4-5. National Grid calcula que aproximadamente el 89 % de estos fueron construcciones nuevas y el 9 % fueron conversiones de la calefacción con gasóleo, incluidas las del programa Clean Heat.

Figura 4-5: Recuento de clientes multifamiliares del estado de Nueva York



Durante el periodo de previsión, de 2020 a 2035, se espera que el crecimiento de los clientes de MF se reduzca a una media del 0,7% anual o 155 nuevos clientes al año, aproximadamente un tercio del número anual añadido durante el periodo histórico recogido en Figura 4-6. Esto es el resultado de un menor crecimiento económico y demográfico a largo plazo, así como de la electrificación de la calefacción.

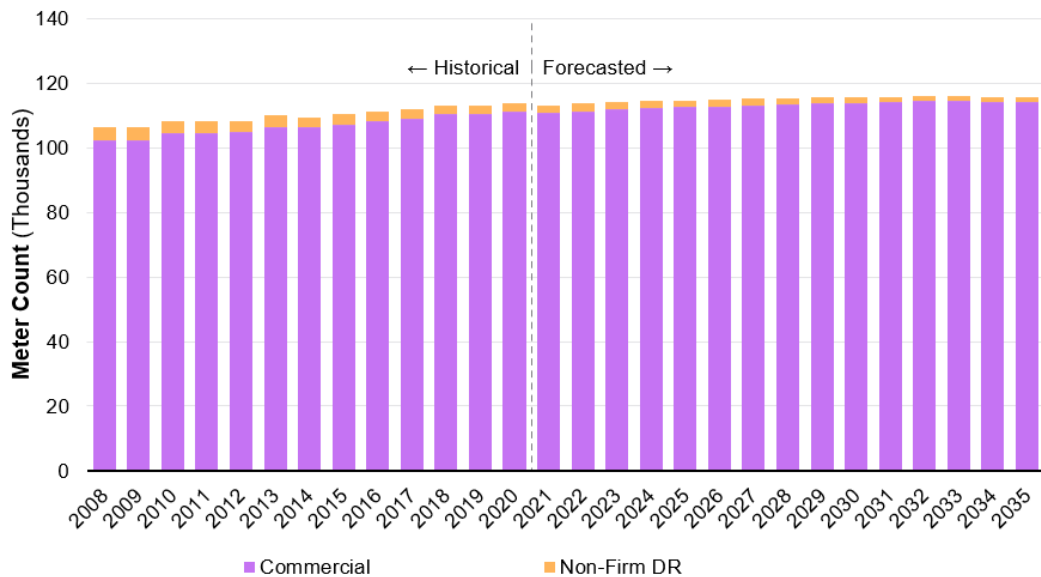
Figura 4-6: Previsión de grandes adiciones multifamiliares en el estado de Nueva York



Cientes comerciales (COM) firmes y de respuesta a la demanda no firme (NFDR) (anteriormente clientes de temperatura controlada [temperature controlled], o TC)

Los clientes comerciales firmes de gas (COM) utilizan el gas para la calefacción, la cocina, el calentamiento del agua y los procesos industriales. El crecimiento de los clientes COM promedió un 0,7% entre 2008 y 2020, o 761 clientes por año, como Figura 4-7 Las conversiones de calefacción de aceite, nuevas construcciones y conversión de clientes de NFDR a COM contribuyeron a este crecimiento.

Figura 4-7: Recuento de clientes de la COM y la NFDR en el estado de Nueva York

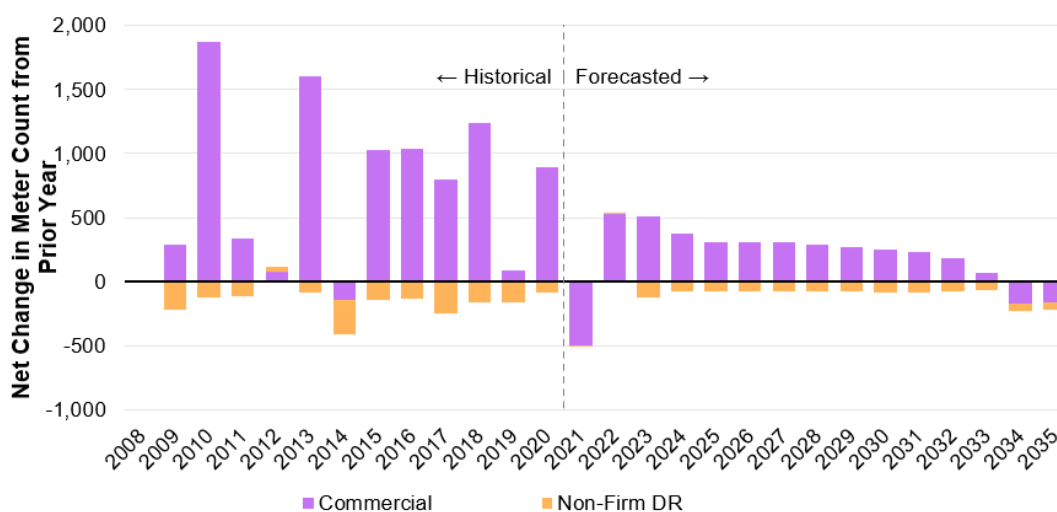


Los clientes de NFDR son grandes empresas comerciales que tienen la posibilidad de calentar con gas natural o gasóleo. Las tarifas de uso de gas de National Grid para clientes de NFDR son más bajas que la tarifa COM, pero son interrumpibles. Los clientes no pueden tomar el servicio de gas cuando la temperatura exterior cae por debajo de un determinado umbral. A los clientes de NFDR les resulta más rentable aceptar una tarifa más baja de NFDR y cambiar a gasóleo cuando esto ocurre. Sin embargo, a medida que los sistemas de respaldo de gasóleo se vuelven más costosos

en relación con el servicio de gas firme, los clientes de NFDR se convierten a COM. Se trata de una tendencia a largo plazo impulsada por la ventaja del precio del gas sobre el gasóleo de calefacción. El suministro en Nueva York (Delivery New York, DNY) pierde sistemáticamente unos 139 clientes de NFDR al año, lo que supone un descenso medio anual del 4.3 % desde 2008. Sin embargo, la inmensa mayoría de ellas son conversiones a COM. Dado que el uso por cliente (UPC, el volumen medio anual de gas consumido por cliente) de NFDR es mucho mayor que la media de COM, esto hace que tienda a subir el UPC de COM. Estas reclasificaciones también aumentan la carga total de gas, ya que los clientes reclasificados empiezan a utilizar gas en los días más fríos del invierno, mientras que antes utilizaban gasóleo. La demanda del diseño por día también aumenta.

Durante el periodo de previsión, el crecimiento del número de clientes de la COM se ralentiza hasta una tasa media anual del 0,2%, es decir, 188 clientes al año. El número de clientes de NFDR sigue disminuyendo, pero a un ritmo más lento, -3.6 % anual, lo que supone la pérdida de 67 clientes de NFDR al año. Los recuentos de pronóstico de estas tendencias en los recuentos NFDR y COM se capturan en Figura 4-8.

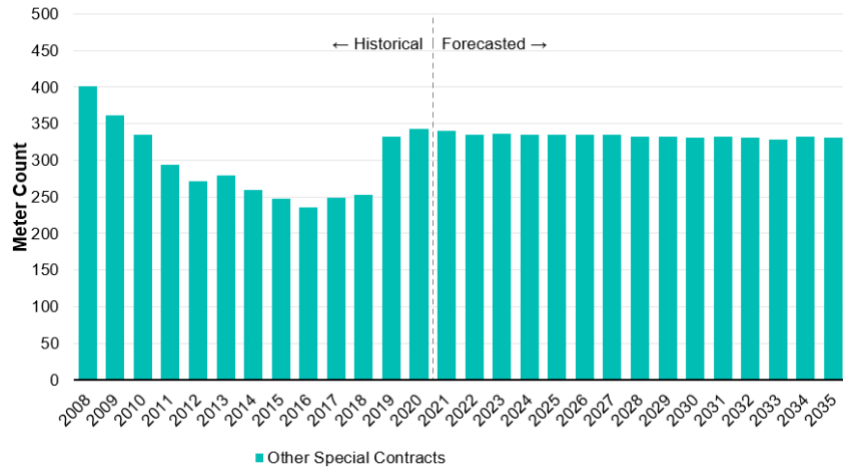
Figura 4-8: Cambio neto de la COM y de la NFDR del Estado de Nueva York



Otros grandes clientes (OTH)

National Grid presta servicio a otros (OTH) 343 grandes clientes con contratos especiales en el estado de Nueva York. Se trata principalmente de generadores de energía, incluidas las grandes empresas con plantas de cogeneración de calor y electricidad (Combined Heat and Power, CHP) in situ. Estos clientes solo tienen un impacto modesto en las necesidades de energía y capacidad de DNY de National Grid porque generalmente tienen sus propios contratos para adquirir estos productos. El número de clientes OTH ha tendido a la baja durante el periodo histórico de 2008 a 2020, pero se espera que se mantenga relativamente estable durante el horizonte de previsión recogido en Figura 4-9.

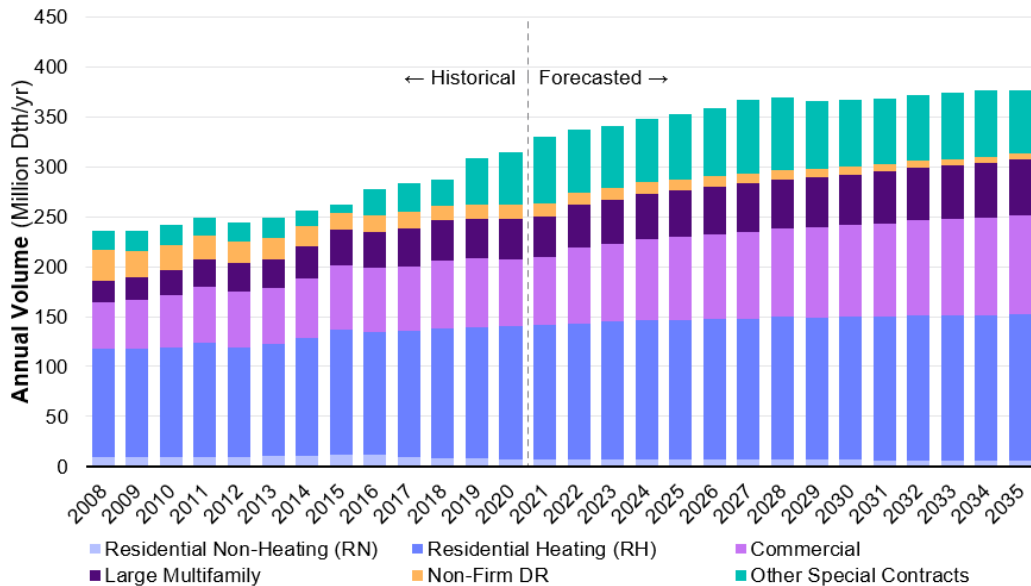
Figura 4-9: Predicción de otros grandes clientes para el sur del estado de Nueva York



Resumen de las predicciones sobre energía

La previsión de energía proyecta el consumo de gas al por menor o los "volúmenes" entregados a los clientes de National Grid en el estado de Nueva York, medidos en el contador. Impulsado por el crecimiento de clientes y el aumento de UPC, como se ve en Figura 4-10, los volúmenes totales de gas al por menor aumentaron a una tasa promedio anual del 2,4% entre 2008 y 2020. Sin embargo, excluyendo OTH, los volúmenes minoristas cayeron un 0,2% interanual entre 2019 y 2020. En términos interanuales, los volúmenes residenciales aumentaron un 0,5% en 2020 y los volúmenes de MF subieron un 2,2%, pero los volúmenes de COM cayeron un 3,0%, ya que muchas empresas comerciales cerraron parcialmente debido a COVID-19. Los volúmenes de NFDR cayeron un 0.4 %. Los volúmenes de OTH aumentaron un 15,2%.

Figura 4-10: Uso anual de gas en el estado de Nueva York

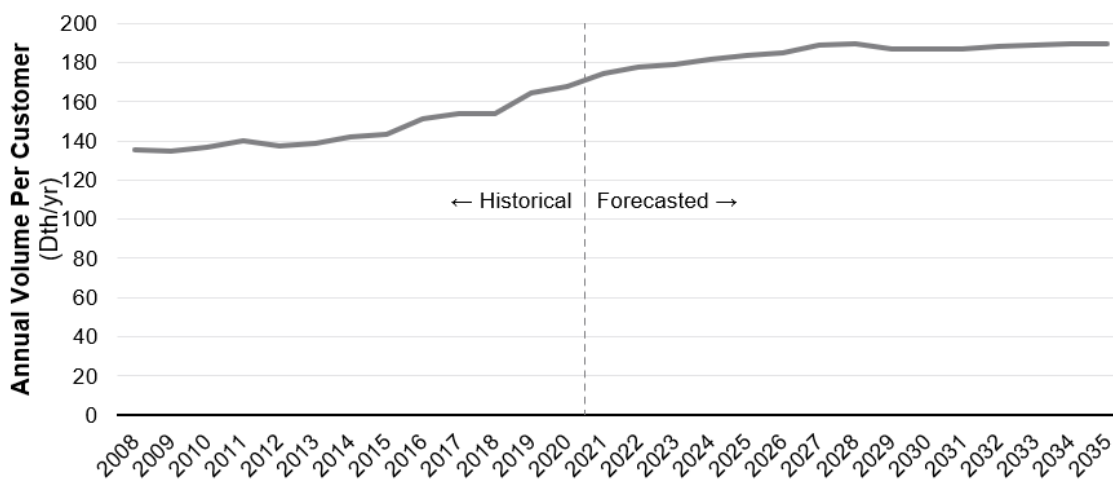


Se prevé que el crecimiento del volumen del comercio minorista se reduzca a la mitad de la tasa histórica del 2.4 % anual a una tasa media del 1.2 % anual desde 2020 hasta 2035. La ralentización se debe al aumento de la eficiencia energética (Energy Efficiency, EE) y a la electrificación de la

calefacción, así como a la ralentización del empleo y el crecimiento demográfico en la última mitad del horizonte de predicción. Sin embargo, el crecimiento del volumen es mucho mayor en 2021 y 2022, durante la fuerte recuperación económica prevista tras la pandemia. Los recursos energéticos distribuidos tienen un impacto menor en los primeros años de la predicción.

El CUP total, que se muestra en Figura 4-111 aumentó a una tasa media anual del 1,8% durante el periodo histórico (2008-2020). Los aumentos fueron impulsados por los clientes COM y MF. El UPC de RN descendió, mientras que el de RH se mantuvo prácticamente estable y el de NFDR descendió. Se prevé que el crecimiento de la UPC se reduzca a una media de sólo el 0,8% anual debido a la EE, la electrificación del calor y el menor crecimiento del empleo a largo plazo.

Figura 4-11: Consumo de energía histórico y previsto

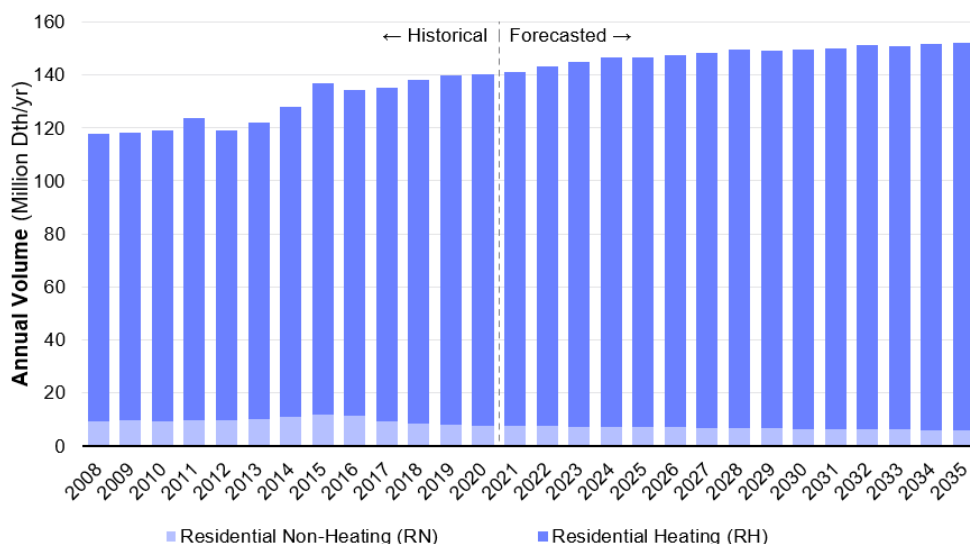


Fuente: sistema de facturación de clientes de National Grid y predicción de energía para 2021.

Predicción de energía residencial (RN y RH)

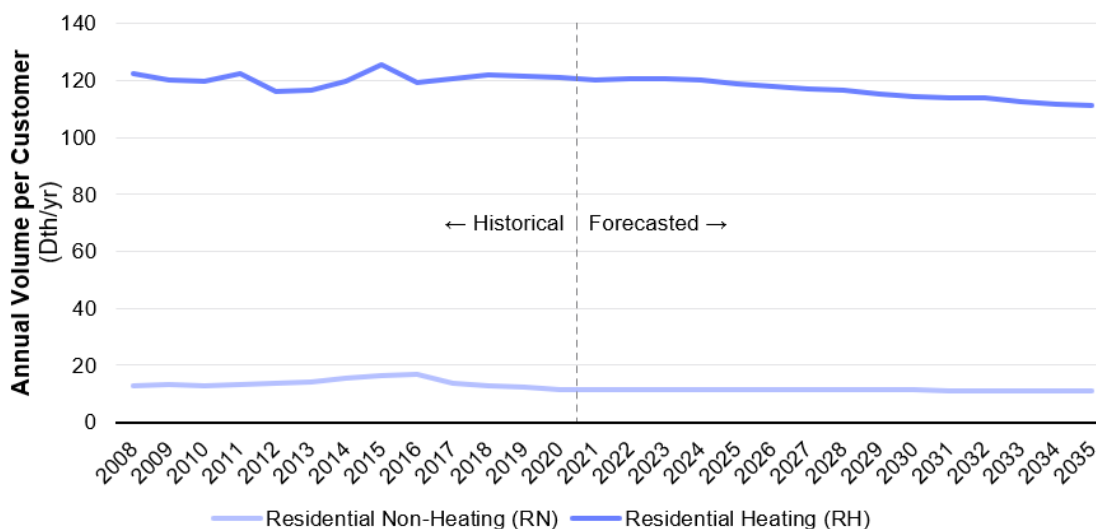
Los volúmenes residenciales crecieron a un ritmo promedio de 1.5 % anual de 2008 a 2020, como se ilustra en la Figura 4-12, impulsado por el aumento del número de clientes de RH que se ilustra en la Figura 4-3. Los volúmenes de RH crecieron un 1.7 % anual, resultado de un aumento del 1.8 % anual de los clientes y un descenso del 0.1 % anual del uso por cliente. Los volúmenes de RN cayeron un 1.8 % anual durante el período histórico, ya que tanto el número de clientes como el UPC disminuyeron.

Figura 4-12: Uso residencial de gas en el estado de Nueva York



Se prevé que el crecimiento de los volúmenes residenciales se reduzca a una tasa media anual del 0.5 % entre 2020 y 2035, apenas un tercio del promedio histórico. Esto se debe al menor crecimiento de los clientes de RH, comentado anteriormente, y a los descensos de RH UPC recogidos en Figura 4-133 de los programas de EE y de la electrificación de la calefacción.

Figura 4-13: Histórico y previsión residencial UPC



Predicción de energía para las grandes viviendas multifamiliares (MF)

Figura 4-14 muestra un aumento en los volúmenes de MF de 5.3% por año, en promedio, de 2008 a 2020, impulsado por un aumento anual del 2.7% en el número de clientes MF y un aumento anual del 2.6% en UPC ilustrado en Figura 4-15. Se prevé que el crecimiento de los volúmenes de las viviendas MF se ralentice hasta el 2.1 % anual, con un crecimiento de los clientes del 0.7 % anual y un crecimiento del UPC del 1.4 % anual, debido al aumento de las cantidades de ahorro de EE y a la electrificación de la calefacción.

Figura 4-14: consumo de energía histórico y previsto para las grandes viviendas multifamiliares

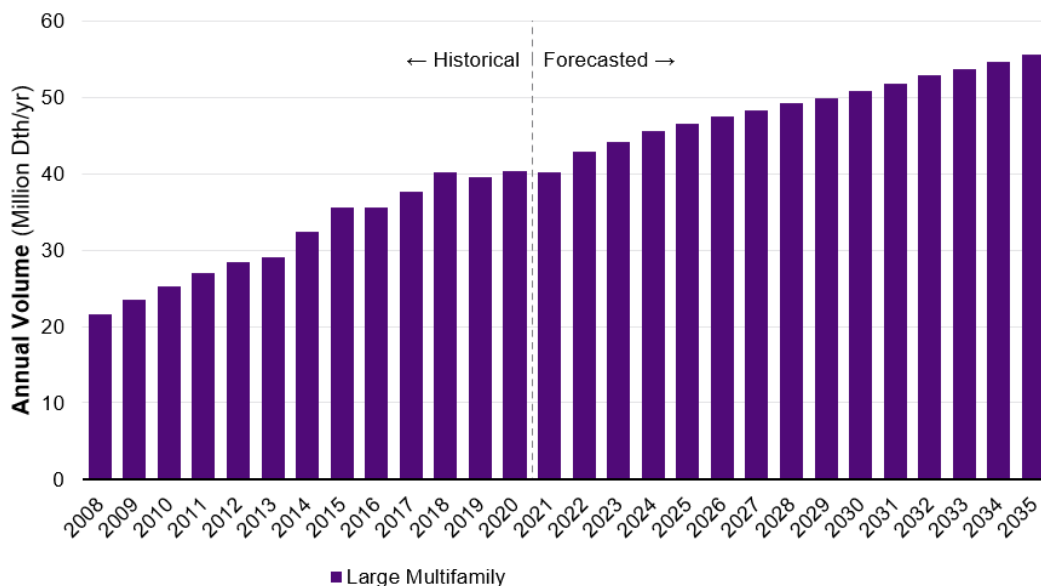
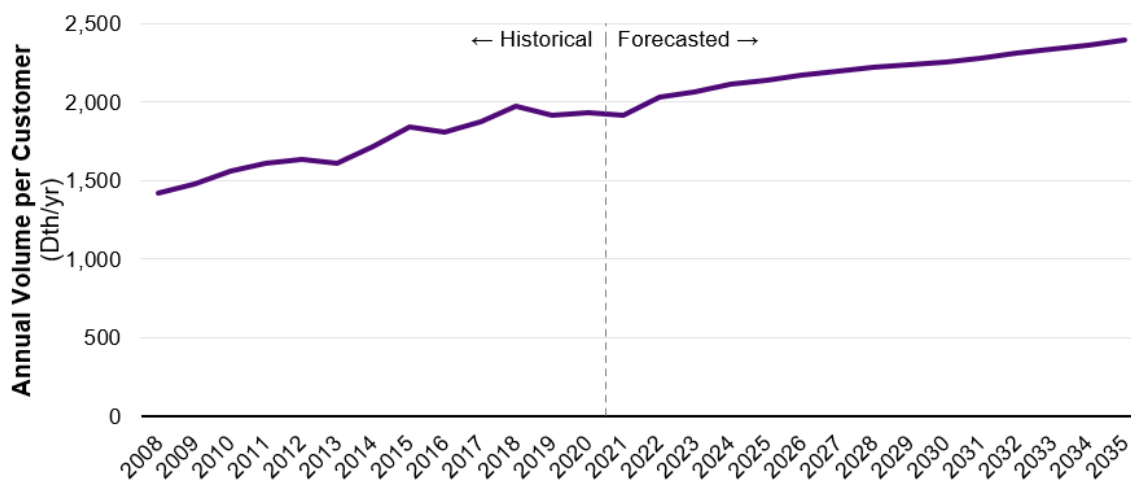


Figura 4-15: Histórico y previsión de la UPC multifamiliar grande



Previsión de demanda comercial (COM) firme y no firme (NFDR)

Figura 4-16 muestra que el crecimiento del volumen de la OCM fue de una media del 3,1% anual entre 2008 y 2020, resultado de un aumento del 0,7% anual en el número de clientes y un aumento del 2,4% anual en el CUP que se ilustra en Figura 4-17. El crecimiento de la UPC se debió a las conversiones de NFDR a COM y al crecimiento de la UPC de los clientes COM existentes, un reflejo del vibrante sector comercial del estado de Nueva York en los últimos doce años.

El crecimiento del volumen de COM se ralentiza hasta un promedio del 2.7 % anual de 2020 a 2035. El crecimiento de los clientes se ralentiza a solo un 0.2 % anual, mientras que el crecimiento del UPC aumenta ligeramente hasta el 2.5 %

Figura 4-16: consumo de energía histórico y previsto para COM

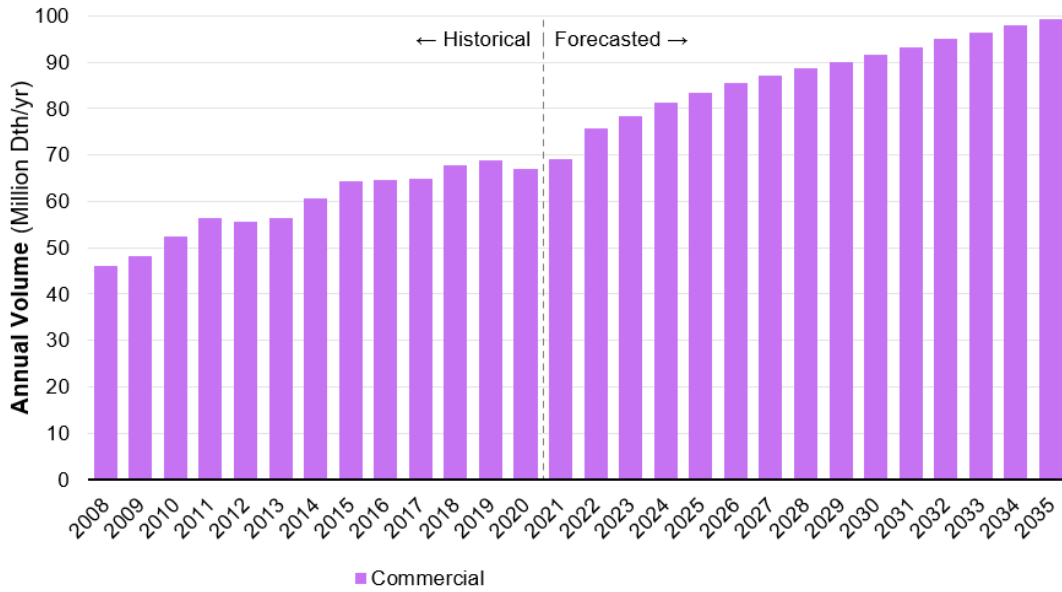
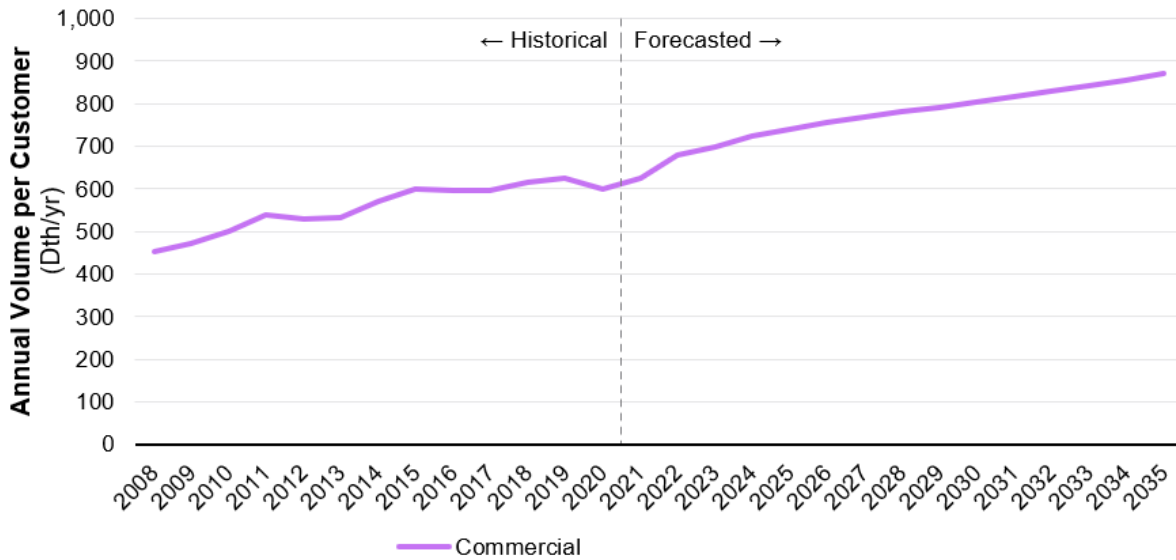


Figura 4-17: Histórico y previsión COM UPC



Los volúmenes totales de NFDR cayeron a una tasa anual promedio de 6.4% durante el período histórico de 2008 a 2020, como se muestra en Figura 4-18. Esto se debe principalmente a la continua disminución del número de clientes de NFDR. Como se ha comentado anteriormente, estos clientes eran generalmente conversiones de NFDR a COM, alimentando el crecimiento de la energía comercial firme (COM).

Figura 4-18: Consumo de gas de la NFDR histórico y previsto

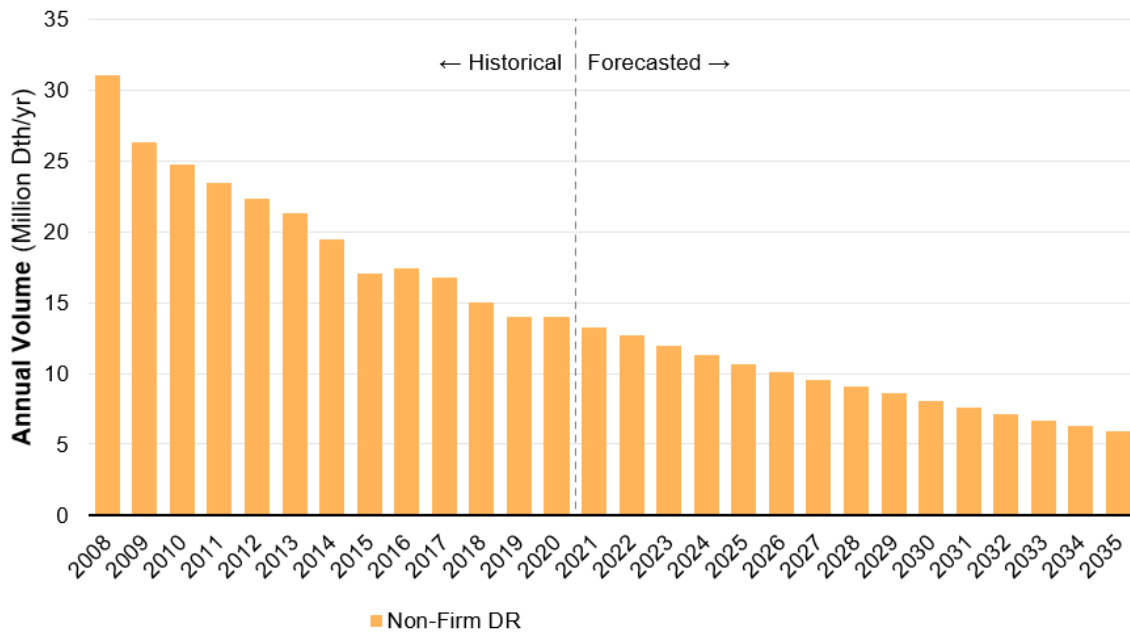
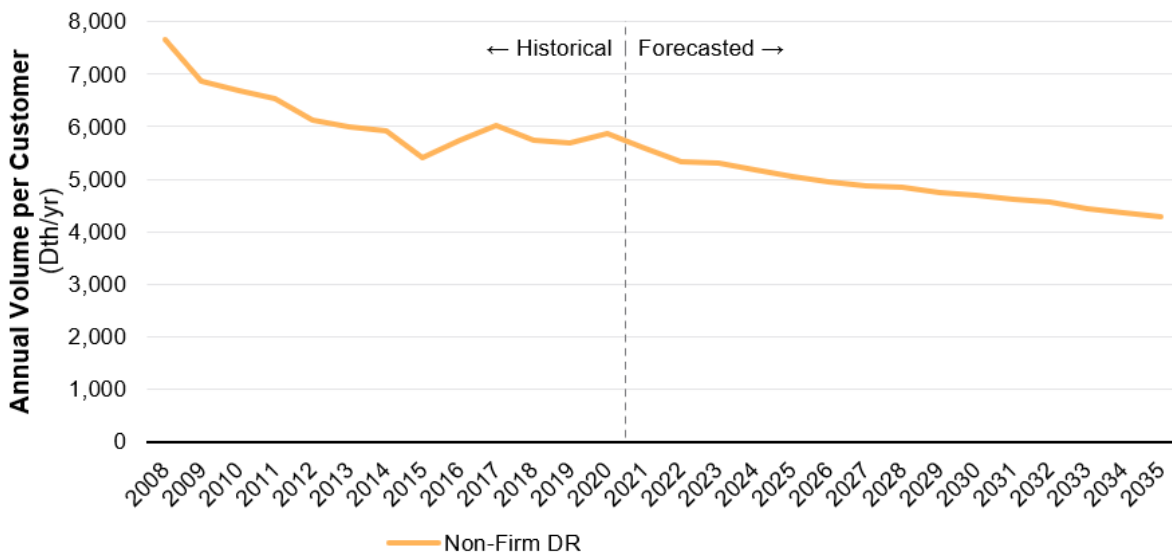


Figura 4-19 muestra que a medida que la clase NFDR pierde clientes cada año, la NFDR UPC cae, lo que indica que los clientes más grandes se están convirtiendo al servicio comercial firme, lo que tiene un mayor impacto en la carga.

Durante el periodo de predicción de 2020 a 2035, se prevé que el consumo de gas de NFDR siga descendiendo a un ritmo cercano al histórico, un -5.6 % anual, ya que tanto el número de clientes como su UPC siguen disminuyendo. Figura 4-19: Histórico y previsión de NFDR UPC

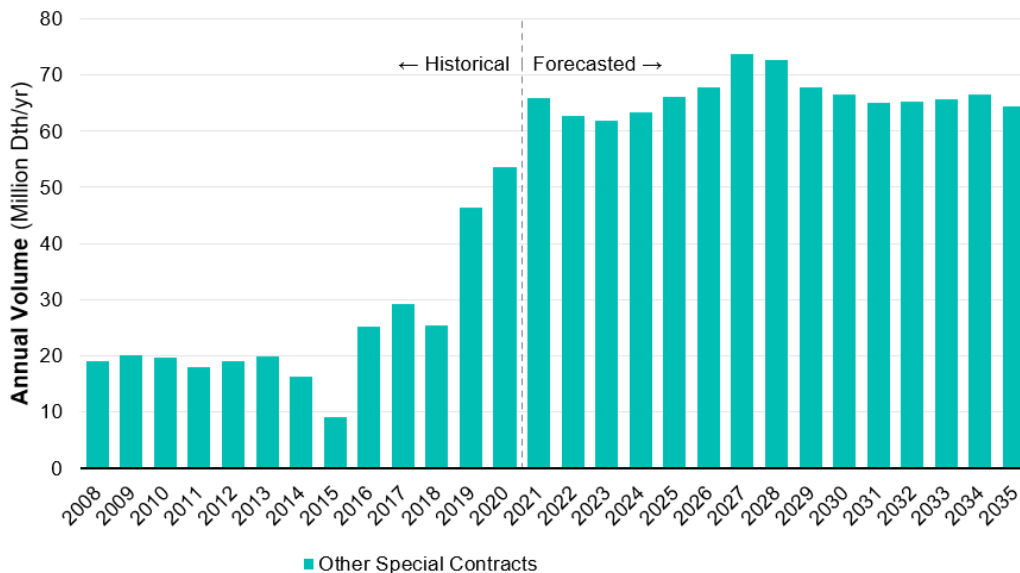
Figura 4-19: Histórico y previsión de NFDR UPC



Predicción de energía para otros (OTH) grandes clientes

Figura 4-20 muestra que los volúmenes de OTH aumentaron un 9,0% anual en promedio de 2008 a 2020. Se prevé que el consumo de OTH aumente un promedio del 1.2 % anual entre 2020 y 2035.

Figura 4-20: consumo de energía histórico y previsto para otros grandes clientes

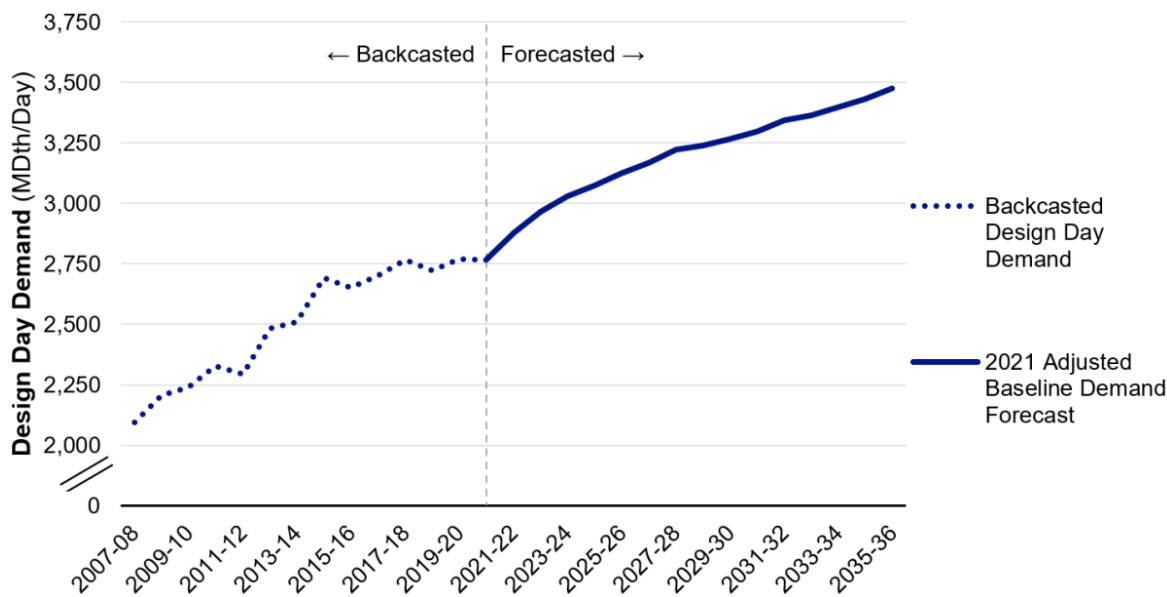


Resumen de la predicción de la demanda en el diseño por día

La previsión de la demanda del Día del Diseño proyecta el envío cuando la demanda de los clientes minoristas del Estado de Nueva York es la más alta. Esto ocurre en el "Día del Diseño, que es el día de la semana más frío no festivo del período de planificación de invierno, con temperaturas sostenidas de cero grados Fahrenheit. El volumen del Día de Diseño mide la cantidad de capacidad de gas que debe adquirirse para entregar el envío en el Día de Diseño. Esta capacidad puede obtenerse de proveedores nacionales en las puertas de ciudad, si están disponibles, o de otras fuentes, como el transporte y la inyección de gas natural licuado. También, hay que añadir capacidad de distribución para satisfacer el aumento de los volúmenes en los días del diseño por día, lo que implica un mayor gasto de capital.

La previsión del Día del Diseño se basa en la relación histórica entre el envío del Día del Diseño, el tiempo y el envío anual. El crecimiento del volumen del Día de Diseño fue de una media del 2,4% anual durante el periodo histórico, desde el invierno 2007/2008 hasta el invierno 2020/2021, como se ilustra en la Figura 4-21. Esto fue más rápido que el crecimiento del volumen de envíos porque los aumentos de la HR y la calefacción de la OCM afectan a los volúmenes del Día de Diseño de invierno proporcionalmente más que a los volúmenes anuales.

Figura 4-21: Demanda de días de diseño en el estado de Nueva York, histórica y prevista

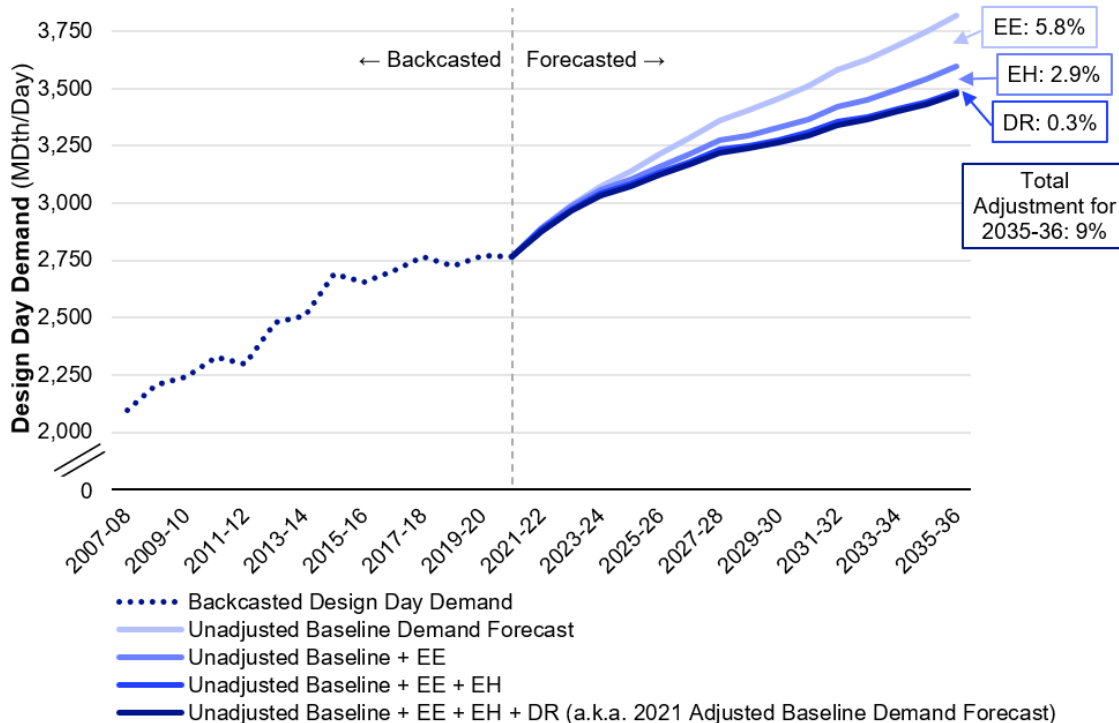


La carga del diseño por día subió un 1.7 % en el invierno de 2019/2020, que se produjo antes de la recesión por la COVID-19. La carga del diseño por día cayó un 0.1 % en el invierno de 2020/2021, lo que ocurrió durante el aumento invernal de los casos de COVID-19, las nuevas restricciones comerciales y la correspondiente desaceleración del crecimiento económico.

Se prevé que la carga en el diseño por día aumente en más de un 3.0 % anual en los inviernos de 2021/2022 y 2022/2023, antes de ralentizarse significativamente debido a la ralentización del crecimiento demográfico y del empleo, al aumento de las cantidades de EE, a la electrificación del calor y a la respuesta a la demanda (Demand Response, DR). El crecimiento del volumen en el diseño por día tiene un promedio del 1.5 % anual durante todo el horizonte de predicción del invierno de 2020/2021 al invierno de 2034/2035, apenas más de la mitad de la media histórica.

Figura 4-22 muestra el impacto de NE:NY y la adopción orgánica acelerada de la electrificación del calor para promover los objetivos climáticos, comparando las líneas de base no ajustadas (sin NE:NY y objetivos de electrificación del calor) y ajustadas (con NE:NY y objetivos de electrificación del calor). Obsérvese que la electrificación de la EE y del calor está incluida en la línea de base no ajustada al mismo ritmo que se ha producido recientemente, y que la línea de base ajustada sólo muestra la aceleración de esos recursos debido a NE:NY y a la adopción orgánica acelerada en pro de los objetivos climáticos. En el invierno de 2034/2035, estos recursos reducen la predicción del diseño por día en un 8.5 %, o 318 MDth/día, para el sur del estado de Nueva York; sin embargo, estos objetivos del programa no comienzan a reducir significativamente la carga hasta después del invierno de 2022/2023.

Figura 4-22: volumen histórico y previsto del diseño por día, ajustado y no ajustado, en el estado de Nueva York



4.5. El escenario de demanda neta cero

Además de la predicción de la demanda de línea base ajustada descrita anteriormente, National Grid también desarrolló un escenario de demanda de gas coherente con la vía de "combustibles bajos en carbono" del estudio de descarbonización de la ciudad de Nueva York³⁵. Este escenario (el "Escenario Neto Cero") asume que la combinación de los programas incrementales de DSM incluidos en la Solución de Infraestructura Distribuida y las nuevas políticas y programas no especificados bajo la CLCPA y potencialmente otras leyes que resultan en la demanda neta de gas para los clientes de la Compañía coincide con una trayectoria derivada del Estudio de Descarbonización de la ciudad de Nueva York.³⁶ En este Escenario Neto Cero, el crecimiento de la demanda de gas en el Día de Diseño proyectado por la Compañía (después de contabilizar el DSM incremental de la Solución de Infraestructura Distribuida) se ralentiza, se detiene y se invierte, con una demanda en el Día de Diseño que se aplana para el invierno de 2027/28 y disminuye a

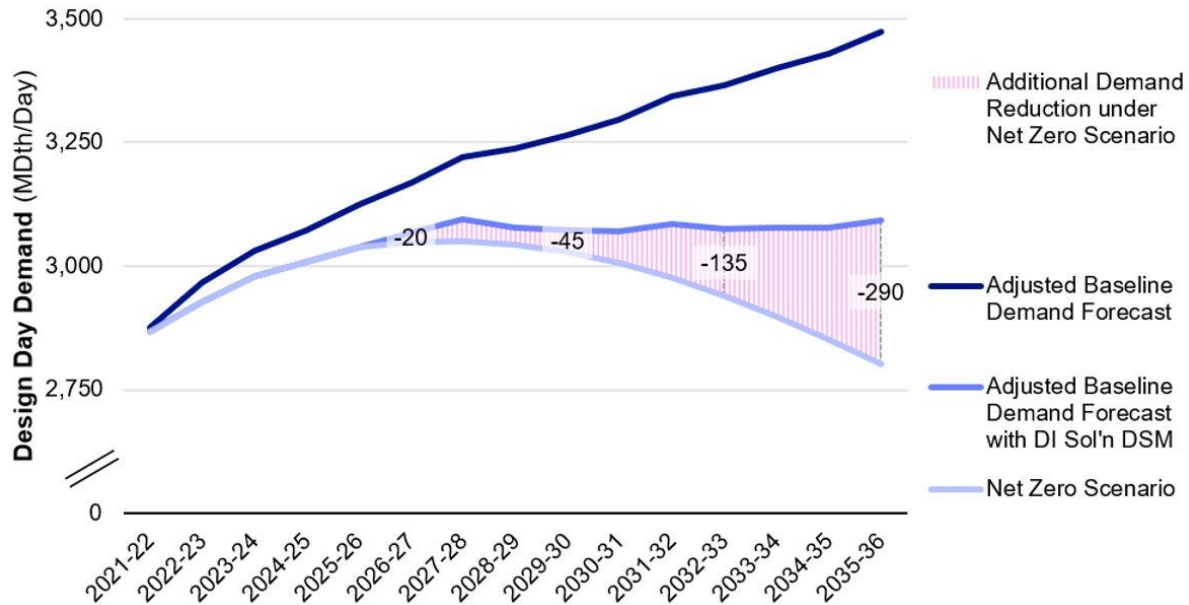
³⁵ La vía de los combustibles bajos en carbono reduce las emisiones mediante la reducción del uso de combustibles fósiles a través de la eficiencia energética y cierta electrificación, y la sustitución de los combustibles fósiles restantes por alternativas bajas en carbono en los sectores de la construcción y el transporte. Vea <https://www1.nyc.gov/assets/sustainability/downloads/pdf/publications/Carbon-Neutral-NYC.pdf> (página vii).

³⁶ En concreto, el escenario de demanda neta cero se basa en la "vía de los combustibles bajos en carbono, con una mayor electrificación de los edificios después de 2030" del estudio de descarbonización de la ciudad de Nueva York. La empresa hizo suposiciones para crear proyecciones anuales del diseño por día a partir de las instantáneas quinquenales de la demanda anual de gas del estudio de descarbonización de la ciudad de Nueva York. La empresa asumió para el escenario de demanda neta cero que la predicción de la demanda de línea base ajustada pasaría a esta trayectoria derivada del estudio de descarbonización de la ciudad de Nueva York después de 2025, a la luz del calendario previsto para la adopción y aplicación de nuevas políticas y programas.

partir de entonces. La demanda del escenario neto cero se muestra en la Figura 4-23 a continuación.

Como se explica a continuación, National Grid utilizó este escenario de demanda cero neta para probar la solidez de la solución de infraestructura distribuida ante la evolución del entorno político en el marco de la CLCPA.

Figura 4-23: Previsión de demanda base ajustada y escenario de demanda neta cero



4.6. Suministro disponible

Esta sección resume la capacidad de suministro existente de National Grid.

Capacidad existente de gasoductos y GNL

Como se indica en el informe complementario, la capacidad del diseño por día del gasoducto de National Grid equivale a 2,125 MDth/día para 2020/21. En junio de 2020, National Grid publicó una solicitud de propuestas (Request for Proposals, RFP) para buscar el suministro/capacidad adicional a largo plazo necesario para satisfacer las necesidades firmes previstas a partir de noviembre de 2021. Como resultado de la RFP, National Grid contrató 252 MDth/día de capacidad firme de gasoductos para entregar a las puertas de ciudad de National Grid en el sur del estado de Nueva York. La adición de esta nueva capacidad, entrada en vigencia el 1 de noviembre de 2021, aumenta la capacidad total del gasoducto en el diseño por día a 2,377 MDth/día.

No se han producido cambios en la capacidad del diseño por día de GNL de National Grid desde el informe complementario. La capacidad disponible en el diseño por día de nuestras instalaciones actuales de Holtsville y Greenpoint asciende a 395 MDth/día.

Suministro pico de gasoducto de "puerta de ciudad" y de cogeneración

Los "suministros máximos contratados" a los que se refieren el Informe Original y el Suplemento El informe representa la suma de los suministros de pico de la puerta de la ciudad y los suministros

de pico del Cogen. Los contratos pico de puerta de ciudad y cogeneración suministran productos de terceros a través de gasoductos a las puertas de ciudad de la empresa. En el informe complementario, la empresa identificó el volumen máximo de estos suministros que podría adquirirse por un total de 365 MDth/día, e hizo que esa cantidad de capacidad formara parte de la solución de infraestructura distribuida. Sin embargo, los 252 MDth de capacidad de gasoductos contratados a través de la RFP de junio de 2020 descrita anteriormente redujeron la cantidad de capacidad disponible en el mercado que, de otro modo, se ofrecería en forma de contratos de suministro pico de puerta de ciudad a corto plazo. Como resultado, el volumen máximo de suministros de punta contratados se ha ajustado a la baja y ahora equivale a 123 MDth/día. A efectos de la Solución de Infraestructura Distribuida, la Compañía asume que puede volver a contratar esta cantidad completa de 123 MDth/día según sea necesario de forma indefinida³⁷. Las restricciones del sistema de gas limitan la capacidad de National Grid para contratar suministro/capacidad adicional a las puertas de la ciudad existentes.

Además de los 252 MDth/día de capacidad a largo plazo asegurados a través de la RFP de junio de 2020, National Grid también contrató 58MDth/día de suministros de pico en las puertas de la ciudad que se entregarán a las puertas de la ciudad de National Grid a partir del invierno de 2024/25. Estos tipos de acuerdos exponen a la empresa a precios elevados en las puertas de ciudad durante los días pico, así como a la posibilidad de que la empresa no pueda seguir obteniendo estas entregas firmes primarias de terceros en sus puertas de ciudad para servir a sus clientes firmes. Dado que la capacidad subyacente de los gasoductos utilizada para satisfacer los acuerdos de pico (tanto para las puertas de la ciudad como para las instalaciones de cogeneración) implica derechos de transporte en manos de terceros, la Compañía no tiene un derecho de preferencia para continuar con esos acuerdos después de su expiración. Aunque National Grid se esforzará por recontractar estos volúmenes cuando estos acuerdos se venzan, la capacidad de hacerlo no está garantizada. Debido a que National Grid no puede mantener un margen de reserva, solamente adquirimos la cantidad de suministro suficiente dictada por la predicción de la demanda y las necesidades del sistema.

Capacidad adicional mediante centros de GNC adicionales

El esfuerzo de transporte de gas natural comprimido (GNC) incluye el uso continuo de las instalaciones de GNC existentes y la adición de nuevas instalaciones para apoyar el crecimiento del sistema y satisfacer la demanda durante los días más fríos de la temporada de calefacción de invierno. Según este plan, el suministro de GNC se asegura aguas arriba de nuestro sistema, se transporta mediante un remolque de tractor a los emplazamientos de GNC de National Grid en Nueva York y se conecta a equipos (es decir, patines de descompresión) para transferir el gas natural a los sistemas de transmisión y distribución de National Grid. Los emplazamientos de GNC se movilizan y operan bajo umbrales de temperatura que requieren un suministro suplementario para mantener la fiabilidad del sistema para nuestros clientes durante los períodos de máxima demanda.

³⁷ Hay un volumen finito de suministro que se cataloga como "pico de puerta de ciudad". Cada gasoducto interestatal regulado por la FERC pone a disposición del público un índice de clientes que detalla las condiciones contractuales del oleoducto con un cliente, incluido el punto de entrega principal. Además, los gasoductos están obligados a proporcionar información sobre la capacidad que queda disponible o no suscrita de forma operativa en su sistema durante un período de tiempo determinado. Utilizando esta información, National Grid puede determinar qué entidades, si las hay, tienen capacidad firme en nuestro territorio de servicio; sin embargo, la empresa no tiene conocimiento de ningún compromiso que el titular de la capacidad pueda haber adquirido ya utilizando sus activos. Dicho esto, tras haber revisado exhaustivamente nuestros modelos e hipótesis, ajustamos nuestros niveles previstos de suministros máximos de gasoductos con base en los resultados de nuestra RFP de junio de 2020.

Desde el informe complementario, National Grid ha ampliado la capacidad de suministro de GNC de 17 MDth/día a 62 MDth/día, creando así la mayor operación de GNC de este tipo en los Estados Unidos. Esta capacidad, que iba más allá de lo descrito en el informe complementario, se logró mediante la adición de puntos de transferencia distribuidos en el sistema de DNY de National Grid. La futura capacidad adicional de GNC, que se incluye en la Solución de Infraestructura Distribuida de la Compañía (véase la Sección 5), está planeada para llevar este total hasta 80 MDth/día, lo que cerrará la capacidad de National Grid de seguir ampliando la dependencia del GNC portátil debido a las limitaciones de ubicación, operativas y de mercado.

Capacidad adicional a través de la interconexión de GNR

El gas natural renovable (GNR) es el metano que se libera debido a la descomposición de materiales orgánicos. Esto suele ocurrir mediante la digestión anaeróbica (para materias primas húmedas, como el estiércol) o la gasificación térmica (para materias primas secas, como la biomasa leñosa). También, es posible producir un metano sintético al combinar hidrógeno con dióxido de carbono, pero esto es menos común. La descomposición de los materiales orgánicos es una parte inherente del flujo de residuos para muchas cosas, como la agricultura, la tala de árboles y los procesos biológicos. El derivado de esta descomposición es una mezcla de gases, que suele tener entre un 50 % y un 65 % de metano, y la mayor parte del resto es dióxido de carbono. Esto se denomina normalmente biogás. El biogás se puede quemar in situ o se puede convertir en biometano, lo que implica eliminar los componentes no metánicos para producir un gas que cumpla con las normas de calidad de los gasoductos.

La producción de GNR no está vinculada a los depósitos geológicos de gas natural ni a la producción. Por ejemplo, los residuos alimentarios y las aguas residuales, productos habituales de las zonas pobladas, pueden ser digeridos para producir biogás y posteriormente biometano. La empresa tiene experiencia en este sentido gracias al desarrollo de una instalación de producción de GNR en Newtown Creek. Esta instalación se diseñó originalmente para recibir solo aguas residuales, pero se ha ampliado para incluir los residuos de alimentos y se espera que produzca casi 1 MDth/día de suministro de gas local.

Como lo demuestra la experiencia de Newtown Creek, los proyectos de GNR son actualmente pequeños en relación con otras fuentes de gas natural. Sin embargo, pueden proporcionar una fuente adicional de gas, que se puede desarrollar en una ubicación que proporcione beneficios al sistema mientras produce gas con una intensidad de del ciclo de vida del carbono más baja que el gas natural geológico.

La empresa tiene una cola de proyectos para solicitudes de interconexión de GNR, pero aún no está claro cuántos, si los hay, podrán seguir adelante. Hay varios componentes del desarrollo de los emplazamientos de GNR que deben ser gestionados, incluidos los que están fuera del control de la empresa (por ejemplo, la financiación externa, los permisos, etc.). La empresa seguirá apoyando a los desarrolladores de GNR, ya que los beneficios de la gestión de residuos, la reducción de carbono y el suministro de GNR lo convierten en una parte valiosa de la combinación energética. Sin embargo, la empresa no ha incluido el GNR, más allá de la producción de Newtown Creek, en su oferta disponible o solución de infraestructura distribuida debido a las incertidumbres que rodean el desarrollo del proyecto. Solo el GNR producido localmente e interconectado a la red de transporte y distribución de la empresa puede resolver la limitación de la capacidad de gas en el sur del estado de Nueva York. Sin embargo, el GNR adquirido en la fase inicial y suministrado a través de la red de gasoductos interestatales puede satisfacer las necesidades energéticas generales de los clientes y reducir las emisiones de GEI.

Resumen de los cambios en la capacidad de suministro de gas natural de National Grid en el sur del estado de Nueva York

Figura 4-24 y la Tabla 4-1 ofrecen una visión y una explicación actualizadas de la pila de suministro existente y prevista de National Grid. Figura 4-24 muestra cómo la empresa aumentó la cantidad de capacidad de suministro disponible después de 2020, debido en gran parte a la RFP de junio de 2020 y a la adición de GNC adicional. Tabla 4-1 resume los cambios para cada componente. Debido al volumen finito de la capacidad de los gasoductos, la empresa no podría aumentar esta capacidad de suministro sin todas las piezas de la solución de infraestructura distribuida.

Figura 4-24: resumen de las fuentes de suministro de gas existentes y a corto plazo en el estado de Nueva York durante el invierno de 22/23 sin la solución de infraestructura distribuida

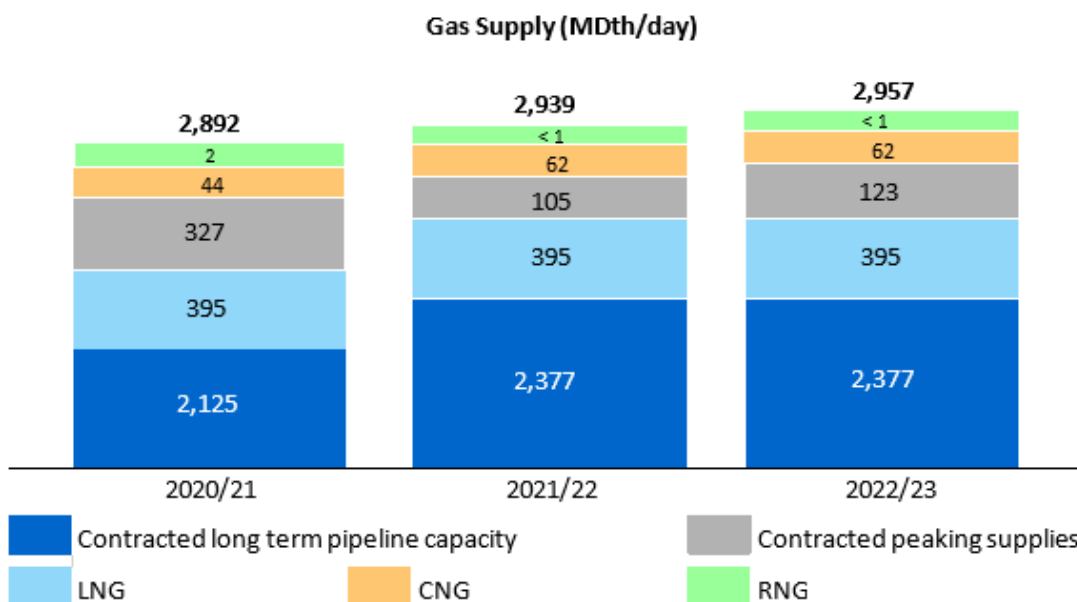


Tabla 4-1: capacidad de suministro de gas de National Grid en el sur del estado de Nueva York durante el invierno de 22-23 sin la solución de infraestructura distribuida

Fuente de suministro	Mdth en el diseño por día	Descripción	Limitaciones y oportunidades comerciales y operativas
Capacidad contratada del gaseoducto a largo plazo	2.377	<ul style="list-style-type: none"> Múltiples contratos a largo plazo de suministro a las puertas de ciudad de Transco, Tetco, Tennessee e Iroquois. Fechas de finalización de contrato variables, normalmente, de 1 a 15 años. La empresa se reserva el derecho de prorrogar o rescindir los contratos en función de las necesidades. 	<ul style="list-style-type: none"> Históricamente es muy fiable, pero siempre está sujeta a interrupciones y restricciones imprevistas de los gasoductos interestatales. Históricamente, estos gasoductos han permitido a National Grid operar con la flexibilidad horaria necesaria para atender la demanda en los días más fríos del invierno. Como los oleoductos han experimentado un aumento de la demanda en los últimos años, han ejercido sus derechos en virtud de sus respectivas tarifas para emitir órdenes de flujo operativo (Operational Flow Orders, OFO) por hora, que reducen esta flexibilidad.

Instalaciones de GNL	395	<ul style="list-style-type: none"> • Propiedad y operación de National Grid. • Capaz de almacenar, licuar y vaporizar. • Holtsville en servicio desde 1971. • Greenpoint en servicio desde 1968. 	<ul style="list-style-type: none"> • El mantenimiento necesario hará que los depósitos estén fuera de servicio durante varios meses. Las interrupciones de los depósitos se harán de forma escalonada. El tanque de Holtsville será el primero, seguido por uno de Greenpoint. • El plan actual de operaciones de mantenimiento es tener cada tanque fuera de servicio de abril a octubre para no interrumpir los períodos de máxima demanda. • Será necesario un plan de contingencia si el mantenimiento se prolonga hasta el invierno. • La propuesta de añadir (2) nuevos vaporizadores en Greenpoint proporcionará aproximadamente 60 MDth/día de capacidad de suministro adicional.
Suministros de pico contratados (puertas de ciudad y cogeneración)	105-123	<ul style="list-style-type: none"> • Los contratos suelen especificar entre 10 y 30 días de "llamadas" de suministro durante el período invernal. • Las condiciones del contrato para los acuerdos de pico de puerta de ciudad tienen una fecha de finalización definida. • Los contratos de pico de energía eléctrica suelen ser de mayor duración que los acuerdos de pico de energía urbana. • El nivel actual de los volúmenes pico de cogeneración es de 65 MDth/día. • Se espera que los volúmenes máximos de puerta de ciudad oscilen entre 40-58 MDth/día. 	<ul style="list-style-type: none"> • Con la reciente adquisición de 252 MDth/día de capacidad para todo el año a partir del 1 de noviembre de 2021, la empresa depende ahora menos de los suministros pico a corto plazo, y hay menos capacidad pico disponible en el mercado. • Los contratos de cogeneración de energía eléctrica expiran en los próximos 5 años. • Es posible que no se prorroguen o sustituyan los contratos de cogeneración debido al retiro del proveedor de cogeneración. • Las limitaciones del sistema más allá de las puertas de ciudad limitarán la cantidad de suministros pico de puerta de ciudad que National Grid puede contratar. <p>Solo los grandes proyectos de infraestructura en el sistema pueden aumentar significativamente la capacidad de captación en las puertas de ciudad de National Grid.</p>
Remolques o camiones de gas natural comprimido (GNC)	44-62	<ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones de transferencia de GNC proporcionan un apoyo durante horas pico de entre 1,100 y 2,200 dt/hora. • Los centros tienen planes logísticos para proporcionar el apoyo en horas pico durante dos períodos de cuatro horas (mañana y tarde). • Los emplazamientos están situados en el sistema para maximizar el suministro a través de los sistemas de distribución y transmisión del DNY. 	<ul style="list-style-type: none"> • National Grid ha trabajado con diligencia con los funcionarios locales y los departamentos de bomberos para garantizar la comprensión de los requisitos de transporte y los planes de seguridad. • Esta opción de suministro se ha considerado históricamente como una operación de contingencia para aumentar el suministro de carga base en caso de una escasez no planificada. • El sistema podría verse afectado por sucesos como el cierre de carreteras y puentes, los fuertes vientos y las inclemencias del tiempo, pero la empresa ha previsto repositionar los suministros para mitigar este riesgo. • Somos flexibles para reducir lo que necesitamos del GNC en caso de que la demanda firme de gas disminuya.

Gas natural renovable (GNR)	< 1	<ul style="list-style-type: none"> • El acuerdo del vertedero de Fresh Kills, que proporciona 1,600 Dth/día, fue rescindido por la ciudad de Nueva York a partir de diciembre de 2020. • Se espera que Newtown Creek proporcione 750 Dth/día una vez que entre en servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> • A diferencia de otros contratos de gas, los contratos de GNR no son de "capacidad firme"; es decir, no se garantiza su entrega durante los periodos de máxima demanda, pero pueden proporcionar un volumen predecible la mayoría de los días. • Las opciones para ampliar el GNR más allá de las puertas de ciudad de National Grid serán impulsadas por terceros promotores y propietarios de terrenos. • Las opciones para ampliar el GNR aguas arriba de las puertas de la ciudad de National Grid serán impulsadas por terceros promotores y gasoductos interestatales.
-----------------------------	-----	---	---

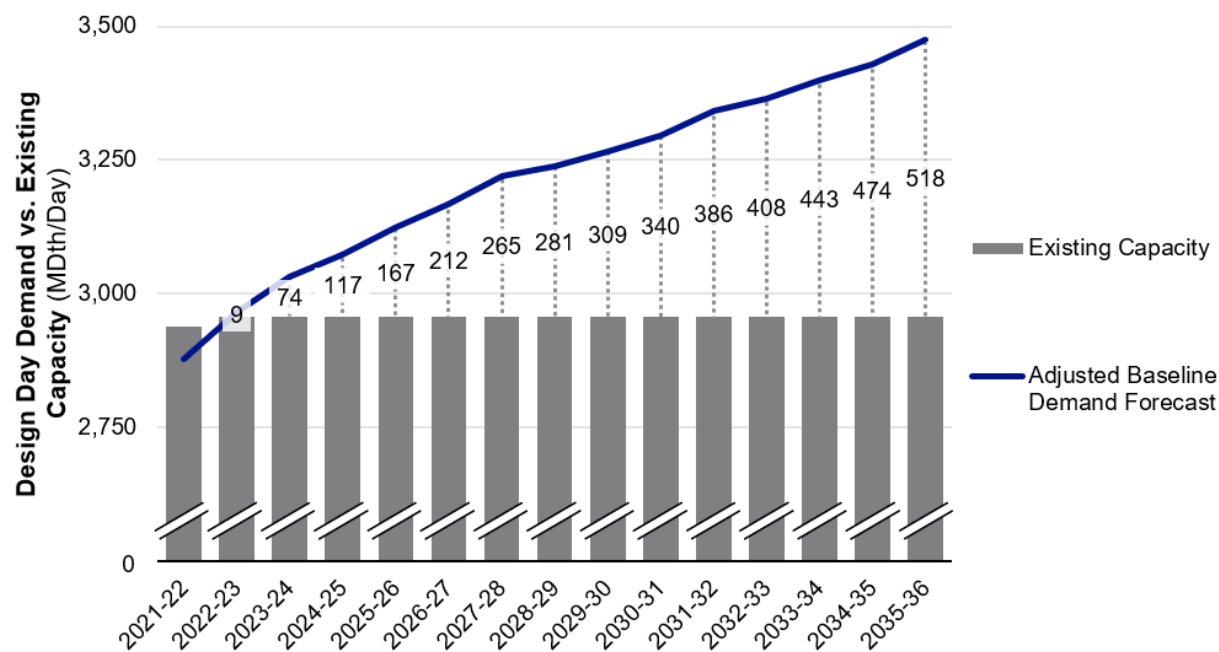
TOTAL	2,892 – 2,957	Una vez que se haya completado la construcción del GNC: <ul style="list-style-type: none"> • El 80 % de la capacidad de suministro es "fijada" mediante contratos a largo plazo. • El 13 % es el pico de GNL que es propiedad y está operado por gas natural. • El ~7 % es flexible a través de contratos de pico a más corto plazo y GNC.
--------------	----------------------	---

4.7. La brecha actualizada entre la demanda de gas natural proyectada en el sur del estado de Nueva York y la capacidad de suministro de National Grid

Sobre la base de la predicción de demanda de línea base ajustada, prevemos poder satisfacer la demanda proyectada de los clientes para el próximo invierno de 2021/2022 con la capacidad de suministro de gas actualmente disponible. Sin embargo, a partir del invierno de 2022/2023, sin la mejora adicional de la infraestructura existente y el incremento de la DSM previsto en la solución de infraestructura distribuida, prevemos que se produzca un desfase entre el suministro y la demanda en el diseño por día, comenzando desde 9 MDth/día y creciendo hasta alcanzar un desfase de 518 MDth/día en 2035 (suponiendo que se recontracte toda la capacidad de suministro de gas existente), tal y como se muestra en la Figura 4-25.

Este desfase es ligeramente superior al previsto en el informe complementario, incluso con el aumento de la capacidad de suministro que la empresa ha adquirido, debido al aumento de la demanda prevista para el diseño por día desde el informe complementario. Dada la aparición a corto plazo de la brecha entre la oferta y la demanda, es necesario aplicar a tiempo la solución de infraestructura distribuida para hacer frente a la limitación de la capacidad de gas.

Figura 4-25: proyección del desfase de la demanda/suministro entre la capacidad existente y la demanda prevista



5. La solución de infraestructura distribuida recomendada para cerrar la brecha entre demanda y oferta

El año pasado, la empresa presentó varias opciones para cerrar la brecha proyectada entre la demanda y el suministro en el diseño por día y, tras una amplia participación y comentarios del público, recomendó dos soluciones. Después del rechazo de la solicitud del permiso para la gran solución de infraestructura, National Grid se centró en implementar las otras dos soluciones recomendadas, una combinación de proyectos de infraestructura distribuida y programas de DSM incremental, identificados como "opción A" en el informe complementario. Desde entonces, hemos actualizado la "opción A" para incluir la capacidad incremental de GNC portátil y hemos perfeccionado los programas incrementales de DSM para crear la "solución de infraestructura distribuida" presentada en este documento. Este informe confirma que la solución de infraestructura distribuida es la mejor solución disponible para abordar la brecha proyectada entre la oferta y la demanda y es coherente con los objetivos de emisiones cero netas de Nueva York; sin embargo, existen riesgos para el éxito de su aplicación.

En esta sección, proporcionaremos una actualización de todos los componentes de la solución de infraestructura distribuida para cerrar la brecha entre la demanda y la oferta, incluidos nuestros avances hasta la fecha en su implementación y los riesgos para su finalización con éxito.

5.1. Los componentes de la solución de infraestructura distribuida cierran la brecha y son coherentes con los objetivos de emisiones netas cero

5.1.1. Los componentes de la solución de infraestructura distribuida

La solución de infraestructura distribuida consiste en emparejar dos proyectos de infraestructura distribuida: el proyecto de vaporización de GNL de Greenpoint ("Proyecto de vaporización de GNL")

y el proyecto de mejora por compresión de Iroquois (el "Proyecto ExC"), con el plan de la empresa de añadir capacidad incremental de GNC portátil y programas agresivos de DSM incrementales compuestos por programas adicionales de EE, DR y electrificación del calor.

Hemos realizado importantes avances en la implementación de la solución de infraestructura distribuida, incluida la rápida implementación de la capacidad de GNC prevista en el último informe, el avance del proyecto de vaporización de GNL y el apoyo al proyecto ExC. Nuestra planificación de la DSM ha recorrido un largo camino en términos de diseño de programas innovadores y obtención de financiación para los mismos.

Tabla 5-1 enumera los componentes de la solución de infraestructura distribuida y resume los progresos realizados, si los hay, desde la "opción A" del informe complementario.

Tabla 5-1: Componentes y actualizaciones de la solución de infraestructura distribuida

Componente de la solución de infraestructura distribuida	Componente de la opción A en el informe complementario	Actualizaciones de la opción A en el Segundo informe complementario
Proyectos de infraestructura distribuida		
Proyecto de vaporización de GNL	El mismo	Ninguna
Proyecto ExC	El mismo	Ninguna
Instalaciones de GNC	Se asume que la capacidad de GNC aumentará a 53 MDth/día	Instalaciones construidas para soportar 62 MDth/día. Se está desarrollando una capacidad de transferencia de GNC de 18 MDth/día.
Programas de gestión de la demanda		
EE incremental	Programas de climatización	Programas de climatización más robustos y el nuevo Programa de Conexiones Energéticamente Eficientes
DR incremental	Mantener a los clientes con tarifas no firmes	Nuevos programas centrados en la reducción diaria del consumo de gas y orientados a la reducción horaria de la demanda máxima
Electrificación del calor y solicitud de mercado de las NPA	Electrificación térmica no especificada	Más planificación en torno a la electrificación incremental del calor y las solicitudes de mercado para las NPA

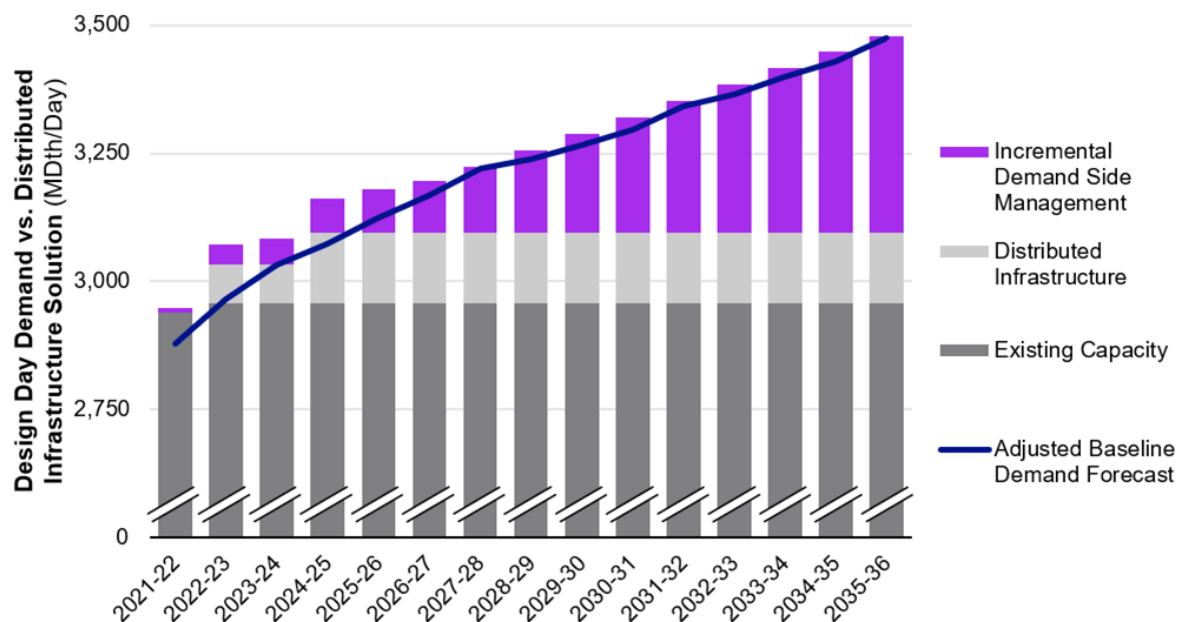
5.1.2. La solución de infraestructura distribuida cierra la brecha

Teniendo en cuenta la última predicción de demanda de línea base ajustada, la capacidad existente y las alternativas a los componentes actuales de la solución de infraestructura distribuida, este informe vuelve a confirmar que la solución de infraestructura distribuida es la solución más rentable y de menor riesgo para nuestro déficit de demanda y suministro en el diseño por día entre las opciones disponibles.³⁸ Figura 2-5: Comparación de soluciones de infraestructura distribuida

³⁸ Esta solución depende de que National Grid siga optimizando la capacidad de los gasoductos contratados y la capacidad máxima.

demuestra cómo los componentes combinados de la solución de infraestructura distribuida cierran la brecha entre la demanda y el suministro en el diseño por día.

Figura 5-1: Solución de infraestructura distribuida a la brecha entre demanda y oferta



A corto plazo, los componentes de la infraestructura distribuida de la Solución de Infraestructura Distribuida son el mayor componente de la solución y son de importancia crítica para satisfacer la demanda de gas durante estos próximos inviernos, a medida que los programas incrementales de DSM aumentan.

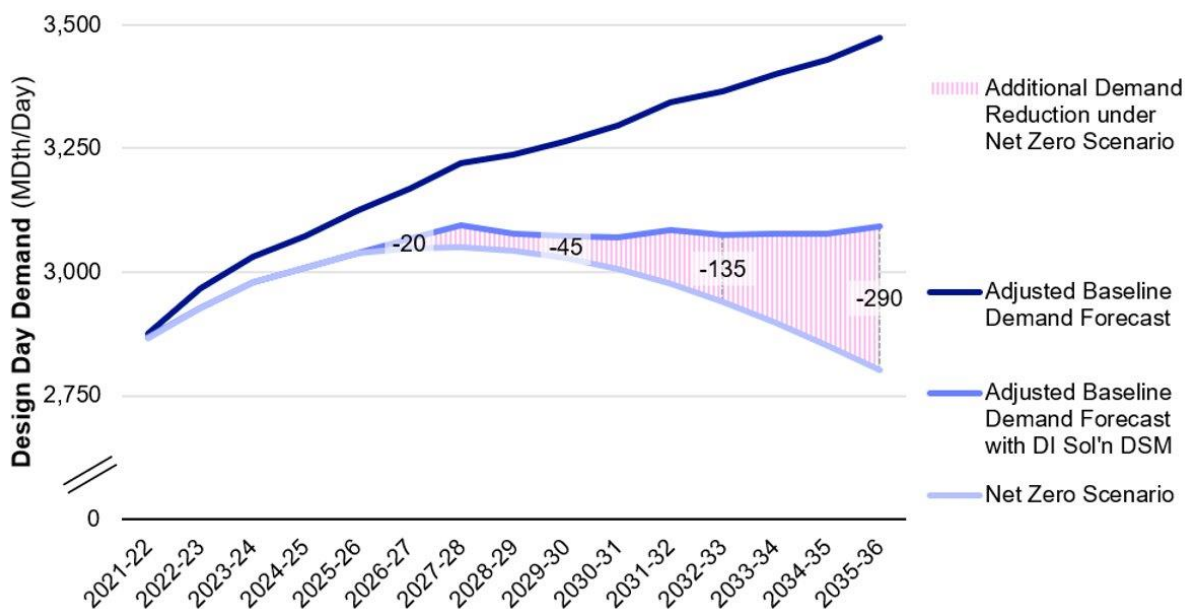
En los años posteriores, los programas incrementales de DSM son esenciales para la solución de infraestructura distribuida, que se basa en la reducción de la demanda de gas para satisfacer tres cuartas partes del desfase entre la demanda y el suministro previsto según el diseño or día en 2035/2036. De hecho, se espera que los componentes incrementales de la DSM compensen todo el crecimiento proyectado de la demanda de gas en el diseño por día después de 2025/26, manteniendo efectivamente la demanda de gas en el diseño por día relativamente constante en los años siguientes al invierno de 2025/26 (véase la figura 5-2 a continuación) .

5.1.3. Coherencia con los objetivos de emisiones cero netas

En comparación con el escenario Net Zero descrito en la sección 4, la solución de infraestructura distribuida es coherente con los objetivos Net Zero de Nueva York al satisfacer el crecimiento de la demanda de gas de los clientes a corto plazo, al tiempo que ofrece la flexibilidad necesaria para la transición a los combustibles con bajas emisiones de carbono y para dimensionar correctamente la cartera de capacidad de gas de National Grid a lo largo del tiempo.

El escenario de cero emisiones netas, representado a continuación en la figura 5-2, supone que se adoptan nuevas políticas agresivas en el marco de la CLCPA u otras leyes locales (como las futuras restricciones a las nuevas conexiones de gas), que ralentizan el crecimiento de la demanda de gas (después de tener en cuenta la reducción de la demanda de la DSM de la solución de infraestructura distribuida) a partir de 2025-2026 (teniendo en cuenta el calendario de aplicación asumido para esas políticas y programas de la CLCPA), se detiene alrededor de 2027-28, y luego se invierte.

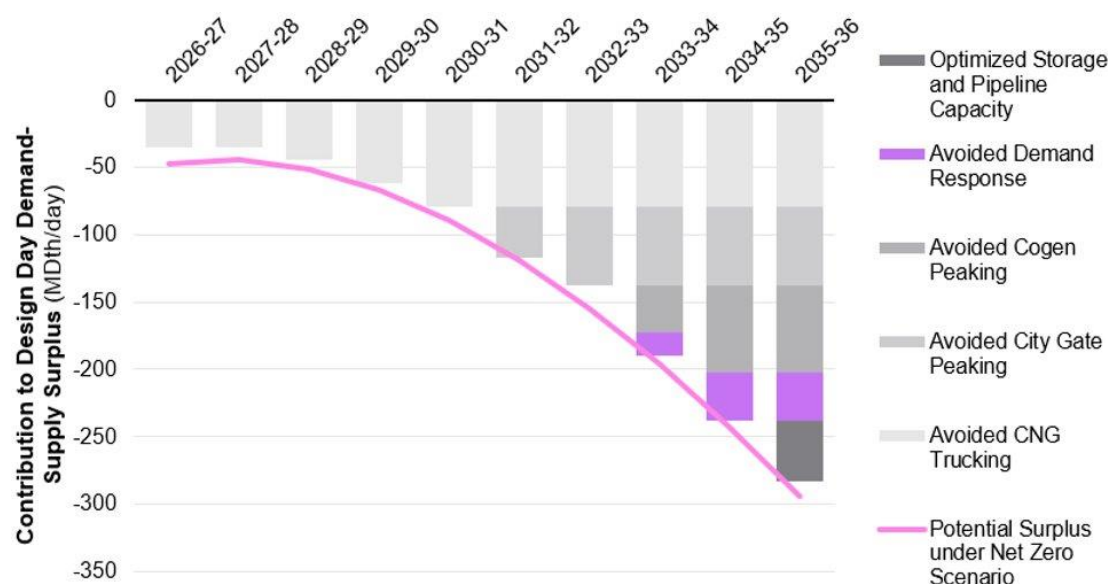
Figura 5-2: Comparación del escenario de la demanda en el diseño por día



La mejora de nuestra infraestructura existente mediante el proyecto de vaporización de GNL y el proyecto ExC permite a la empresa satisfacer la demanda de los clientes a medida que aumenta a corto plazo, tal y como se describe en este escenario (hasta el invierno de 2025/2026), y combina estos proyectos con programas incrementales de DSM, que se amplían para compensar el futuro crecimiento de la demanda de gas previsto más allá de lo que se puede satisfacer con estos dos proyectos de infraestructura distribuida. La mejora de nuestra infraestructura de gas existente a través de medios como el proyecto ExC y otros proyectos de modernización de la infraestructura también crea la flexibilidad para la transición de nuestra infraestructura en el futuro a los combustibles bajos en carbono (*es decir*, el GNR y el hidrógeno verde) y tener menos dependencia de los sitios de GNC.

La Solución de Infraestructura Distribuida permite además a la Compañía redimensionar la capacidad de suministro de gas natural si la demanda de gas comienza a disminuir. Por ejemplo, en el escenario de emisiones netas cero, la empresa podría reducir la dependencia de los emplazamientos de GNC, lo que supondría tanto un ahorro de costos como una menor dependencia de una forma de suministro de gas más intensiva en GEI. A partir de entonces, la empresa probablemente se moverá a través de las opciones por costo, complejidad operativa, fiabilidad y consideraciones de ubicación, donde los movimientos finales podrían incluir ajustes para optimizar los contratos de capacidad de almacenamiento y oleoductos a largo plazo, que proporcionen un suministro operativamente simple, valioso y estable a los clientes. Figura 5-3 representa un ejemplo de cómo los componentes de la solución de infraestructura distribuida y la capacidad existente actual podrían ser dimensionados correctamente, como se describe en este documento. Las barras grises muestran la capacidad que sale del sistema, por lo que se representan con valores negativos para mostrar la disminución de la capacidad del sistema.

Figura 5-3: Escenario de ajuste de tamaño



Nota: El excedente potencial en el Escenario Neto Cero se refiere a una combinación de la Reducción de la Demanda Adicional en el Escenario Neto Cero y a cualquier pequeño excedente que se haya incorporado a la Solución de Infraestructura Distribuida debido a la sincronización imperfecta de la oferta y la demanda.

Por lo tanto, además de su éxito a la hora de cerrar la brecha entre la demanda y el suministro, según nuestra predicción de demanda de línea base ajustada, la flexibilidad inherente a la solución de infraestructura distribuida permite a la empresa adaptar sus enfoques de red y suministro en el futuro en respuesta a posibles reducciones adicionales de la demanda de los clientes, tal y como se describe en el escenario de cero emisiones netas, en consonancia con los objetivos de cero emisiones netas de Nueva York según la CLCPA.

Sobre la base de este modelo, junto con nuestras evaluaciones cuantitativas y cualitativas de los diversos componentes, como se describe a continuación, la empresa ha vuelto a confirmar que la solución de infraestructura distribuida es la solución más rentable y de menor riesgo disponible para abordar nuestra brecha entre la demanda y el suministro.

5.2. Resumen de la situación de la solución de infraestructura distribuida y de los principales riesgos para su aplicación

Aunque National Grid ha dado muchos pasos para realizar esta solución de infraestructura distribuida, hay ciertos riesgos identificados para su implementación exitosa. Tabla 5-2 proporciona el estado actual de la solución de infraestructura distribuida y los riesgos clave para la implementación.

Tabla 5-2: Estado de la solución de la infraestructura distribuida y principales riesgos

Proyecto	Estado	Riesgos principales	Probabilidad del riesgo	Impacto del riesgo	Descripción del riesgo
Proyecto de vaporización de GNL	Diseño, env. Revisión y pub. Reuniones completadas. A la espera de los	No obtener los permisos del FDNY y del DEC	MEDIA	EL MÁS ALTO	• Sin estos permisos, National Grid no puede construir el proyecto de vaporización de GNL

	permisos del FDNY y del DEC.				<ul style="list-style-type: none"> • La empresa considera que el proyecto de vaporización de GNL es el único proyecto de infraestructura distribuida que puede ponerse en marcha a tiempo para satisfacer la demanda prevista
Proyecto ExC	Iroquois solicitó la aprobación de la FERC en enero de 2020.	No obtener la aprobación de la FERC y los subsiguientes permisos estatales/locales	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • Sin la aprobación de la FERC, y luego los permisos estatales y locales, Iroquois no puede seguir adelante con el proyecto ExC.
Instalación adicional de GNC	Se han realizado proyectos para permitir el suministro de hasta 62 MDth/día. Se ha diseñado un emplazamiento adicional para 18 MDth/día	Imposibilidad de conseguir terrenos, retrasos en la concesión de permisos o rechazo	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • La escasez de terrenos disponibles en el territorio de servicio podría influir en el tamaño y la escala del emplazamiento adicional; los retrasos en la obtención de permisos y en la construcción podrían afectar al calendario de implementación.
Eficiencia energética incremental	Presentación de programas de EE en desarrollo, prevista para finales de este año	<p>Recursos del mercado</p> <p>Potencial del mercado</p> <p>Retrasos legales y reglamentarios</p>	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de recursos del mercado para ejecutar los proyectos. • Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción. • No conseguir la aprobación reglamentaria de los programas y sus costos.
Programas de respuesta a la demanda	Presentado para su aprobación en junio de 2021	<p>Potencial del mercado</p> <p>Fiabilidad del programa</p> <p>Retrasos legales y reglamentarios</p>	MEDIA	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción. • Si las reducciones no son fiables, puede que no haya otras soluciones del programa de DR. • No conseguir la aprobación legal y reglamentaria de los programas y sus costos.
Incremento de la electrificación térmica	<p>Propuesta de electrificación térmica en fase de planificación y diseño.</p> <p>Solicitudes anuales de</p>	<p>Recursos del mercado</p> <p>Potencial del mercado</p>	ALTO	ALTO	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de recursos del mercado para ejecutar los proyectos. • Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción.

	mercado para las NPA.	Retrasos legales y reglamentarios Costos elevados			<ul style="list-style-type: none"> • La electrificación del calor es actualmente antieconómica para muchos clientes, especialmente los de bajos ingresos, y, como los costes de los programas de electrificación del calor son más elevados que los de todos los demás programas DSM, los programas de incentivos para la electrificación del calor requerirían múltiples aprobaciones legales y reglamentarias.
--	-----------------------	--	--	--	---

A continuación, se expone con más detalle la situación de cada uno de los componentes de la solución de infraestructura distribuida y los riesgos de su aplicación.

5.3. Actualización de los componentes individuales, estado y riesgos

En esta sección, detallamos lo siguiente:

- Una actualización, en su caso, de cada componente individual de la solución de infraestructura distribuida, que incluya una breve descripción del componente y si el proyecto o programa ha cambiado desde el informe original o el informe complementario.
- El estado de cada componente.
- Los principales riesgos para la ejecución del componente.

5.3.1. Proyecto de vaporización de GNL

Proyecto de vaporización de GNL - Descripción y actualización

El proyecto de vaporización de GNL añade dos vaporizadores de GNL adicionales, los vaporizadores 13 y 14, a nuestras actuales instalaciones de National Grid Greenpoint en Brooklyn, Nueva York.

Como se describe en el informe complementario, las instalaciones de Greenpoint incluyen actualmente dos tanques de almacenamiento de GNL, un tren de licuefacción, descarga de camiones de GNL y seis vaporizadores de GNL. El primer tanque y los vaporizadores originales están en servicio desde 1968. National Grid propuso la instalación de otros dos vaporizadores designados como "vaporizadores 13 y 14", con lo que el número total de vaporizadores en esta instalación asciende a ocho.

Los vaporizadores de GNL son intercambiadores de calor que regasifican el gas natural licuado. Los vaporizadores que se encuentran actualmente en el emplazamiento de Greenpoint LNG son vaporizadores de combustión sumergida (Submerged Combustion Vaporizers, SCV). Si se autoriza el proyecto de vaporización de GNL, se añadirían dos SCV adicionales. En los SCV, el GNL se bombea a un intercambiador de calor que se encuentra en un baño de agua, donde se calienta y se convierte de nuevo en estado de vapor. El agua se calienta a través de la unidad de combustión sumergida, un proceso que hace pasar el gas de combustión caliente por debajo del agua, lo que da lugar a un intercambio muy eficaz de energía térmica.

La adición de los nuevos vaporizadores 13 y 14 aumentará la producción de la planta de GNL de Greenpoint en aproximadamente 60 MDth/día. Estos vaporizadores pueden funcionar de forma intermitente para proporcionar una capacidad máxima³⁹

Proyecto de vaporización de GNL - Estado

National Grid ha dado todos los pasos necesarios para poner en marcha el proyecto de vaporización de GNL, pero está a la espera de los permisos definitivos. Ya se ha completado la ingeniería de detalle, la adquisición y la entrega de los materiales de larga duración, se han llevado a cabo las revisiones medioambientales y las reuniones públicas, y la fabricación está en marcha, a la espera de recibir los permisos necesarios.

En concreto, el proyecto requiere la aprobación del Departamento de Edificios (Department of Buildings, DOB) de Nueva York y del FDNY para su construcción en la ciudad. La concesión de permisos también incluye, entre otros, todos los requisitos de permisos medioambientales federales, estatales y locales de la ciudad de Nueva York (por ejemplo, el Departamento de Protección Ambiental [Department of Environmental Protection, DEP] de la ciudad de Nueva York y el DEC del estado de Nueva York). National Grid solicitó estos permisos en 2020.

Se han recibido los permisos del DOB y la carta de aprobación mecánica del FDNY. Otros permisos del FDNY y de la instalación aérea estatal del DEC siguen pendientes.

Suponiendo que se aprueben a tiempo todos los permisos necesarios, el proyecto podría estar terminado para la temporada de calefacción de 2022/2023. Si los permisos se retrasan, la finalización de este proyecto podría demorarse hasta la temporada de calefacción de 2024/2025.

Proyecto de vaporización de GNL - Riesgos de implementación

Actualmente, el principal riesgo de la implementación es no obtener los permisos necesarios para el proyecto, o no obtenerlos a tiempo. Si no se obtienen los permisos necesarios para el verano de 2021, se creará un déficit de demanda y suministro en 2023/24 si no se aplica con éxito una opción de contingencia. National Grid puede gestionar todos los demás riesgos relacionados con la construcción y la entrega del proyecto para garantizar su implementación en los plazos previstos.

Tabla 5-3: principales riesgos del proyecto de vaporización de GNL

Riesgo/indicador	Probabilidad	Impacto	Descripción
No obtener los permisos del FDNY y del DEC	MEDIA	ALTO	Sin estos permisos, National Grid no puede construir el proyecto de vaporización de GNL

³⁹ Aunque se incluyó anteriormente en este informe como parte del proyecto de vaporización de GNL, la estación de descarga de GNL no está relacionada con el proyecto de inclusión de los vaporizadores 13 y 14, y no tiene ningún impacto en el mismo. La función del proyecto de vaporización de GNL es añadir un suministro pico al sistema para satisfacer la demanda en los días más fríos del invierno. La función del "proyecto de sustitución de la estación de descarga de GNL" es proporcionar un plan de contingencia para una situación de emergencia que requiera una respuesta extraordinaria, como el transporte de GNL. La sustitución de la estación de descarga de GNL existente no juega ningún papel en la vaporización en las instalaciones de Greenpoint.

5.3.2. Proyecto Iroquois de mejora por compresión (Enhancement by Compression, ExC)

Proyecto ExC - Descripción y actualización

El proyecto ExC implica la construcción de instalaciones de compresión adicionales para aumentar la capacidad en la infraestructura existente de Iroquois Gas Transmission System ("Iroquois").

Iroquois posee y explota un gasoducto interestatal de 414 millas que se extiende desde la frontera entre los Estados Unidos y Canadá en Waddington, Nueva York, a través del estado de Nueva York y el oeste de Connecticut, hasta su fin en Commack, Nueva York, y desde Huntington hasta el Bronx, Nueva York. Como gasoducto que transporta gas en el comercio interestatal, Iroquois está regulado por la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC) y debe solicitar y recibir la aprobación de la FERC para cualquier modificación de su certificado de explotación, incluida la oferta de nuevos servicios. Se espera que el proyecto ExC incluya la adición de compresión o enfriamiento de gas incremental en las estaciones de compresión existentes de Iroquois, Athens, Dover, Brookfield y Milford, o adyacentes a estas, para lo cual se necesita la aprobación de la FERC. El proyecto ExC proporcionará 125 MDth/día adicionales de suministro, que se repartirán a partes iguales entre National Grid y Con Edison.

La empresa participó en una temporada abierta para el proyecto Iroquois ExC en julio de 2019, cuando ejecutó un acuerdo precedente vinculante de veinte (20) años para el servicio con una fecha de entrada en servicio prevista para noviembre de 2023. Como resultado de la participación de la Compañía, National Grid recibirá 62.5 MDth/día de capacidad de transporte de gas natural en el proyecto ExC una vez que entre en servicio.

El proyecto mejorará la fiabilidad del sistema mediante la entrega de gas en el punto de entrega más oriental de la ciudad de la ciudad, donde la modelización de la demanda de National Grid indica que se necesitará más gas para satisfacer las necesidades actuales de los clientes las necesidades actuales de los clientes.

No hay actualizaciones en la descripción de este proyecto desde el informe complementario.

Estado del proyecto ExC

El 31 de enero de 2020, Iroquois presentó una solicitud de certificado ante la FERC para el Proyecto ExC; en ausencia de una orden de la FERC que apruebe la solicitud de Iroquois para el Proyecto ExC, Iroquois está legalmente impedida de poder proceder con el proyecto. Además de recibir los permisos necesarios de la FERC, Iroquois ha solicitado la obtención de permisos de aire de Nueva York y Connecticut para las modificaciones de sus instalaciones existentes.

El 27 de mayo de 2021, la FERC anunció que prepararía una declaración de impacto ambiental (Environmental Impact Statement, EIS) suplementaria para el proyecto ExC, programada para el 3 de septiembre de 2021, con una decisión de autorización federal de 90 días⁴⁰ del 2 de diciembre de 2021, que es la fecha en la que debe completarse la revisión. El 11 de junio de 2021, la FERC publicó un borrador de la EIS sobre el proyecto ExC. La decisión final de la FERC sobre ExC se espera en algún momento de 2022, lo que, incluso si se aprueba, probablemente retrasará la fecha inicial de de noviembre de 2023 descrita en el informe complementario. En este momento, no se

⁴⁰ Una "decisión de autorización federal" es una decisión o acción de una agencia o funcionario federal, "o de una agencia o funcionario administrativo estatal que actúe bajo autoridad federal delegada", que concede o deniega solicitudes de permisos, certificados, dictámenes, aprobaciones y otras autorizaciones.

sabe cuándo la FERC podrá tomar esta decisión final. Además de su certificado de la FERC, el proyecto ExC requiere la recepción de permisos estatales para poder construir y operar en los estados de Connecticut y Nueva York. Es poco probable que el Departamento de Energía y Protección Ambiental (Department of Energy and Environmental Protection, DEEP) de Connecticut o el DEC de Nueva York actúen sobre las solicitudes de permiso de Iroquois antes de que la FERC emita un certificado. El retraso en la recepción de estas aprobaciones federales y estatales podría retrasar la finalización del proyecto en el plazo de 2024/2025.

Proyecto ExC - Riesgos de implementación

Actualmente, el principal riesgo para la implementación es que Iroquois no obtenga todos los permisos estatales y federales necesarios para el proyecto, o que no los obtenga a tiempo.

Tabla 5-4: Riesgos para el proyecto ExC

Riesgo/indicador	Probabilidad	Impacto	Descripción
No obtener la aprobación de la FERC y los consiguientes permisos estatales y locales	MEDIA	ALTO	Sin la aprobación de la FERC, y luego los permisos estatales y locales, Iroquois no puede seguir adelante con el proyecto ExC.

5.3.3. Esfuerzo de los camiones/remolques de gas natural comprimido (GNC)

Esfuerzo de los camiones/remolques de GNC - Actualización

El esfuerzo de los camiones/remolques de GNC es el mayor de su tipo en los Estados Unidos. National Grid ya ha ampliado la capacidad de suministro de GNC de 17 MDth/día a 62 MDth/día. Sin embargo, a efectos de la solución de infraestructura distribuida, este esfuerzo se ha actualizado para incluir el desarrollo de una instalación adicional de GNC distribuido para seguir apoyando el crecimiento del sistema y la demanda de suministro durante los días más fríos de la temporada de calefacción de invierno. Se espera que tenga un diseño estándar para un sitio de GNC, que incluya la capacidad de suministrar 2.2 MDth/hora (pico) o 17.6 MDth/día.

Más allá de este sitio adicional, la Compañía no buscará ni puede buscar suministros para sitios adicionales de transferencia de GNC. Para llevar los suministros incrementales a la restringida región del Downstate de Nueva York, la adquisición de GNC requiere el transporte del suministro desde fuentes anteriores fuera del territorio de servicio de la Compañía. Dado que el mercado del GNC se encuentra todavía en las primeras fases de desarrollo, solo hay un número finito de contrapartes conocidas por la Compañía que pueden proporcionar una cantidad finita de capacidad de compresión y servicios de transporte a los usuarios finales. En los últimos años y ante la incertidumbre de que se construya un nuevo proyecto de gasoducto, la Compañía ha visto aumentar la demanda de este tipo de proyectos por parte de otras empresas distribuidoras locales. A medida que aumentan las limitaciones de los gasoductos en el noreste, no se sabe si habrá suficiente capacidad de compresión y vendedores de GNC a una distancia razonable capaces de satisfacer de forma fiable las necesidades de la empresa.

Además, existen riesgos considerables en cuanto a la capacidad de la empresa para ubicar y conseguir terrenos lo suficientemente cerca de las zonas de alta demanda en sus áreas de servicio de Brooklyn, Queens y el oeste de Long Island. Un centro de GNC requiere varias hectáreas de terreno muy cerca de los puntos críticos de baja presión en el sistema de transporte de gas que

están zonificados en distritos industriales, para mantener la sensibilidad con las zonas residenciales. En gran medida, este tipo de bienes inmuebles es extremadamente escaso dentro de la zona del Downstate NY y no es seguro que haya propiedades adecuadas disponibles para apoyar centros adicionales de GNC.

Por último, existe un reto importante para mantener una mano de obra altamente cualificada y competente que pueda emplearse debidamente para dar apoyo a estos centros. Debido a la naturaleza estacional de las operaciones de transferencia de GNC, la Compañía ha sido capaz de escalar eficientemente a los empleados competentes existentes que están capacitados para las operaciones del sistema de gas. Sin embargo, dado que estos conocimientos se adquieren a lo largo de muchos años de experiencia sobre el terreno, existe el riesgo de que la empresa no sea capaz de gestionar la rotación de la asistencia para cualquier centro adicional más allá de lo previsto actualmente.

Esfuerzo de los camiones/remolques de GNC - Estado

La instalación adicional está en las primeras fases de desarrollo, pero podría construirse rápidamente una vez que se cumplan los requisitos descritos a continuación.

Este proyecto tendrá que solicitar las aprobaciones a nivel local y estatal para su implementación. Es probable que estos requisitos incluyan la coordinación o las aprobaciones de los servicios de primera respuesta, los permisos de aguas pluviales para las actividades de construcción u otras aprobaciones municipales locales.

La empresa también tendrá que evaluar las ubicaciones que podrían soportar esta fuente de suministro distribuida. En general, esto significa seleccionar una ubicación que tenga acceso a un lugar en el sistema de transmisión de gas que pueda dispersar el GNC ampliamente en el territorio del DNY. Sin este requisito de "recogida", el GNC no podría suministrarse en cantidades suficientes para soportar cualquier volumen material de capacidad durante las operaciones en tiempo frío. La implementación también requerirá la capacidad del mercado ascendente del GNC para apoyar la escala de operaciones de National Grid.

Esfuerzo de los camiones/remolques de GNC - Riesgos de la implementación

Uno de los principales riesgos es la capacidad de la empresa para localizar y obtener terrenos para este emplazamiento adicional. Como se ha señalado anteriormente, el emplazamiento de GNC requiere varias hectáreas de terreno en las proximidades de puntos críticos de baja presión en el sistema de transporte de gas que están zonificados en distritos industriales. Este tipo de bienes raíces es extremadamente difícil de encontrar en el área del estado de Nueva York.

Otros riesgos son los propios de los proyectos complejos de similar envergadura, como la construcción, la contratación, la disponibilidad de mano de obra, la capacidad del mercado y la obtención de permisos. Estos riesgos se mitigan mediante la participación avanzada de las partes interesadas y la codificación de complejos procesos de entrega de capital. National Grid cree que puede gestionar los riesgos relacionados con la construcción y la entrega del proyecto para garantizar su ejecución en los plazos previstos.

Tabla 5-5: riesgos del proyecto de GNC

Riesgo/indicador	Probabilidad	Impacto	Descripción
Imposibilidad de conseguir tierras	MEDIA	ALTO	La escasez de terrenos disponibles en el territorio de servicio podría afectar al tamaño y la escala del emplazamiento adicional
Riesgos de los permisos	BAJA	ALTO	Permisos específicos de la ubicación y otros riesgos típicos de los proyectos de construcción más pequeños. La empresa suele mitigar estos riesgos mediante una cuidadosa planificación.

5.3.4. Soluciones del lado de la demanda

La solución de infraestructura distribuida se basa en cuatro grandes opciones de infraestructura no relacionada con el gas: Eficiencia energética (EE), respuesta a la demanda (RD), electrificación del calor y alternativas sin tuberías (NPA). Desde el informe original y el informe suplementario, la planificación de National Grid para estas opciones ha avanzado mucho en términos de diseño de programas innovadores, y la empresa prevé proponer este año un nivel sin precedentes de nuevos programas de DSM que son parte fundamental de la solución de infraestructura distribuida.

La EE incremental consiste en estrategias que proporcionan ahorros por encima de los objetivos de NE:NY, con programas y medidas que dan prioridad a la reducción de la demanda. Estas medidas incrementales de EE no habrían pasado necesariamente la prueba del análisis de costos y beneficios (Benefit Cost Analysis, BCA) sin tener en cuenta el costo contrafactual de la infraestructura de gas en el sur del estado de Nueva York que, de otro modo, sería necesaria para satisfacer el crecimiento de la demanda de los clientes. El principal objetivo de estas iniciativas incrementales de EE serán los programas intensivos de climatización, centrados en el ahorro térmico del diseño por día. Del mismo modo, National Grid se basará en nuestra experiencia con la respuesta a la demanda para diseñar nuevos programas que apoyen los requisitos del diseño por día y por hora. Además, National Grid seguirá promoviendo la electrificación de la calefacción como alternativa a los actuales clientes de gas natural o de calefacción de petróleo, al tiempo que explora un piloto de colaboración con las Compañías de Suministro Eléctrico ("EDC"). A partir de 2021, National Grid llevará a cabo licitaciones anuales de NPA para determinar si el mercado tiene innovaciones que puedan ayudar a la empresa a ofrecer DSM de forma más rentable que la entrega de programas tradicionales de la empresa.

Los niveles de DSM necesarios para cerrar la brecha entre la demanda y la oferta a largo plazo no tienen precedentes; en nuestra evaluación comparativa no hemos encontrado ninguna otra empresa de servicios públicos que haya intentado ejecutar programas de DSM a esta escala tan rápidamente. Los esfuerzos de National Grid en las soluciones del lado de la demanda se han centrado en el desarrollo de programas para satisfacer las reducciones de la demanda requeridas en los próximos años como parte de la solución de infraestructura distribuida. Este Segundo informe complementario ofrece un ejemplo conceptual de cómo podrían desplegarse las estrategias de DSM a largo plazo para abordar la brecha prevista entre la oferta y la demanda. Sin embargo, todavía no existen los programas, tecnologías y modelos de negocio necesarios para conseguir un ahorro tan agresivo. Seguiremos invirtiendo en la evolución de nuestros programas de DSM con el objetivo de maximizar su potencial como soluciones no infraestructurales.

Cada elemento se describe con más detalle en las secciones siguientes.

5.3.4.1. Eficiencia energética incremental

Programa de eficiencia energética incremental - Descripción y actualización

La eficiencia energética es y seguirá siendo un componente clave del conjunto de herramientas de DSM de gas de National Grid porque es una de las estrategias más rentables para combatir el cambio climático, reducir la contaminación atmosférica, mejorar la competitividad de las empresas de nuestros clientes, reducir los costos energéticos para los consumidores, aumentar la comodidad y mejorar el valor de las propiedades. El portafolio de programas NE:NY del sur del estado de Nueva York incluye ofertas específicas del sector comercial e industrial (Commercial and Industrial, C&I), de pequeñas empresas, residenciales y multifamiliares, diseñadas para atender las diversas necesidades de los cuatro amplios sectores del mercado. Los programas actuales de EE de la empresa contienen una serie de medidas tradicionales de ahorro de energía, que incluyen descuentos en calefacción de espacios residenciales y calentamiento de agua, incentivos multifamiliares y medidas de C&I, como calefacción de espacios, actualizaciones de sistemas de vapor, equipos de cocina y proyectos personalizados. Los programas se detallan anualmente en los Planes de Eficiencia Energética del Sistema (System Energy Efficiency Plans, SEEP) de National Grid y están diseñados para apoyar los objetivos de energía limpia del estado de Nueva York, con un enfoque en la reducción del consumo de energía y la disminución de los costos de los clientes. Los costos del programa se recuperan a través de las tarifas.

La tabla 5-6 muestra los agresivos objetivos NE:NY de National Grid en sus territorios KEDNY y KEDLI, así como el porcentaje de aumento interanual (YOY %). Los objetivos de ahorro de gas de NE:NY se presentan en mmBtu anuales de ahorro⁴¹. El cumplimiento de estos objetivos supondrá una reducción de la demanda de aproximadamente 25 MDth/día en 2025. Este crecimiento anual del programa asociado a nuestros objetivos de NE:NY ya está incorporado en la predicción de la demanda de línea base ajustada de National Grid, con la hipótesis de que se alcanzará el 100 % de esos objetivos.

Tabla 5-6: Objetivos de ahorro anuales de NE:NY

Año	Gas KEDNY (MMBTU)	Aumento en el YOY % de gas KEDNY	Gas KEDLI (MMBTU)	Aumento en el YOY % de gas KEDLI
2020	439.498		242.386	
2021	510.740	16 %	433.821	79 %
2022	674.740	32 %	601.821	39 %
2023	857.740	27 %	756.821	26 %
2024	1082740	26 %	953.821	26 %
2025	1347740	24 %	1129821	18 %

Para ayudar a resolver la brecha entre la demanda y el suministro, los programas de EE incremental de National Grid tienen objetivos superiores a los objetivos de NE:NY indicados anteriormente y, junto con la DR incremental, es un contribuyente fundamental de la parte de DSM de la solución de infraestructura distribuida antes de 2025.

Para lograr esta EE incremental, la empresa está creando nuevas ofertas de programas más allá de los descritos en la cartera de NE:NY, que tienen como objetivo reducir la demanda del diseño por día. La naturaleza de estos programas se centrará principalmente en medidas intensivas de climatización por varias razones: (1) la climatización tiene una fuerte correlación con la reducción de la demanda pico de energía; (2) las medidas de climatización tienen una larga vida útil, por lo

⁴¹ Un decatermo equivale a un millón de unidades térmicas británicas (Btu).

que seguirán proporcionando de forma fiable la reducción de la demanda en el futuro; (3) la climatización es un componente clave para hacer que los hogares estén preparados para la posible electrificación de la calefacción mediante la reducción de la carga de calefacción, y (4) como National Grid no ofrece actualmente programas de climatización en la ciudad de Nueva York o Long Island a los clientes con tarifa de mercado, los programas de climatización no entran en conflicto con la cartera de EE existente de National Grid. La evaluación comparativa entre empresas de servicios públicos subraya el valor de la reducción de la demanda de los programas de climatización.

National Grid lanzará dos nuevos programas de climatización en otoño de 2021: (1) un programa de climatización residencial y (2) el aumento de los incentivos para las medidas de climatización a los clientes comerciales y multifamiliares a través de nuestro programa personalizado C&I existente.

- **Climatización residencial:** el programa de climatización residencial ofrecerá incentivos a los clientes de calefacción de gas natural para que realicen mejoras en la envolvente de sus viviendas, como el aislamiento, el sellado del aire y las mejoras en las ventanas. Los incentivos incluirán incentivos posteriores para los clientes, así como incentivos intermedios para los agregadores con base en el rendimiento, que están diseñados para impulsar el compromiso del mercado. National Grid animará a los agregadores a que aprovechen los modelos de financiación y de contratación de resultados disponibles en el mercado para animar a más clientes a realizar adaptaciones de climatización. Los incentivos para los agregadores y los clientes están previstos actualmente en \$15/termia, basados en los programas de National Grid en Massachusetts y Rhode Island, y en los resultados de la evaluación comparativa y de la encuesta a los clientes sobre la climatización, pero pueden evolucionar en función de los comentarios de los proveedores y de los clientes tras el lanzamiento del programa.

La educación de los clientes y el mercadeo son elementos fundamentales del programa. National Grid está utilizando un proveedor de herramientas de comportamiento de tecnología de imágenes térmicas, MyHeat, para recopilar datos de imágenes térmicas con el fin de mejorar y personalizar el alcance de los clientes. La tecnología de MyHeat revela los datos de pérdida de energía de los edificios residenciales individuales en todo el territorio de servicio, lo que permite a la empresa identificar los hogares con alto consumo y pérdida de calor, y dirigirse a los clientes que más se beneficiarían de la instalación de medidas de climatización.

La empresa también está recurriendo a un proveedor de implementación externo para gestionar el programa de principio a fin. El proveedor gestionará 1) los contactos de MyHeat con el programa de climatización, 2) los incentivos que se proporcionarán a los clientes, 3) un proceso de solicitud de cualificación (Request for Qualifications, RFQ), en el que se seleccionarán los agregadores (y se les proporcionará un incentivo intermedio) para gestionar su propio subconjunto de aliados comerciales con el fin de alcanzar los objetivos de climatización de National Grid, informando del ahorro y el gasto del programa a la empresa, y 4) la garantía de calidad de los agregadores.

- **Climatización personalizada C&I y multifamiliar:** El programa personalizado C&I y multifamiliar proporcionará mayores incentivos para las medidas de climatización (como el aislamiento, el sellado del aire y las mejoras en las ventanas) para los clientes comerciales y multifamiliares a través del programa personalizado C&I existente. Actualmente, se prevé que los incentivos sean de \$11/termia para los clientes comerciales multifamiliares, con base en los programas de National Grid de Massachusetts y Rhode Island, pero pueden cambiar en función de los resultados de los próximos estudios de mercadeo y de las

encuestas a los clientes. Es posible que se necesiten mayores incentivos para alcanzar los objetivos de ahorro de climatización en estos mercados.

La empresa ya cuenta con un plan de educación y mercadeo sólido para sus programas personalizados C&I existentes, que busca impulsar la participación a través de la comunicación de los incentivos financieros, las opciones de financiación de terceros y la asistencia técnica ofrecida a los principales responsables de la toma de decisiones, como los propietarios, los gestores de instalaciones y propiedades, y los empleados de la alta dirección.

National Grid pretende aprovechar estos esfuerzos para utilizar las enseñanzas de la investigación de sus empresas homólogas para utilizar el análisis de costos y beneficios a nivel de cartera para optimizar las ofertas y los niveles de incentivos para el programa C&I. Las lecciones aprendidas de nuestros compañeros son fundamentales a la hora de planificar ofertas específicas para pequeñas empresas y clientes multifamiliares. Sus experiencias con la agrupación de medidas de climatización y la instalación directa están sirviendo para desarrollar ofertas específicas para este segmento de clientes.

Además, National Grid está desarrollando un enfoque simplificado para poner a disposición de las pequeñas y medianas empresas y los complejos multifamiliares amplias mejoras de climatización de edificios a través de ofertas prescriptivas, y está comenzando a ofrecer incentivos de EE a los nuevos clientes de conexión de gas. Estos programas estarán listos para lanzarse en el otoño de 2022: (1) un programa de climatización para pequeñas empresas, (2) un programa de climatización multifamiliar y (3) conexiones energéticas eficientes.

- **Climatización de pequeñas empresas:** el programa de climatización de las pequeñas empresas ofrecerá mayores incentivos para las medidas de climatización, similares a los del programa personalizado C&I mencionado anteriormente. Se determinará un nivel de incentivos para impulsar la adopción y la participación de los clientes. Prevemos que los incentivos serán similares a los programas lanzados este año. Estos clientes representan una gran parte del sector C&I. Anticipamos que este programa se ofrecerá mediante un enfoque de instalación directa o una vía prescriptiva para aumentar los niveles de participación. Entendemos que estos clientes prefieren un enfoque más ágil y simplificado para participar en los programas de eficiencia energética. Ofrecer una vía que satisfaga las necesidades de estos clientes es una prioridad en el desarrollo de nuestra cartera para 2022.
- **Climatización multifamiliar:** el programa de climatización multifamiliar también proporcionará mayores incentivos para las medidas de climatización. El consumo de energía de los clientes multifamiliares es una parte notable del sector residencial en el sur del estado de Nueva York. Los clientes multifamiliares tienen una perspectiva y un conjunto de indicadores de decisión únicos. Por ejemplo, es probable que la comodidad de los ocupantes se equilibre con los costos de actualización con información parcial. Evaluaremos un enfoque de instalación directa o una vía prescriptiva para aumentar los niveles de participación. Ofrecer una vía que funcione para estos clientes es una prioridad para el desarrollo de nuestra cartera de 2022.
- **Conexiones energéticamente eficientes:** las conexiones energéticamente eficientes representan estrategias centradas en la reducción de la demanda de gas antes de que los nuevos clientes se incorporen al sistema, dirigiéndose a los nuevos clientes que se convierten a la calefacción de espacios a gas. Tenemos previsto realizar inspecciones para hacer cumplir los requisitos de EE existentes en nuestras tarifas. Además, la solución de infraestructura distribuida incluye la ampliación de los requisitos de EE de las normas

actuales. Mientras que los programas actuales solo están disponibles para los clientes existentes, las conexiones energéticamente eficientes añaden una vía para que los nuevos clientes accedan a los programas de EE. La ampliación de la participación a nuevos clientes ofrece una valiosa oportunidad para reducir la demanda que cada cliente añade al sistema y apoya a nuestros nuevos clientes con los beneficios de comodidad y salud que proporcionan nuestros programas de EE.

En mayo de 2021, se completó una encuesta para los clientes para comprender mejor lo que les motiva, cómo perciben el trabajo de climatización, qué criterios económicos utilizan para implementar proyectos de capital o de eficiencia energética, y otros. Actualmente, estamos revisando esta encuesta para los clientes con el fin de comprender mejor los factores que impulsan el mercado y mejorar nuestro enfoque sobre EE. También estamos aprovechando las lecciones aprendidas de los recientes esfuerzos de evaluación comparativa entre pares, incluida la orientación de las ofertas a las pequeñas empresas y a los clientes multifamiliares, que componen las medidas de climatización y la instalación directa.

National Grid también seguirá realizando estudios de mercado y pilotos para abordar el potencial del mercado de las medidas de EE regidas por la vida útil efectiva de los equipos, los futuros impulsores de la normativa, los nuevos modelos de negocio y las nuevas tecnologías para seguir siendo ágiles con nuestra cartera de soluciones de EE incrementales.

En términos de costos, los programas de climatización son unos de los más costosos dentro los programas incrementales de DSM durante los próximos cinco años, pero también ofrecen ahorros persistentes (con medidas que tienen una vida útil de 25 años, en promedio) y se prevé que ofrezcan algunos de los mayores impactos del diseño por día al alcanzar un acumulado de aproximadamente 18 MDth/día de reducción de la demanda para el invierno de 2025/26.

El éxito de estos programas de climatización vendrá determinado por el ahorro total anual conseguido y el número de participantes del programa. La empresa utilizará los canales de venta internos y de los proveedores para ayudar a reclutar contratistas para que participen y den a conocer los programas de climatización. El impacto previsto de estos programas incluye las contribuciones del programa de pequeñas empresas y del programa multifamiliar. Los ahorros demostrados en estas tablas están supeditados a la aprobación del expediente de gestión de la demanda que la empresa presentará en el verano de 2021. El ahorro anual previsto se muestra en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7: resumen de las contribuciones del Programa de Climatización Incremental

Incremento de la climatización - Supuestos objetivos anuales incrementales de EE (Dth/año)						
Empresa	Seg. de Custodia	2021	2022	2023	2024	2025
KEDNY	RH	2,750	110,550	165,825	207,281	259,102
KEDNY	COM	1,375	55,275	82,913	103,641	129,551
KEDNY	MF	1,375	55,275	82,913	103,641	129,551
KEDLI	RH	2,250	90,450	135,675	169,594	211,992
KEDLI	COM	1,125	45,225	67,838	84,797	105,996
KEDLI	MF	1,125	45,225	67,838	84,797	105,996
Total		10,000	402,000	603,000	753,750	942,188

Incremento de la climatización - Supuestos objetivos anuales incrementales de EE (Dth/año)						
Empresa	Seg. de Custodia	2021	2022	2023	2024	2025
KEDNY	RH	2,750	110,550	165,825	207,281	259,102
KEDNY	COM	1,375	55,275	82,913	103,641	129,551
KEDNY	MF	1,375	55,275	82,913	103,641	129,551
KEDLI	RH	2,250	90,450	135,675	169,594	211,992
KEDLI	COM	1,125	45,225	67,838	84,797	105,996
KEDLI	MF	1,125	45,225	67,838	84,797	105,996
Total		10,000	402,000	603,000	753,750	942,188

Tabla 5-8: Resumen de las contribuciones del Programa de Conexiones Incrementales de Eficiencia Energética

EEC EE - Objetivos de EE incrementales anuales supuestos (Dth/año)						
Empresa	Seg. de Custodia	2021	2022	2023	2024	2025
Ambos	RH	45,900	149,292	166,115	169,591	164,242
Ambos	COM	2,598	25,190	16,336	17,255	14,761
Ambos	MF	1,316	4,624	3,597	3,079	3,135
Total		49,814	179,106	186,048	189,925	182,138

EEC EE - Impacto acumulado en el día de diseño (desde 2021) (Dth/día)						
Empresa	Seg. de Custodia	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26
Ambos	RH	0	2,571	4,759	6,993	9,156
Ambos	COM	0	366	581	808	1,003
Ambos	MF	0	78	126	166	207
Total		0	3,015	5,466	7,967	10,366

Programa de Eficiencia Energética Incremental - Estado

National Grid tiene la intención de presentar los programas de EE en su presentación de gestión de la demanda en el verano de 2021.

Programa de Eficiencia Energética Incremental - Riesgos

Hay numerosos riesgos asociados a este programa de EE incremental. Por un lado, el nivel requerido de ampliación de la climatización superaría el de cualquier programa similar estudiado, lo que dificulta la certeza de los ahorros previstos. Otro riesgo es que el nivel de climatización y de mejora de los equipos de gas energéticamente eficientes pueda saturar el mercado (llegar a un límite de absorción factible por parte de los clientes) y, por tanto, que sean necesarias innovaciones adicionales para cumplir los objetivos de NE:NY y los objetivos incrementales en el sur del estado de Nueva York más allá de 2025. Otros riesgos están relacionados con los costos, la participación de los clientes y los problemas de regulación.

Una descripción de la probabilidad y el impacto de los riesgos clave, tanto para el programa NE:NY como para el Programa de EE Incremental expuestos anteriormente, se encuentra en la Tabla 5-9.

Tabla 5-9: riesgos para el éxito del programa de DSM

Riesgos	Probabilidad	Impacto	Descripción
Recursos del mercado	MEDIA	MEDIA	Puede que no haya suficientes recursos de mercado (contratistas, proveedores) para ejecutar los programas a los niveles de participación requeridos.
Potencial del mercado	MEDIA	ALTO	Sobrestimación del potencial del mercado en el sentido de que la solución de infraestructura distribuida puede estar confiando en más en la DSM de lo que el mercado puede ofrecer a tiempo.
Costos y adopción	MEDIA	ALTO	La climatización puede seguir siendo poco económica para los clientes, en particular para los clientes con ingresos bajos. Puede ser necesario aumentar los incentivos para estimular la adopción.
Aumento persistente del costo de los materiales de construcción	MEDIA	MEDIA	Los costos de los materiales de construcción aumentan más rápido que el costo de la inflación, lo que hace que los proyectos sean menos rentables
Retrasos en la aprobación del cambio de tarifa	MEDIA	ALTO	Aumentar el mandato de EE requiere un cambio de tarifa que está sujeto a los procesos de las partes interesadas y de regulación
Saturación del mercado	MEDIA	ALTO	El mercado de las medidas de EE puede saturarse antes de lo previsto, lo que proporciona un ahorro total de días de demanda inferior al necesario.
Restricciones normativas para incentivar los equipos de gas de alta eficiencia	MEDIA	MEDIA	Si se restringe la posibilidad de que las empresas de servicios públicos incentiven los equipos de gas de alta eficiencia en el futuro, incluidas las bombas de calor de gas, se corre el riesgo de no poder alcanzar los objetivos de EE a largo plazo

5.3.4.2. Respuesta a la demanda

Actualización del programa de DR incremental

En el informe original, la RD se describía como dos tipos de programas específicos, a saber, un programa "Traiga su propio termostato" (BYOT) centrado en los clientes residenciales y la retención de clientes no hijos. Desde entonces, la empresa ha actualizado su portafolio de DR de la siguiente manera.

En primer lugar, la empresa ha tomado medidas para desplegar un portafolio de tres* programas de respuesta a la demanda firme:

1. **La DR C&I** se centró en producir reducciones diarias en el consumo de gas.

2. **La DR C&I** se centró en producir reducciones en las horas pico sin requerir una reducción en el consumo diario de gas .
3. **La DR residencial de BYOT**, que, como se describe en el informe complementario, produce un impacto por hora más pronunciado que una reducción diaria.

*También, se está desarrollando un cuarto programa firme de DR basado en el cambio de comportamiento de los propietarios de viviendas y pequeñas empresas, pero no se incluyó como parte del plan de la solución de infraestructura distribuida, ya que requiere un estudio adicional, como se describe con más detalle en la sección 6.

El **programa 1** es el mayor programa desplegado hasta la fecha, con 156 instalaciones participantes para reducir su uso durante el día de gas y ofrecer una reducción potencial de 17.8 MDth en un día del diseño por día (suponiendo una participación del 100 %). La gran mayoría de los participantes en este programa cambian a un combustible alternativo para participar en eventos de DR, normalmente gasóleo, ya que sus instalaciones tienen capacidad de doble combustible en el sitio, ya sea porque anteriormente estaban en una tarifa no firme que lo requería, tienen un mandato operativo para hacerlo (por ejemplo, un requisito de resiliencia), o porque deseaban mantener la flexibilidad del combustible. Es probable que los clientes que participen en este programa sean los mismos que considerarían las tarifas no firmes.⁴² Por lo tanto, es posible que podamos hacer que los clientes pasen de un programa de DR firme a una tarifa no firme, o que podamos hacer que un cliente no firme presente una solicitud de transición a una tarifa firme y luego participe en un programa de DR. Por esta razón, debemos considerar cuidadosamente las estructuras de incentivos de los diferentes programas para no motivar inadvertidamente una acción de los clientes que dificulte la satisfacción de las necesidades de nuestro sistema.

El **programa 2** está en su fase inicial, pero se asemeja mucho al programa piloto de DR que la empresa instituyó a partir de 2017. En el programa 2, los clientes reducen el uso de gas durante las horas pico, pero no se les exigirá que reduzcan el consumo total de gas durante todo el día pico, lo que ofrece una opción atractiva y flexible para los clientes, que pueden reducir el uso durante partes clave del día (por ejemplo, esperando a calentar sus instalaciones, completando una producción en otro momento) pero que no quieran o no puedan reducir su uso durante un día completo. El programa 2 puede ser una herramienta valiosa para gestionar nuestro perfil de demanda intradía. Esperamos ampliar este programa, que estará operativo para el invierno de 2021/2022.

El **programa 3** es el programa BYOT mencionado en el informe original. Los clientes inscriben sus termostatos inteligentes y proporcionan a National Grid la autorización para ajustar sus puntos de ajuste durante las horas del evento. A finales del invierno 20/21, teníamos 2,251 dispositivos inscritos en nuestros territorios de Brooklyn y Queens. Los clientes de nuestro territorio de Long Island podrán inscribirse a finales de 2021. Los datos recogidos el invierno pasado muestran que los clientes redujeron su consumo durante las horas de evento en un 20-30 % y su consumo diario en un 2-3 %. Esto es coherente con la cantidad de reducción presentada en el informe original, lo que confirma que este programa podría proporcionar potencialmente hasta 13 MDth/día si se inscribiera el 50 % de la población residencial.

⁴² Las tarifas no firmes proporcionan la mayor cantidad de reducción en un día de diseño, ya que se supone que los clientes están limitados durante las 24 horas completas. Esto contrasta con nuestros programas de DR, donde las reducciones de los clientes son actualmente de 4 a 8 horas de un día de diseño. Por lo tanto, un cliente con una tarifa no firme puede ofrecer hasta 3 veces más reducción de la demanda que un cliente de DR. La estructura de incentivos para la DR firme se ha establecido con la reducción de costos por estar en una tarifa no firme como límite superior.

En segundo lugar, además de los programas de DR descritos anteriormente, la empresa ha estado trabajando con los clientes no fijos para explicarles el valor de permanecer en sus tarifas actuales/propuestas y trabajar para aumentar su acceso a las oportunidades de EE, en un esfuerzo por retenerlos como clientes no firmes. Además, como parte del portafolio de DR de la solución de infraestructura distribuida, la empresa pretende crear un incentivo adicional para que los clientes no firmes permanezcan en las tarifas no firmes al aumentar el descuento que reciben en relación con el servicio firme aplicable que recibirían. La propuesta conjunta incluye actualizaciones para reducir las tarifas de respuesta a la demanda no firme, lo que las hará más atractivas. La empresa tiene previsto comunicarse de forma proactiva con los clientes no fijos para informarles de los próximos cambios de tarifas y animarles a mantenerlas.

La clasificación del servicio no firme es importante para ayudar a la empresa a gestionar sus cargas en el diseño por día. Esta clase de servicio requiere que los clientes cambien a un combustible de reserva cuando la empresa les restringe el servicio. Esta restricción suele ser dictada por las bajas temperaturas externas, fijadas anualmente según lo indicado en el manual de procedimientos operativos de transporte de gas de cada empresa. Un posible día del diseño por día sería más frío que el umbral de reducción de la demanda no firme. Dado que la empresa no prevé que estos clientes tomen gas en los días más fríos, no se incorporan al modelo de ingeniería del sistema. Las tarifas no firmes proporcionan la mayor reducción de la DR en un diseño por día, ya que los clientes se ven reducidos durante las 24 horas. Esto contrasta con nuestros otros programas de DR, donde las reducciones de los clientes son actualmente de 4 a 8 horas en diseño por día. Por lo tanto, un cliente no firme puede ofrecer hasta 3 veces más reducción de la demanda que la DR de un cliente firme. La empresa ha analizado la clase de clientes no firmes y cree que aproximadamente 2/3 de los clientes restantes reciben un incentivo suficiente como para considerar una baja probabilidad de solicitar una conversión al servicio firme. Sin embargo, el 1/3 restante representa algún riesgo para el cambio. Si esos clientes se pasan al servicio firme, añadirán casi 28 MDth al diseño por día, lo que hace que la retención de estos clientes no firmes sea vital.

Como se discutía en el capítulo 4, la empresa ha experimentado un importante descenso en el número de clientes no firmes a los que prestamos servicio, y muchos de ellos, si no todos, han solicitado una tarifa de servicio firme y se han cambiado a ella. Es importante frenar esta tendencia para mitigar el aumento de la demanda en el diseño por día.

Estado de la DR incremental

Cuando se redactó el informe original, no existía una vía clara para financiar los programas de DR. National Grid había presentado una propuesta en nuestro caso tarifario más reciente, que habría proporcionado niveles modestos de financiación (\$2-\$3 millones al año), pero los planes y necesidades actuales indican que necesitaremos mucho más (\$8 millones en 21/22, que aumentarán a \$25 millones en 25/26). El acuerdo de conciliación en el caso 19-G-0678⁴³ incluye la posibilidad de recuperar los costos de los programas de DR a través de dos mecanismos de recargo diferentes y hace concesiones para el aumento de los costos de los programas. Esto elimina el riesgo de financiación que se describía en los informes originales para el componente de DR de la solución. Además, hemos contratado a dos empleados a tiempo completo (Full Time Employees, FTE), que se centran en la gestión de los programas de DR del sur del estado de Nueva York y reducen así parte del riesgo de ejecución. Estos FTE están trabajando estrechamente con nuestros grupos de medición, regulación y operaciones de gas para gestionar el crecimiento del portafolio de DR y para gestionar la clase de clientes no firmes de forma más activa.

Riesgos del programa de DR incremental

⁴³ Caso 19-G-0678, *procedimiento a petición de la comisión para investigar las denegaciones de solicitudes del servicio por parte de National Grid USA, The Brooklyn Union Gas Company d/b/a National Grid NY y KeySpan Gas East Corporation d/b/a National Grid*, acuerdo de conciliación aprobado por orden del 26 de noviembre de 2019.

El principal objetivo de la DR es seguir aumentando la participación en los programas, determinar la combinación adecuada de programas (tanto firmes como no firmes) y seguir mejorando nuestra comprensión de la fiabilidad de los programas de DR. Seguimos superando nuestros objetivos de ventas y tenemos un gran interés por parte de los clientes, lo cual es alentador. Por el contrario, hemos observado algunos niveles bajos de rendimiento durante los eventos de prueba, lo que refuerza la necesidad de comprender la fiabilidad agregada de un portafolio de DR a medida que aumentamos nuestra dependencia de este recurso.

Los mayores riesgos de implementación para la respuesta a la demanda tienen que ver con la adquisición, retención y rendimiento de los clientes. Tenemos que aumentar el tamaño del portafolio de DR, venderlo todos los años (ya que actualmente no tenemos estructuras de inscripción multianuales) y asegurarnos de que los clientes se desempeñen al asegurarnos de que estén preparados para actuar y al crear incentivos/penalizaciones que alineen nuestros objetivos con los de los clientes. Hemos intentado solucionar este problema al adoptar un sistema de control directo de la carga (Direct Load Control, DLC) para los clientes de DR firme, en el que instalamos un dispositivo en las instalaciones de los clientes que reduce su consumo y, si procede, les cambia a un combustible de reserva, de forma similar a lo que ocurre con algunos clientes no firmes. La clase de clientes no firmes tiene una fiabilidad del ~95 % durante los recortes, por lo que la adopción de una estructura de control similar puede conducir a un nivel similar de fiabilidad del rendimiento. Las penalizaciones por incumplimiento durante los recortes no firmes son significativas, por lo que pueden motivar a los clientes a cumplir, incluso si de otro modo anulan la configuración del DLC. Hemos establecido niveles de DLC y no DLC para nuestros programas firmes de DR con el fin de empezar a probar si hay una diferencia cuantificable entre los niveles de DLC y no DLC. Al medir la fiabilidad de los participantes en los distintos niveles, podemos empezar a mejorar nuestras predicciones sobre el rendimiento de la DR de las empresas y el potencial del mercado.

Por último, el impacto de los clientes que pasan de las tarifas no firmes a las firmes, a pesar de la mejora económica de las tarifas no firmes, sigue siendo un riesgo.

Una descripción resumida de la probabilidad y el impacto de ciertos riesgos para el rendimiento de la DR se encuentra en la Tabla 5-10.

Tabla 5-10: riesgos de la DR

Riesgo/señalización	Probabilidad	Impacto	Descripción
Adopción/retención de clientes demasiado baja para cumplir el objetivo	MEDIA	ALTO	Tenemos objetivos agresivos para desplegar la DR en los próximos años. Si los clientes no se inscriben en el programa, no podremos satisfacer el componente de la solución de portafolio asociado a la DR.
Las reducciones de DR no son fiables	BAJA/MEDIA	ALTO	Si las reducciones de DR no son fiables, no podremos planificar en torno a ellas, aunque seamos capaces de desarrollar/vender programas

5.3.4.3. Incremento de la electrificación térmica

Electrificación incremental del calor - Descripción y actualización

En marzo de 2021, National Grid inició el proceso de apoyo a los programas de electrificación de la calefacción llevados a cabo por las dos EDC del estado de Nueva York, Con Edison y PSEG-LI, a

través de un proceso de derivación de clientes, destinado a informar a los clientes del estado de Nueva York sobre sus opciones de electrificación de la calefacción. A los clientes que llaman a National Grid para conectar un nuevo servicio de gas o ampliar el existente se les pregunta ahora si están interesados en saber más sobre las alternativas al gas. National Grid dirige a los clientes interesados a los programas de electrificación de la calefacción de Con Edison o PSEG-LI. National Grid trabajará con las EDC para garantizar que los clientes interesados sean dirigidos a los recursos y contactos adecuados de las EDC. La propuesta conjunta que presentó recientemente la empresa contiene los objetivos de generación de prospectos que la empresa debe alcanzar tanto para Con Edison como para PSEG-LI y puede informar sobre el futuro crecimiento del programa. Cuando esas referencias hagan que los clientes cambien a bombas de calor eléctricas en lugar de gas natural, se reducirá la demanda máxima de gas. Los primeros resultados muestran que aproximadamente el 32% de los encuestados de este proceso de referencia declaran estar interesados en saber más sobre los programas de bombas de calor disponibles, la mayoría de ellos en el territorio de KeySpan Energy Delivery de Long Island (KEDLI) de National Grid. National Grid trabajará con las EDC para cuantificar el éxito del programa de referencia de prospectos mediante el seguimiento del número de prospectos que finalmente eligen un incentivo de la EDC para la bomba de calor.

La electrificación térmica incrementada con respecto a los objetivos de NE:NY de Con Edison y el programa de electrificación térmica de PSEG-LI (que juntos constituyen la "Electrificación de Base") es un componente clave de la estrategia de DSM de gas a largo plazo de National Grid. Aunque es costosa en la actualidad, la electrificación del calor es una de las estrategias más poderosas para avanzar en el camino hacia el Net Zero y cerrar la brecha entre demanda y oferta.

A partir de mediados de la década de 2020, la electrificación es un factor importante de la solución de infraestructura distribuida, que exige un fuerte aumento de las instalaciones de bombas de calor eléctricas necesarias. Durante 2026-2030, para lograr la Solución de Infraestructura Distribuida, los esfuerzos de electrificación deben incrementarse más de 10 veces, pasando de ~2.300 clientes por año en 2025 bajo la Electrificación de Base a ~24.400 clientes/año en 2031. Esta tasa anual de electrificación del calor es también 10 veces superior a la de la electrificación de referencia, tal y como se recoge en Tabla 5-11. Alcanzar este número de clientes al año a este ritmo supone un gran reto. La magnitud de la electrificación requerida se debe a los elevados costes de las conversiones de los clientes y de los edificios, pero aún no está claro si se dispondrá de todas las fuentes de financiación y de los socios para alcanzar estos niveles de electrificación. Esto impulsa la necesidad de un programa piloto para estudiar cómo se podría alcanzar este nivel de electrificación, para determinar cuáles pueden ser las mejores vías de éxito, lo que hace que estos próximos años de estudio sean cruciales antes de lanzar estos programas.

Tabla 5-11: Ejemplos de tasas de electrificación del calor

Escenarios y soluciones	Instalaciones medias anuales '000 cust/año			Instalaciones totales 2021-2035	
	2021-25	2026-30	2031-35	000 cust.	frente a la línea de base
Rango (años)					
Electrificación de base	2.1	2.4	2.6	35	N/A
Solución de infraestructura distribuida en su totalidad	2.3	21.4	24.4	240	~7x

Nota: Las cifras de electrificación térmica anual de la "Solución de Infraestructura Distribuida en su totalidad" también incluyen las cifras de Electrificación de Base

Estado de la electrificación del calor incremental

National Grid tiene la intención de solicitar recursos y servicios de apoyo técnico a través de su archivo de gestión de la demanda para apoyar este trabajo en curso.

La colaboración también será una parte integral del éxito de un programa de electrificación térmica incremental, y la empresa ha empezado a ponerse en contacto con las EDC para discutir cómo podría ser. El esfuerzo coordinado se centrará en establecer el marco normativo para prepararse para niveles mucho mayores de electrificación del calor en el futuro, con un énfasis conjunto en la determinación de la forma más económica de satisfacer la brecha de la demanda mediante la electrificación del calor. Se está desarrollando un posible proyecto piloto en colaboración con los EDC y otros socios industriales. Los objetivos de los estudios y el/los piloto(s) a realizar pueden incluir:

- Influir en un mayor número de conversiones de carga completa dentro de los programas existentes de las EDC.
- Influir en la adopción de mayores niveles de electrificación térmica en zonas con limitaciones de gas
- Probar los niveles de incentivos y estrategias para acelerar la penetración en el mercado durante la electrificación de referencia.
- Determinar cómo llevar a los clientes a electrificar la calefacción antes de que fallen sus sistemas de gas existentes (sustitución temprana).
- Mejorar la comercialización, la divulgación, el potencial del mercado y la educación de los clientes, además de las iniciativas existentes de la EDC y del Estado.
- Identificar el marco necesario para consultar a las EDC sobre los impactos en sus redes eléctricas y los enfoques sugeridos para mitigar esos impactos (por ejemplo, apoyar un programa de "preparación" eléctrica para hacer frente al aumento de las cargas eléctricas).
- Determinar los obstáculos para acelerar la electrificación del calor, como el desarrollo de la mano de obra, en colaboración con las iniciativas existentes de la EDC y del Estado
- Continuar los estudios para descubrir nuevas soluciones y estrategias.
- Determinar los incentivos necesarios para acelerar la electrificación de la calefacción necesaria para los clientes con ingresos bajos y moderados y las zonas de justicia ambiental.

A lo largo de este proceso, la Compañía también aprovechará las oportunidades de colaboración y los recursos compartidos con la Autoridad de Investigación y Desarrollo de Energía del Estado de Nueva York (New York State Energy Research and Development Authority, NYSERDA) para alcanzar los objetivos mencionados anteriormente.

La estimación inicial del alcance del piloto dentro de los modelos de este informe es de aproximadamente 1,130 clientes de gas que se pasarán a sistemas de bombas de calor eléctricas de carga completa en 2025. Sin embargo, el alcance real del piloto aún no es definitivo. El piloto proporcionaría una visión de la planificación necesaria para la expansión significativa de un sólido programa de electrificación térmica incremental más adelante en la década de 2020.

Los niveles de eficiencia energética incremental y de electrificación del calor más allá de 2025 asumidos como parte de la Solución de Infraestructura Distribuida son una aspiración debido a los niveles sin precedentes requeridos. En este momento, no hemos identificado los programas, medidas/tecnologías, modelos de negocio o presupuestos que podrían producir estos niveles de la DSM. La composición programática exacta, las responsabilidades de las empresas de servicios públicos y los niveles de incentivos necesarios para influir en este nivel de adopción evolucionarán a medida que lo hagan la política, la normativa y nuestra experiencia en materia de la DSM de gas de vanguardia. National Grid se compromete a encontrar soluciones, innovar y colaborar como parte de nuestros esfuerzos continuos de DSM en el estado de Nueva York.

En caso de que se produzcan retrasos o rechazos en el Proyecto de Vaporización de GNL o en el Proyecto ExC, podría ser necesario acelerar parte de la agresiva electrificación del calor, lo que tendría un riesgo de ejecución importante, dada la cantidad de trabajo de desarrollo necesario y la escala a la que habría que aplicarlo. Esto se describirá en la sección 6 como parte de los planes de contingencia.

Electrificación térmica incremental - Riesgos

En la ciudad de Nueva York, el sistema de energía es muy complejo, ya que depende de las fuerzas del mercado, la normativa, el tiempo y el clima, y otros factores como la demografía y el uso del suelo. El capital, la mano de obra y la tecnología deben estar disponibles al ritmo y la escala necesarios para que los programas tengan éxito. El comportamiento de compra de los clientes tendrá que alinearse con los objetivos de la electrificación del calor. Los procesos de permisos de construcción pueden dictar el ritmo al que es factible la electrificación del calor. Una vía para cada mercado (industrial, comercial, multifamiliar, residencial, etc.) debe ser factible y estar disponible para acomodar los objetivos anticipados de un programa de electrificación térmica acelerada.

En la Tabla 5-12 se describe la probabilidad y el impacto de ciertos riesgos para la electrificación térmica incremental expuestos anteriormente.

Tabla 5-12: Riesgos de la electrificación del calor

Riesgo/señalización	Probabilidad	Impacto	Descripción
Recursos del mercado	MEDIA	MEDIO	Puede que no haya suficientes recursos de mercado (contratistas, proveedores) para ejecutar la cantidad de proyectos necesarios.
Potencial del mercado	MEDIA	ALTO	<p>Sobreestimación del potencial del mercado y de la capacidad de alcanzar niveles acelerados de adopción.</p> <p>La cantidad de necesidades de la DSM aumenta si no se aprueban soluciones de infraestructura de gas.</p>
Propuesta de valor para el cliente y adopción	ALTA	ALTO	<p>La electrificación del calor puede seguir siendo antieconómica para los clientes, en particular para los clientes con ingresos bajos, y probablemente requerirá mayores incentivos para estimular su adopción.</p> <p>Es posible que los clientes no opten por electrificar su calefacción a menos que lo exija el Estado o el gobierno, debido a la falta de familiaridad con la tecnología, el bajo costo del gas, el alto costo de la electricidad y la preocupación por la fiabilidad percibida de las bombas de calor de clima frío.</p>
Costos	ALTA	ALTO	<p>Los costes incrementales de la electrificación del calor podrían ser significativamente mayores que los de todos los demás programas de EE.</p> <p>Los programas de IML que se ajustan a esta aceleración de la electrificación del calor costarán aún más que un programa de electrificación del calor a precio de mercado</p>
Retrasos en la ejecución del memorándum de entendimiento	MEDIA	ALTO	La electrificación térmica incremental requeriría un memorando de

(Memorandum of Understanding, MOU), limitaciones del sistema eléctrico, procesos legales y normativos			entendimiento con las CDE. Si se restringe a las empresas de gas la posibilidad de incentivar los equipos eléctricos en el futuro, es posible que no podamos alcanzar los objetivos de electrificación del calor a largo plazo
---	--	--	---

5.3.4.4. Alternativas sin gasoductos (Non-pipeline alternatives, NPA)

Descripción de las NPA

En los informes anteriores no se describieron las alternativas sin gasoducto (“NPA”). Este término, que aún no tiene una definición legal, describe ampliamente las iniciativas que pueden reducir, retrasar o eliminar la necesidad de infraestructuras de gasoductos. Sin embargo, a los efectos de este Segundo informe complementario, nos referimos a las solicitudes de mercado para las NPA tal y como se describen en nuestra propuesta conjunta.

Para ser más concretos, tal y como se describe en la propuesta conjunta, National Grid publicará de manera anual al menos una solicitud de propuesta (request-for-proposal, RFP) en busca de NPA no tradicionales y rentables para cubrir los picos de suministro, e identificará de manera anual al menos cinco segmentos de tuberías propensas a fugas en cada territorio de servicio de las que se puede desistir si todas las cargas de gas natural de los clientes se suplieran con NPA rentables que permitieran desistir de ese tramo de tubería. Para cada uno de estos tramos, la Compañía considerará las NPA que permitan desistir del tramo, o demostrarán de otro modo por qué no es posible desistir de él. Además, para las solicitudes de servicio de gas que impliquen una extensión de la red de más de 500 pies y que den servicio a cinco o más clientes, la Compañía realizará un análisis preliminar de la posibilidad de satisfacer las necesidades de los posibles clientes con una NPA sin gas. Si este análisis demuestra que es factible y beneficioso para los clientes desde el punto de vista de los costos y que permitiría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la Compañía se pondrá en contacto con esos clientes para presentarles alternativas. Si los clientes están dispuestos a considerar una alternativa al gas natural, la Compañía publicará RFP para contratistas y vendedores para la instalación de NPA sin gas. De manera más general, siempre que sea posible, National Grid hará de las evaluaciones de posibles NPA un elemento estándar antes de proceder a la construcción de infraestructuras de transporte y distribución de gas nuevas o de sustitución.

Las NPA pueden ofrecer reducciones de la demanda incremental, mayor eficiencia o menores costos, dependiendo de la aplicación específica. Lo más importante es que las NPA son independientes de la tecnología, de modo que se pueden proponer diversas soluciones (por ejemplo, almacenamiento de energía térmica, bombas de calor de aire y de tierra) si cumplen los requisitos operativos y los clientes afectados las aceptan.

National Grid no incluyó ninguna NPA en su solución original de la "Opción A". En el período intermedio, hemos avanzado lo suficiente en lo que respecta a un marco para solicitar, evaluar y aplicar las NPA que ahora incluimos como parte de la Solución de Infraestructura Distribuida.

Estado de las NPA

National Grid tiene la intención de completar el desarrollo de su marco de NPA este año. De manera paralela, estamos colaborando con el mercado (es decir, con los proveedores de soluciones de terceros) para comprender mejor qué soluciones pueden ofrecer en respuesta a futuras RFP de NPA. Esperamos presentar también este año nuestra primera RFP para una NPA en el sur del estado de Nueva York.

NPAs - Riesgos para la aplicación

Todavía no se sabe cuál será el impacto de estas NPA en la reducción de la demanda. Aunque terceras partes podrán ofrecer propuestas de soluciones, estas pueden representar tipos de soluciones de DSM similares a las que propone National Grid. Sin embargo, a medida que el mercado se familiarice con las solicitudes de NPA, es probable que mejore nuestra capacidad para desplegar NPA complementarias a cualquier programa previsto.

5.4. Resumen general de los riesgos de la implementación de la Solución de Infraestructura Distribuida

En la actualidad, el mayor riesgo para la implementación de la Solución de Infraestructura Distribuida son los riesgos de autorización y normatividad de los proyectos de infraestructura distribuida. A continuación, en lo que respecta a los programas de DSM, los mayores desafíos serán lograr cambios en el comportamiento y la adopción de los clientes debido a los niveles sin precedentes de estos programas, y a la naturaleza impredecible de la participación de los clientes.

6. Escenarios de contingencia y opciones adicionales

6.1. Escenarios de contingencia

Con el fin de comprender las implicaciones de un fracaso en la implementación oportuna y completa de los componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida, hemos analizado un conjunto de escenarios de contingencia que capturan los impactos de ciertos contratiempos potenciales para la Solución de Infraestructura Distribuida. Aunque no se trata de una lista exhaustiva, entre ellos figuran: el retraso o el rechazo de los permisos para el proyecto ExC; el retraso o el rechazo de los permisos para el proyecto de vaporización de GNL; una combinación de ambos contratiempos; o el fracaso de nuestros programas incrementales de DSM para cumplir plenamente sus objetivos de reducción de la demanda. Para cada uno de estos escenarios de contingencia, hemos cuantificado las brechas previstas entre oferta y demanda que surgirían sin la aplicación completa y oportuna de la Solución de Infraestructura Distribuida.

Estos escenarios de contingencia se describen en Tabla 6-1. En cada escenario, suponemos que todos los demás componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida se implementan completamente según el plan.

Tabla 6-1: Escenarios de contingencia

Escenario	Descripción	Posible retraso
Retraso del proyecto ExC	El proceso de concesión de permisos impone retrasos	En servicio 2025-26
Rechazo del proyecto ExC	Permisos rechazados por cualquier autoridad competente en materia de permisos	Indefinido

Retraso del proyecto de vaporización de GNL	El proceso de concesión de permisos impone retrasos	En servicio 2024-25
Rechazo del proyecto de vaporización de GNL	Permisos rechazados por cualquier autoridad competente en materia de permisos	Indefinido
Retraso de los proyectos ExC y GNL	El proceso de concesión de permisos impone retrasos	ExC: 2025-26; GNL: 2024-25
Rechazo de los proyectos de ExC y GNL	Permisos rechazados por cualquier autoridad competente en materia de permisos	Indefinido
80% de participación en el programa de DSM	Los programas se enfrentan a problemas de aplicación y sólo alcanzan el 80% de las reducciones de demanda previstas	No aplica

Figura 6-1 representa las brechas que podrían producirse en dichos escenarios por año para la Previsión de Demanda Base Ajustada (donde los números positivos indican una brecha).

Figura 6-1: Mapa de calor de las brechas del diseño por día por año según el escenario de sensibilidad de la demanda

Contingency Scenario	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
DI Sol'n in Full	-72	-105	-53	-88	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
ExC Delayed (LNG Vap on-time)	-72	-105	-53	-26	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
ExC Rejected (LNG Vap on-time)	-72	-105	-53	-26	6	35	61	45	40	38	52	42	45	45	58
LNG Vap Delayed (ExC on-time)	-72	-47	6	-88	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
LNG Vap Rejected (ExC on-time)	-72	-47	6	-29	2	32	57	41	36	35	49	39	41	41	54
ExC & LNG Vap Delayed	-72	-47	6	-26	-57	-27	-1	-18	-22	-24	-10	-20	-17	-18	-4
ExC & LNG Vap Rejected	-72	-47	6	33	65	94	120	104	99	97	111	101	104	104	117
80% of DI Sol'n DSM	-70	-98	-43	-75	-40	-7	24	14	16	21	41	38	47	53	72

El análisis de la brecha entre el suministro y la demanda que figura más arriba y en este informe compara la capacidad de gas disponible y la demanda del diseño por día a nivel agregado para todo el territorio de servicio de la Compañía. Sin embargo, cada año National Grid y Consolidated Edison realizan un amplio y detallado esfuerzo conjunto para llevar a cabo la modelización hidráulica de sus sistemas con el fin de reflejar los flujos de gas reales previstos en las condiciones de la Hora de Diseño.⁴⁴ Este análisis más detallado capta las limitaciones específicas de la capacidad de gas local. Incluso en los casos en los que no se encuentra ninguna brecha en el escenario de contingencia en el análisis de este Segundo Informe Suplementario, puede haber más limitaciones de capacidad local que la modelización hidráulica más detallada podría descubrir o las brechas del escenario de contingencia pueden no capturar completamente la magnitud de la limitación. Por lo tanto, aunque es útil para entender los riesgos y evaluar las opciones, el análisis de la brecha de la oferta y la demanda antes mencionado puede no contar toda la historia en términos de cómo un retroceso en la Solución de Infraestructura Distribuida crearía desafíos. Esto va más allá de las posibles limitaciones de capacidad de gas a nivel local. Incluso las brechas que parecen pequeñas apuntan a una serie de riesgos en cascada en cada escenario de contingencia, y el contexto completo es importante. Por ejemplo, en el escenario de contingencia en el que el Proyecto de Vaporización de GNL se retrasa, aparece una brecha en el escenario de contingencia en el invierno 2022/2023 y el riesgo. La superposición de contratiempos adicionales (por ejemplo, la incapacidad de ampliar la capacidad de gas natural comprimido (GNC) o los retrasos en el cumplimiento de los objetivos de reducción de la demanda de la DSM) agravaría esta brecha. Con la Solución de Infraestructura

Distribuida, los componentes incrementales de DSM tienen tiempo para escalar y seguir demostrando su eficacia, como la creación de un historial de programas de RD relativamente nuevos, antes de que sean esenciales para garantizar la fiabilidad. En cambio, con el retraso del proyecto de vaporización de GNL, el componente incremental de la DSM se ve obligado a desempeñar el rol de garantizar la fiabilidad años antes de lo previsto.

Teniendo en cuenta estas advertencias, el análisis demuestra en última instancia que si se rechaza o se retrasa el proyecto de vaporización de GNL, los déficits de suministro comienzan a aparecer en 2023-24, pero se resuelven en general a nivel agregado la temporada siguiente, cuando el proyecto ExC entra en servicio. Sin embargo, en el caso de que se rechace el proyecto de vaporización de GNL, las brechas persistentes comienzan de nuevo en 2025-26, lo que sugiere la necesidad de soluciones de contingencia. Del mismo modo, si se rechaza el proyecto ExC, hay brechas persistentes a partir de 2025-26. Por último, dado que la Solución de Infraestructura Distribuida depende en gran medida de la DSM incremental para equilibrar la oferta y la demanda, especialmente a partir de mediados de la década de 2020, un escenario en el que los programas de DSM incremental no alcancen sus objetivos conduce a la persistencia de brechas en el escenario de contingencia.

Dado que ya hemos experimentado retrasos en la obtención de permisos para nuestra Solución de Infraestructura Distribuida, la probabilidad de que uno o más de estos escenarios de contingencia ocurran es significativa. Para ello, National Grid ha examinado las alternativas disponibles para cubrir estas posibles brechas y ha actualizado la lista de opciones adicionales del informe complementario. Entre las opciones que consideramos, añadimos una nueva opción de infraestructura distribuida: "Micro GNL"

La compañía sigue buscando nuevas opciones, incluso a través de su solicitud de información (Request for Information, RFI) para las alternativas sin gasoducto (NPA) de la oferta, tal y como se describe con más detalle en la sección 6.2.3, pero solo incluye las opciones que están actualmente disponibles a efectos de este análisis.

6.2. Actualizaciones de las opciones adicionales

Comenzamos presentando una posible opción adicional de suministro de infraestructura distribuida para cerrar la brecha entre demanda y suministro, que llamamos la "Opción Micro GNL", en la que construimos un pequeño tanque estacionario de GNL que vaporiza el gas directamente en el sistema de distribución. Como en el informe original, cada opción de suministro se evalúa en función de múltiples factores. Para facilitar la comparación de esta nueva opción con las demás, esta se presenta en un formato coherente, excepto en lo que respecta a la seguridad. Dado que la seguridad pública es primordial en todo lo que hace la Compañía, National Grid confía en que cualquier opción que se adopte protegerá la seguridad del público y de sus empleados. Por lo tanto, ninguna de las opciones presentadas en este Segundo Informe Complementario no sería segura para el público y los empleados de la empresa. En consecuencia, nuestra descripción de la nueva opción abarcará lo siguiente:

- **Resumen:** descripción de la infraestructura que habría que construir o del programa que habría que aplicar
- **Tamaño:** capacidad en el diseño por día (MDth/día), volumen total/frecuencia de uso (a lo largo del año, o solo para satisfacer la demanda máxima), y calendario de disponibilidad de la capacidad (por ejemplo, si está disponible inmediatamente, o si hay una acumulación de capacidad a lo largo del tiempo).
- **Fiabilidad (certeza de satisfacer la demanda):** probabilidad de que la opción pueda cumplir con su capacidad proyectada, y los riesgos de que no lo haga.

- **Costo:** costo agregado para poner en línea la capacidad, y costos anuales con y sin tasa de descuento, que incluye los costos de la infraestructura y/o del programa y los ajustes para los costos de las materias primas.
- **Impacto medioambiental:** emisiones de gases de efecto invernadero (GEI); consideraciones sobre la calidad del aire; posible impacto de la construcción y el funcionamiento; riesgo medioambiental; y posible descarbonización (es decir, la capacidad de la opción para apoyar los objetivos de descarbonización de Nueva York).
- **Impacto en la comunidad:** impacto en el crecimiento y desarrollo de las empresas, y en la comodidad y elección de los clientes; cómo afectan a las comunidades componentes como la ubicación de las infraestructuras y la cantidad de camiones.
- **Permisos, políticas y requisitos normativos:** permisos que tendrán que ser aprobados, cambios políticos que podrían permitir la opción y obstáculos normativos que requerirían aprobaciones o cambios.
- **Requisitos para la implementación:** ubicación, contratación para la construcción/ejecución del programa, requisitos para realizar pedidos de equipos, etc.

Tras la descripción detallada de esta nueva opción, ofreceremos un resumen para facilitar la comparación con las opciones presentadas en el Informe Original y el Informe Complementario.

6.2.1. Opción de microtanque de GNL

Descripción

Al igual que una instalación de GNL de pico, esta opción proporciona apoyo en tiempo frío desde un tanque de GNL estacionario desde el que el gas se vaporiza directamente en el sistema de distribución; la instalación de micro GNL no incluiría ninguna capacidad de licuefacción y, por lo tanto, requeriría el transporte de GNL en camión directamente al sitio con el fin de rellenar la instalación. El tamaño de los tanques de Micro LNG entra dentro de los límites legales del código NYCRR 570, ya que el tamaño total de almacenamiento es inferior a 70.000 galones (~6.000 Dth); sin embargo, el funcionamiento continuo de un sitio de Micro LNG durante varias horas requeriría que los remolques de GNL completamente cargados estuvieran inmediatamente disponibles para rellenar los tanques de Micro LNG. En esta opción, el GNL proporcionaría apoyo en las horas pico bajo demanda que requeriría apoyo logístico para reabastecer la instalación a través de un servicio de transporte por carretera después de las primeras horas de funcionamiento.

Tamaño

La restricción de la capacidad de almacenamiento y las consideraciones operativas sobre el transporte en camión para llenar la instalación de Micro GNL limitarían al centro para proporcionar apoyo del pico, lo que significa que solo podría estar disponible para enviar gas durante las horas más frías de un día de invierno y con la coordinación avanzada para asegurar que el suministro de GNL está disponible en espera para el camión a la instalación de Micro GNL. Esto es diferente de los suministros que se entregan desde las instalaciones permanentes de GNL del estado de Nueva York, que pueden apoyar el sistema, según sea necesario. La instalación de Micro GNL podría soportar entre 1 y 2 MDth/hora siempre y cuando la empresa sea capaz de reponer el inventario de GNL mediante el suministro por camión. La capacidad total podría estar entre 15-18 MDth/día.

Fiabilidad

Al tratarse de un emplazamiento portátil sin capacidad de licuefacción, la única opción para seguir reponiendo y haciendo funcionar el emplazamiento de Micro GNL una vez agotado el inventario *in situ*, sería a través de actividades coordinadas de transporte por camión; la empresa tendría que organizar la compra y el transporte del inventario de GNL desde otro lugar para volver a entregarlo y consumirlo en el emplazamiento de Micro GNL. De acuerdo con una capacidad de remolque de GNL de 10,000 galones, la empresa necesitaría la disponibilidad de 21 remolques de GNL para un solo día pico. Dependiendo de la fuente de GNL para abastecer el centro de Micro GNL, es

probable que sea necesario disponer de varios días de suministro de GNL en previsión de periodos de frío prolongados.

National Grid tiene una gran experiencia en la explotación de instalaciones portátiles de almacenamiento de GNL a pequeña escala en sus otros territorios de servicio; sin embargo, esos emplazamientos pueden acceder a suministros incrementales de GNL para su transporte en las proximidades del punto de inyección y a lo largo de rutas de transporte ya aprobadas. Además, la actual restricción del límite de 70,000 galones para el almacenamiento *in situ* crea la preocupación de que pueda ser inviable reponer el inventario de GNL para duraciones sostenidas de tiempo frío. La compañía podría buscar la posibilidad de transportar por camión dentro del estado para mitigar la distancia recorrida; sin embargo, hacerlo disminuiría el inventario disponible en otras instalaciones de GNL de Downstate NY Peak.

Costo

El costo de una instalación de GNL que cumpla con la Parte 570 sería menor que las otras opciones de GNL. Según las primeras estimaciones, el costo de la inversión sería de aproximadamente 70 millones de dólares y requeriría unos costos continuos de mantenimiento, suministro y transporte de aproximadamente 5 millones de dólares al año.

Impacto medioambiental

Impacto ecológico: la construcción tendrá un impacto medioambiental moderado que incluye la disminución de la calidad del aire, la contaminación de las aguas pluviales y otras escorrentías, la alteración de los recursos naturales y los hábitats, el ruido y la generación de residuos. Una instalación de Micro GNL es una instalación más pequeña en comparación con una planta de GNL de pico y, por lo tanto, se espera que tenga un menor impacto ecológico durante la fase de construcción.

Una vez en funcionamiento, se producirían impactos moderados por el transporte de GNL necesario para rellenar los emplazamientos durante la temporada de invierno. Sin embargo, el plan logístico para rellenar los depósitos solo sería necesario en los días más fríos de la temporada de invierno.

Impacto climático: Las emisiones de GEI de una instalación de GNL que cumpla la parte 570 serían limitadas porque, como instalación de punta, el funcionamiento se limitaría estrictamente a los días de punta o a las necesidades operativas locales. Cuando esté operativa, esta opción tendría unas emisiones de GEI similares a las de las otras opciones de GNL y entre un 10 y un 15% superiores a las del gas natural estándar. En comparación con un Sitio de Transferencia de GNC, las emisiones serían menores debido al mayor volumen de camiones que serían necesarios para apoyar cada Sitio de Transferencia de GNC y sus emisiones de GEI asociadas.

Impacto comunitario

Al igual que en el caso de las otras instalaciones permanentes de GNL que se consideraron, la comunidad estaría muy preocupada, ya que una instalación permanente se ubicaría en una comunidad. Incluso cuando se ubican en zonas industriales, la resistencia de la comunidad es una característica común del proceso de ubicación.

Permisos, políticas y requisitos normativos

El proceso de autorización de esta instalación requerirá probablemente varios niveles de permisos. Al igual que la planta de Peak LNG (presentada en el informe original), esta instalación se construiría en Nueva York para clientes de Nueva York y, por tanto, caería bajo la jurisdicción del Estado. El proceso principal a nivel estatal se describe en los Códigos, Reglas y Regulaciones de Nueva York, 6, (New York Codes, Rules and Regulations, NYCRR), parte 570.2, y requeriría que la

empresa presente una solicitud completa bajo ese código al Departamento de Conservación Ambiental del Estado de Nueva York (New York State's Department of Environmental Conservation, NYS DEC). Además, National Grid tendría que solicitar la aprobación de cualquiera de ellos: (1) una aprobación de la ruta de transporte intraestatal del Departamento de Transporte del Estado de Nueva York, tal y como se indica en el 6 NYCRR Parte 570.4; o (2) la aprobación del FDNY para permitir el transporte de GNL a través de la ciudad de Nueva York en rutas interestatales.

Requisitos para la implementación

Para que esta opción tenga éxito, sería necesario contar con un plan de transporte y logística totalmente analizado para apoyar las necesidades de reabastecimiento de este centro. Las actuales restricciones al transporte intraestatal de GNL y/o al paso por la ciudad de Nueva York suponen una amenaza para la capacidad de cualquier instalación de GNL a pequeña escala de soportar de forma fiable las operaciones del sistema en un día frío de invierno.

Resumen

La Tabla 6-2 resume la evaluación de la opción del microtanque de GNL como medio para cerrar la brecha entre la demanda de gas natural proyectada en Downstate NY y la oferta disponible.

Tabla 6-2: Evaluación de Micro GNL

Área de evaluación	Evaluación	Justificación/Descripción
Resumen	N/A	Un pequeño (menos de 70.000 galones) tanque estacionario de GNL que se vaporiza directamente en el sistema de distribución.
Tamaño	18 MDth/día	Diseñado para satisfacer los periodos de máxima demanda
Fiabilidad	●	Históricamente, el GNL de punta es una opción muy fiable, y National Grid tiene una amplia experiencia en este ámbito. Sin embargo, en Nueva York existen desafíos específicos para el transporte de GNL por camión para su recarga.
Costo	●	Las primeras estimaciones indican que el costo de la inversión es de unos 70 millones de dólares; los costos de mantenimiento y transporte, de unos 5 millones de dólares al año.
Impacto medioambiental	●	El impacto ecológico a corto plazo de la instalación será moderado durante la construcción. El impacto de las emisiones sería bajo debido al uso intermitente de los picos.
Impacto comunitario	◐	Preocupación sustancial de las partes interesadas por el impacto en la comunidad
Permisos, políticas y requisitos normativos	◐	Requiere aprobaciones estatales/locales; los permisos incluirían NY PSC; NY SEQRA; NYC DOB y FDNY.
Requisitos para la implementación	●	Si se aprueba, el plazo total es de 4 a 6 años.

● = muy atractivo; ● = atractivo; ◐ = neutral; ◐ = poco atractivo; ◐ = muy poco atractivo

6.2.2. Actualización de las hipótesis sobre las diferentes opciones de infraestructura distribuida

Como punto de partida, aunque todas las opciones adicionales descritas en el informe original y en el informe complementario siguen teniendo potencial, la empresa ha optado por centrarse en sus opciones de infraestructuras distribuidas y de infraestructuras no relacionadas con el gas para cerrar la brecha, en lugar de en cualquier opción de grandes infraestructuras, debido a la escasa probabilidad de que se autorice un nuevo proyecto de grandes infraestructuras, como ejemplifica el

rechazo de los permisos para la solución de grandes infraestructuras de la empresa del informe complementario.

A continuación se describen las actualizaciones de las opciones de infraestructuras distribuidas del informe complementario. No hay actualizaciones de la opción Peak LNG con respecto al informe original o al informe complementario; sin embargo, hemos actualizado algunos de los aspectos de coste y tamaño de las otras opciones:

Bucle de la línea de transmisión de Clove Lakes

El proyecto Clove Lakes se presentó en el informe original para solucionar una restricción en el sistema de National Grid y aumentar la capacidad de la empresa para recibir más gas en Staten Island desde una compuerta existente. Este gas adicional se utilizaría para dar servicio a los clientes de Staten Island, Brooklyn y Queens. Cualquier beneficio para satisfacer las necesidades de KEDLI en las horas pico se limitaría al desplazamiento de gas que, de otro modo, viajaría de KEDLI a KEDNY para satisfacer las demandas del sistema de KEDNY. La posibilidad de que el proyecto Clove Lakes solucione la limitación de capacidad de gas de la empresa depende de que esta pueda contratar capacidad adicional en el gasoducto Tetco una vez que tenga la posibilidad de trasladar el incremento de suministro de gas a través de Staten Island mediante la nueva capacidad de la red de gas que proporciona el proyecto Clove Lakes. Aunque la empresa entiende que actualmente hay capacidad disponible en TETCO, no hay garantía de que siga estando disponible.

Barcazas de GNL

Como se describe en el informe original, la opción de la barcaza de GNL incluiría la compra y construcción de una (o más) barcaza(s) especializadas en GNL. Cuando el equipo de vaporización está integrado en el diseño, se denominan "barcazas flotantes de almacenamiento y regasificación" ("FSRB"). Las FSRB se clasifican a su vez en barcazas de remolque, en las que un remolcador remolca el buque, o en unidades articuladas de remolque/barcaza ("ATB"), en las que el remolcador se conecta con piñones a una muesca en la popa de la FSRB. Hay algunas posibles ubicaciones para colocar estas barcazas en las que una combinación de acceso al agua, capacidad del muelle y toma del sistema de gas son favorables.

La utilización de un FSRB es un concepto relativamente nuevo en los sistemas locales de distribución de gas de las empresas de servicios públicos; sin embargo, hemos sabido que se están desarrollando rápidamente capacidades muy similares en toda la industria marítima -tanto en el país como en el extranjero- a medida que los buques realizan la transición al GNL como fuente de combustible. Recientemente se han puesto en servicio dos barcazas que cumplen con la Ley Jones para apoyar el abastecimiento de GNL y hay varias más en desarrollo que se pondrán en marcha en los próximos años. Existe una tendencia similar en el extranjero, con múltiples buques de GNL a pequeña escala en funcionamiento en todo el mundo que apoyan tanto el abastecimiento de combustible como la infraestructura de generación de energía a distancia. Con pequeñas modificaciones, estas barcazas podrían adaptarse para soportar un uso de almacenamiento flotante y regasificación para transferir suministros directamente al sistema de distribución de National Grid. De hecho, National Grid publicó recientemente una solicitud de información específica para su empresa de gas de Rhode Island sobre las opciones de FSRB y confirmó el interés y la capacidad del mercado para ofrecer dicha solución. En el caso del estado de Nueva York, se están considerando tres tipos de posibles fuentes de GNL en EE. UU.: 1) terminales de la costa este de EE. UU. o Canadá, como Cove Point (MD) y Elba Island (GA); 2) desde un buque cisterna de GNL que pasa por el mar; o 3) por camión de GNL. Además, como alternativa emergente, se están proponiendo nuevas terminales de GNL por ferrocarril en la región de NJ/PA.

La empresa evaluó originalmente que el coste total del despliegue de un sistema de barcazas era de unos 210 millones de dólares.

Tras un análisis adicional, calculamos que el costo total del despliegue de un sistema de barcazas es de unos 275 millones de dólares. Esta estimación incluye los siguientes costos: una barcaza construida en Estados Unidos (100 millones de dólares), el amarre (25 millones de dólares), el costo aproximado de las instalaciones de interconexión y la construcción del muelle (entre 100 y 150 millones de dólares, según el centro), y las mejoras del actual sistema de gas en tierra (10 millones de dólares). La selección de las especificaciones finales, incluido el lugar y el tamaño/capacidad de la barcaza, permitiría ajustar más los costos. Actualmente estamos estudiando la viabilidad de varios centros. En el caso de dos barcazas, el coste total será probablemente de unos 560 millones de dólares si ambas barcazas se alimentan en el mismo puerto (sólo habría un coste para las mejoras de las tuberías en tierra).

La Compañía también ha actualizado los posibles requisitos de los permisos para incluir a la FERC, el NMFS y la NEPA junto con las agencias de permisos que figuran en el informe original. Por esta y otras razones, la empresa también ha ampliado el plazo de entrega de esta opción de 5-6 años a 5-8 años.

Capacidad de pico estacional y de cogeneración del oleoducto

Como se ha indicado anteriormente en este Segundo informe complementario, hay dos factores principales que impulsan la capacidad de la Compañía para contratar suministros máximos en la puerta de la ciudad: 1) la cantidad y la ubicación que está disponible en el mercado; y 2) las limitaciones operativas de National Grid: su capacidad para utilizar lo que está disponible. Como se trata de contratos a corto plazo, la cantidad y la ubicación pueden cambiar de un año a otro y hay un límite finito en cada gasoducto interestatal. Cuando se emiten nuevas previsiones de necesidades, hay que revisar y modelar la capacidad operativa y las limitaciones para determinar cuál de estos suministros puede servir mejor a esas necesidades.

La Compañía identificó previamente que la cantidad máxima de estos suministros (incluyendo la capacidad actualmente asegurada de las instalaciones de cogeneración) que se podía obtener era de 365 MDth/día. Los 252 MDth de capacidad del gasoducto adjudicados en contratos a largo plazo a través de la RFP de junio de 2020 (descrita anteriormente) redujeron la cantidad de capacidad disponible en el mercado que, de otro modo, se ofrecería en forma de contratos de pico de ciudad a corto plazo. Por lo tanto, para este segundo informe complementario, el volumen máximo que se supone, como parte de la solución de infraestructura distribuida, que proviene de la combinación de la capacidad de pico de la puerta de la ciudad y la cogeneración se ha ajustado a 123 MDth/día en total.

En lo que respecta a la cantidad de 123 MDth/día, National Grid se esforzará por volver a contratar estos volúmenes a medida que expiren estos acuerdos en caso de que las previsiones de necesidades y las necesidades del sistema sigan respaldando la necesidad de volúmenes adicionales en años posteriores. Como se ha señalado anteriormente, la capacidad de hacerlo no está garantizada.

Producción, transporte y distribución de GNR

El GNR es un combustible gaseoso derivado de fuentes biogénicas u otras fuentes renovables que tiene menores emisiones de GEI en su ciclo de vida que el gas natural geológico ciclo de vida que el gas natural geológico. La producción de gas renovable para aumentar el suministro implica la

construcción de plantas de producción de GNR o la contratación de la producción de plantas de terceros.

En la actualidad, hay más de 85 proyectos de GNR en funcionamiento para su inyección en gasoductos en todo EE.UU. Todos los proyectos de GNR existentes utilizan biomasa como materia prima; las fuentes de biomasa incluyen: vertederos, plantas de tratamiento de aguas residuales, residuos alimentarios y estiércol de ganado. El programa Renewable Fuel Standard de la EPA ha sido un motor crítico de crecimiento significativo en los últimos años, proporcionando apoyo político para reducir las emisiones del sector del transporte.

Sólo el suministro de GNR que se obtiene dentro de nuestro territorio de servicio en la parte inferior de la capacidad de gas puede mitigar la brecha entre la oferta y la demanda que se aborda en este informe. Aunque el GNR procedente de fuera de nuestro territorio de servicio es una oportunidad atractiva para descarbonizar nuestro suministro de gas de forma más amplia para ayudar a conseguir el Net Zero, dicho GNR desplaza el gas natural geológico que de otro modo fluiría a través de la limitada capacidad de los gasoductos interestatales que sirven a nuestro sistema de gas, y por lo tanto no contribuye al suministro incremental.

Desde la publicación inicial del informe de Downstate NY, el contrato de suministro de GNR de National Grid procedente de una planta de Staten Island fue rescindido por el proveedor, lo que supuso una disminución de aproximadamente 1 MDth/día en la producción de GNR de Staten Island fue rescatado por el proveedor, lo que supuso una disminución de aproximadamente 1 MDth/día en la producción de GNR. La construcción sigue en marcha para permitir la conexión de una planta esperada de 0,75 MDth/día en Newtown Creek con la puesta en marcha de la instalación de Newtown Creek ahora se espera que ocurra en 2021/2022. Esto ya se ha incluido en nuestra descripción de la oferta disponible.

National Grid sigue revisando las solicitudes de los promotores que tienen proyectos de GNR en los que están interesados en conectarse a nuestro sistema de gas natural. Desde la publicación del informe original, la empresa no ha recibido ningún compromiso firme adicional de suministro de GNR por parte de los promotores de proyectos. National Grid cree que sigue existiendo la oportunidad de expandir el GNR en el estado de Nueva York, que puede beneficiarse de políticas y programas de apoyo.

National Grid apoya el desarrollo de políticas que incentiven el uso del GNR a nivel estatal y federal para descarbonizar la red de gas y las políticas que incentiven el uso del GNR como fuente de calor renovable.

Para aumentar materialmente el GNR en el sistema de distribución de gas, se requiere un esfuerzo significativo por parte de todos los de los gobiernos de nuestros territorios de servicio y la creación de capacidades internas en National Grid (por ejemplo, investigación, diseño, ingeniería, etc.) de los gobiernos de nuestros territorios de servicio y la creación de capacidades internas en National Grid (por ejemplo, investigación y diseño, ingeniería, etc.). National Grid sigue comprometida y entusiasmada por aprovechar la oportunidad de ampliar el uso del GNR para avanzar en el objetivo Net Zero.

6.2.3. Actualización de las hipótesis sobre las opciones de infraestructuras sin gas

Como se describe en la sección 5, la parte de la solución de infraestructura distribuida relativa a la gestión de la demanda ("DSM") consta de cuatro elementos principales: EE, DR, Electrificación Incremental del Calor y Alternativas sin Tuberías (NPA). La adición de programas DSM adicionales más allá de lo previsto para la Solución de Infraestructura Distribuida se centraría principalmente en

la RD y en la Electrificación Incremental del Calor, como se describe más detalladamente a continuación.

Opciones de eficiencia energética

Aunque los programas de climatización y eficiencia y conservación de energía (Energy Efficiency and Conservation, EEC) de National Grid serán componentes fundamentales para ayudar a reducir la brecha de suministro de gas durante los próximos cinco años, National Grid reconoce que incluso nuestros programas NE:NY y de climatización incremental no serán adecuados para abordar la creciente brecha en un escenario de contingencia o a largo plazo. Por ello, National Grid está desarrollando actualmente programas adicionales para ampliar el portafolio en los próximos años. Estos programas incluyen:

- Ampliación de las conexiones de eficiencia energética, modificando nuestras tarifas para que sean obligatorias:
 - Las conexiones de gas de nueva construcción deben cumplir requisitos de EE más estrictos antes de la conexión (es decir, equipos de gas de alta eficiencia, controles y climatización)
 - Preparación de la respuesta a la demanda antes de conectarse a nuestros sistemas de gas. Oportunidad de dirigirse a los clientes que están en proceso de conexión al gas natural para que participen en los programas de DR existentes, proporcionando ahorros en las horas pico.
- Expansión a clientes comerciales
 - Los grandes clientes comerciales e industriales (Commercial & Industrial, C&I) cuentan con una disposición en la tarifa existente que exige la realización de una auditoría energética para obtener una tarifa incentivada que podría ampliarse
- Considerar nuevos modelos de negocio, como un modelo de pago por rendimiento y un modelo de Estructura de Transacción de Eficiencia Energética Medida (MEETS), que podría conducir a una adopción acelerada o a una adopción de menor coste de las medidas de eficiencia energética.
- Colaboración continua con las empresas de servicios públicos del Estado de Nueva York y defensa de los cambios que mitiguen las barreras a la climatización, como por ejemplo
 - Colaboración y reparto de recursos
 - Maximización de cualquier financiación gubernamental potencial que pueda estar disponible en el tiempo
 - Alianzas entre socios comerciales, asociaciones públicas y privadas
 - Programas creativos orientados a incentivar a los administradores o propietarios de inmuebles
 - Oferta de incentivos de medidas de salud y seguridad que apoyen la eliminación de esas barreras
 - Agilizar o reducir el plazo del proyecto y el coste de la instalación cuando sea posible
 - Formación y desarrollo de la mano de obra
- Estudiar nuevas tecnologías y estrategias, como la conversión de aguas residuales en calefacción urbana, que se está probando en otras ciudades del país, o las bombas de calor a gas, que tienen una eficiencia superior a la de todos los demás equipos de calefacción a gas.
- Mayor colaboración con la NYSERDA
 - Colaborar con los programas existentes de la NYSERDA e identificar las oportunidades de compartir recursos para dirigirse a un mayor número de clientes y conseguir un mayor ahorro

- Mayores exámenes de tecnología para realizar estudios de prefactibilidad, pequeños proyectos de demostración/piloto y/o pruebas de laboratorio para evaluar la disponibilidad y aplicabilidad de tecnologías nuevas e innovadoras como:
 - Reformas energéticas profundas en los edificios de los clientes del DNY con tarifa de mercado
 - Medidas innovadoras para el cerramiento del edificio
 - Estrategias de control avanzadas
 - Pruebas de laboratorio de bombas de calor a gas y desarrollo de normas de calificación
 - Proyectos piloto de tecnología de captura de carbono
 - Oferta de edificios históricos
 - Tecnologías eólicas y térmicas

Sin embargo, actualmente no podemos cuantificar el beneficio adicional que estos programas incipientes pueden proporcionar en la reducción de la demanda, por lo que la Compañía no puede incluir explícitamente estos programas como parte de un plan de contingencia en este momento. En cambio, a los efectos de este Segundo Informe Complementario, donde se modelan programas incrementales del lado de la demanda para abordar las brechas del escenario de contingencia, esos programas cubren la respuesta a la demanda y la electrificación del calor.

Opciones de respuesta a la demanda

Además de nuestra cartera de programas de respuesta a la demanda firme descritos en la sección 3, la empresa está desarrollando un cuarto programa ("Programa 4") centrado en la RD de comportamiento residencial y de pequeñas empresas ("PYMES") que no se mencionaba en el informe original. Se trata de enviar mensajes a los clientes para notificarles que se prevé un clima frío, pedirles que conserven la energía y darles algunas sugerencias sobre cómo hacerlo. Este programa también tendría una opción para que los clientes hagan clic en un enlace que indique que se comprometen a reducir su consumo de energía. De los casi 490,000 clientes con los que se contactó durante el invierno 20/21, 2.894 (0.5%) se comprometieron a realizar una reducción. Es difícil saber si este programa produce o no una reducción del consumo o si simplemente proporciona un punto de contacto para los clientes. Hasta que no podamos comprobar que se produce una reducción fiable del uso, no está claro que se pueda confiar en este programa para crear una reducción de la demanda. Por ello, la empresa sigue estudiando este programa.

Más allá del Programa 4 descrito anteriormente, es probable que haya un límite natural a la cantidad de reducción de la demanda que pueden producir los clientes firmes que participan en los programas de respuesta a la demanda. La mayoría de las necesidades energéticas de los clientes firmes no son flexibles, ya sea por cuestiones de salud y seguridad (por ejemplo, mantener una temperatura segura durante el invierno) o porque han adaptado sus operaciones a la disponibilidad de energía en todo momento. Esto difiere de los clientes no firmes que han instalado un sistema de combustible de reserva específicamente con el fin de crear flexibilidad en su necesidad de gas, incluso si su necesidad de energía no es flexible. Muchos de los clientes que han optado por participar en programas de DR firme han sido clientes que disponen de flexibilidad, ya sea por la naturaleza específica de sus operaciones (por ejemplo, generación de energía opcional) o porque disponen de un sistema de combustible de reserva. Esta población de clientes es finita. Una vez que se haya saturado, la empresa tendrá que estudiar cómo seguir creando la reducción de la demanda de otros clientes que tienen menos flexibilidad.

Hay dos vías principales para hacerlo. La primera consiste en lograr reducciones haciendo que un gran número de clientes produzcan pequeñas reducciones en sus necesidades energéticas individuales. Este es el enfoque que adoptaría el programa BYOT que ya forma parte de la Solución de Infraestructura Distribuida. La segunda vía es aumentar el número de clientes para los que la

flexibilidad en sus necesidades energéticas es viable y valiosa. Esto podría hacerse aumentando las tasas de incentivos para los programas de DR, lo que potencialmente justificaría la interrupción de los procesos o algún nivel de incomodidad por parte de los participantes, o aumentando el número de clientes que tienen una fuente de combustible alternativa que podría reducir su demanda de gas durante los períodos pico.⁴⁴ Esto puede ser el resultado de aumentar las tasas de incentivos a la RD o de proporcionar un nivel de certeza con respecto al futuro del programa para que los clientes sientan que pueden invertir en este equipo y tener una vía viable para la recuperación de costes. Además, la empresa podría adquirir equipos de combustible alternativo para instalarlos en las instalaciones de los clientes, entendiendo que éstos participarían en alguna forma de respuesta a la demanda durante un periodo de tiempo. Esta opción debe evaluarse directamente frente al costo de la compra de equipos para el cliente que podrían utilizarse durante todo el año en lugar de simplemente durante los periodos pico. Este análisis tendría que incluir el coste de la energía experimentado por el cliente, así como cualquier otro factor (por ejemplo, factores de prueba de costes sociales) que repercutiera en la economía de dicha inversión.

La empresa también está estudiando nuevas formas no solo de animar a los actuales clientes no fijos a permanecer en su tarifa, sino de animar de manera significativa a otros clientes a cambiar a tarifas no fijas. Como se describe en el apartado 5, los clientes no firmes son importantes para ayudar a la empresa a satisfacer la demanda del diseño por día.

En su reciente solicitud de tarifas, la empresa propuso una modificación de las mismas que, para los clientes más grandes, puede suponer un importante incentivo para permanecer en la tarifa. Sin embargo, para los clientes más pequeños, los incentivos pueden no suponer un descuento suficiente. Esto se debe a que los clientes con menores necesidades de consumo anual experimentarán un menor descuento en términos absolutos. Teniendo en cuenta el coste del fueloil, el riesgo de sanciones y las dificultades para mantener un sistema de combustible de reserva, puede que no merezca la pena para los clientes más pequeños seguir con la tarifa. Los pequeños clientes representan un riesgo menor para la planificación del diseño por día, pero aun así podrían sumar varios MDth en conjunto. Además, es menos probable que conserven su sistema de combustible de reserva, lo que significa que les resultaría más difícil producir reducciones significativas en los programas firmes de RD.

La empresa ha estudiado varias formas de incentivar aún más a estos clientes, aunque no debe tomarse ninguna medida hasta que se conozca el impacto de las nuevas tarifas si son aprobadas por la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York. Las posibles estructuras de incentivos adicionales incluyen un pago fijo en efectivo por cada año en la tarifa (posiblemente por las reducciones de Dth incrementales en relación con los programas de DR existentes o posiblemente por el valor que habrían ganado en el propio programa de DR) o un pago fijo en efectivo para los clientes que soliciten cambiar a firme para permanecer en las tarifas no firmes. Cualquiera de estas estructuras también podría ajustarse para basarse en el uso del Día del Diseño del cliente. En cualquier caso, cualquier incentivo se debe considerar y aplicar cuidadosamente para evitar la falta de equidad y garantizar que promueve el resultado deseado.

La empresa está analizando activamente todas estas opciones, con el objetivo de identificar la combinación de programas que produzca la reducción necesaria y fiable de la demanda horaria y

⁴⁴ Una innovación adicional en la cartera de RD que la Compañía ha estado revisando es el desarrollo de una nueva tarifa que reflejaría los criterios de RD existentes para permitir la implementación de Gas Natural Comprimido (GNC) portátil a pequeña escala para complementar los suministros de la tubería detrás del contador. National Grid está investigando actualmente la viabilidad de esta idea del lado de la demanda, incluyendo qué tipo de estructura de tarifas podría incentivar adecuadamente a los clientes a buscar el GNC como "combustible alternativo", cuáles podrían ser las condiciones del mercado y qué requisitos operativos y de divulgación serían necesarios para garantizar la seguridad. Aunque no está lo suficientemente maduro para este informe, este GNC "detrás del contador" es una solución potencial para el futuro.

diaria a un coste razonable en relación con las alternativas. Además, la empresa está investigando si podría modificar su tarifa para obligar a la preparación de la RD y a la participación en programas de RD antes de conectar a nuevos clientes.

Sin embargo, al igual que en el caso de las opciones de EE anteriores, no está claro en esta fase qué beneficio adicional puede aportar cualquiera de estos programas en la reducción de la demanda, ni cuáles serían los costes potenciales, por lo que la empresa no puede incluir estos programas como parte de su Solución de Infraestructura Distribuida.

Opciones de electrificación del calor incremental

Como se describe en la sección 5, National Grid está explorando activamente posibles ideas piloto con las EDC para probar elementos del programa como los niveles de incentivos necesarios para que la electrificación de la calefacción sea rentable para los clientes de gas en diferentes clases, incluidos edificios residenciales, multifamiliares grandes y comerciales. Los esfuerzos tendrían que ampliarse e incluir un proceso de descubrimiento de algunos o todos los elementos siguientes:

- Proveer más programas de educación, divulgación y compromiso de los clientes
- Trabajar con las EDC, la PSC de Nueva York, la NYSERDA y la NYPA (Autoridad Eléctrica de Nueva York) para ampliar los programas de conversión acelerada de clientes residenciales de petróleo a bombas de calor eléctricas
- Identificación de otros obstáculos a la electrificación térmica y desarrollo de soluciones para mitigarlos
- Ampliar el programa de referencia de prospectos y cuantificar de su éxito
- Profundizar en las importantes barreras asociadas al mercado multifamiliar
- Proporcionar un incentivo adicional a los programas de la EDC a cambio de la desconexión o restricción de la calefacción de gas. Puede requerir el desmantelamiento.
- Proporcionar un incentivo adicional a los programas de las EDC a cambio de sistemas híbridos de control avanzado y de la participación de la DR.
- Proporcionar un incentivo adicional a los programas de la EDC para los calentadores de agua residenciales con bomba de calor (heat pump water heaters, HPWH). Requiere controles avanzados.
- Incentivar las cocinas y secadoras residenciales totalmente eléctricas.
- Estudiar tecnologías pertinentes para su consideración en el DNY como:
 - *Sistemas de volumen de refrigerante variable (VRF)*
 - *Bombas de calor agua-agua*
 - *Bombas de calor aire-agua*
 - *Contadores inteligentes de gas*
 - *Sistemas de control avanzados*
 - *Calentadores de agua con bomba de calor*
- Crear microdistritos geotérmicos, como los descritos en el informe original
- Nuevos modelos de negocio
- Apoyar e investigar nuevas tecnologías, como las placas de inducción eléctrica de alta eficiencia.

Más allá del proceso de descubrimiento, un plan de contingencia con un programa acelerado de electrificación térmica incremental requeriría un desarrollo y una aplicación racionalizados. En el contexto de una opción de infraestructura sin gas, se necesitaría una cantidad sin precedentes de electrificación del calor por encima de los objetivos ya agresivos de la Solución de Infraestructura Distribuida: al menos seis veces más instalaciones en los próximos 5 años en comparación con lo previsto en la Electrificación de Base. Todas las advertencias, retos y riesgos descritos en la sección 5 son aún más difíciles de superar en este escenario, y sin el beneficio de programas piloto, encuestas y estudios adecuados para establecer los medios.

Para reiterar algunos picos, el sistema energético de la ciudad de Nueva York es muy complejo, impulsado por las fuerzas del mercado, la normativa, el tiempo, el clima y muchos otros factores. El capital, la mano de obra y la tecnología deben estar disponibles a un ritmo acelerado y a una escala sin precedentes. Una parte importante de nuestra base de clientes tendría que modificar su comportamiento para alinearse con los esfuerzos de electrificación del calor. Los procesos de obtención de permisos de construcción y la escala de la mano de obra son factores que dictarían el ritmo de viabilidad de la electrificación térmica. Una vía para cada mercado (industrial, comercial, multifamiliar, residencial, etc.) debe ser factible y estar disponible para acomodar los objetivos anticipados de un programa de electrificación térmica acelerada.

Esto requeriría una cantidad significativa de fondos, recursos y coordinación dentro de un proceso racionalizado para lograrlo. Los principales aspectos que hay que tener en cuenta son la escala, los plazos y los costos necesarios para lograr un cambio tan extraordinario en el mercado de la construcción del estado de Nueva York. Esta agresiva ampliación de los objetivos de electrificación térmica requeriría políticas e incentivos para impulsar a la mayor parte de la base de clientes hacia la realización de estos proyectos. Es posible que sea necesario construir infraestructuras de generación y transmisión/distribución de energía eléctrica para satisfacer el aumento de la demanda eléctrica.

El cuadro 6-3 resume los principales riesgos de la aceleración de la electrificación térmica.

Tabla 6-3: Riesgos de la electrificación acelerada del calor

Riesgos	Probabilidad	Impacto	Descripción
Recursos y potencial del mercado	ALTA	ALTO	Puede que no haya suficientes recursos en el mercado (contratistas, proveedores) para ejecutar el número de proyectos requerido en el plazo necesario. Puede que no haya suficiente potencial de mercado ni capacidad para alcanzar niveles acelerados de adopción.
Propuesta de valor para el cliente y adopción	ALTA	ALTO	La electrificación del calor tendría que ser, al menos, económica para los clientes, especialmente para los clientes con IMC. Es posible que los clientes no opten por electrificar su calefacción a no ser que lo exija el Estado o el gobierno, debido a la falta de familiaridad con la tecnología, el bajo coste del gas, el alto coste de la electricidad y la preocupación por la fiabilidad percibida de las bombas de calor de clima frío.
Costos y financiación	ALTA	ALTO	Esta electrificación incremental del calor requiere mayores incentivos que tendrían que ser aprobados por los reguladores y aplicados rápidamente. Los costes de la electrificación térmica incremental crecerían hasta ser más altos que todos los demás programas de EE y los programas de EE incremental. Además, los programas de IML que se alinean con esta aceleración de la electrificación del calor costarán aún más que un programa de electrificación del calor a precio de mercado. Habría que eliminar todas las barreras y construir vías de acceso racionalizadas, lo que costaría unas tres veces más.
Retrasos en la ejecución del memorándum de entendimiento (Memorandum	ALTA	ALTO	La aceleración de la electrificación térmica incremental requeriría un proceso de memorando de entendimiento racionalizado con las EDC. Actualmente no tenemos una planificación coordinada en ese grado. Esto tendría que construirse rápidamente e incluir la coordinación entre múltiples grupos dentro de ambas empresas de

of Understanding , MOU), limitaciones del sistema eléctrico, procesos legales y normativos			servicios públicos, tales como: equipos de previsión de carga, legal, desarrollo de programas, implementación de programas, etc. Cualquier programa tendría que diseñarse y aplicarse en estrecha coordinación con los CDE. Hemos iniciado conversaciones con las CDE sobre posibles proyectos piloto de electrificación del calor. Sin embargo, tendríamos que alinearnos con la visión de inmediato si se nos pide que sigamos con la electrificación térmica acelerada en cuanto se necesite este plan de contingencia.
Plazo de presentación de la gestión de la demanda	ALTA	ALTO	Actualmente tenemos estimaciones para los escenarios de electrificación del calor incremental en términos de diseño de programas, adopción de clientes, incentivos y costes. El desarrollo real del programa requeriría un análisis a nivel de presentación reglamentaria que va más allá de lo que actualmente tiene la empresa. En particular, sería necesario profundizar en el nivel de incentivos necesario para acelerar la adopción del mercado, tal y como se requiere para hacer frente a las limitaciones de la capacidad de gas.
Cumplimiento de las métricas de capacidad	ALTA	ALTO	Una vez que la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York aprueba un programa incremental de DSM, el rendimiento del programa pasa a formar parte de las nuevas métricas de capacidad propuestas como parte del acuerdo pendiente de la Compañía en el caso de las tarifas. Estos parámetros de capacidad deben cumplirse para alcanzar la recuperación total de los costes de los proyectos de la Solución de Infraestructura Distribuida. Por lo tanto, se necesita un MDS incremental bien diseñado y eficaz para apoyar los otros componentes de la solución de infraestructura distribuida.
Fiabilidad	ALTA	ALTO	Los modelos de predicción deben incluir eventos como olas de frío y de calor específicos del diseño de la red local. La comparación y la revisión detallada de las previsiones de electricidad y gas de forma dinámica para ejecutar escenarios de actividades de equilibrio relacionadas con este nivel de electrificación del calor serían necesarias para garantizar la fiabilidad.

Alternativas sin gasoductos (NPA)

No está claro en este momento qué NPA podrían existir que sean incrementales a los planes estipulados por la Compañía. Muchas de las empresas que podrían proporcionar soluciones de ANP de las que tenemos conocimiento ofrecen servicios de agregación de EE o RD, lo que puede representar y solapar programas que ya hemos planificado. Por lo tanto, esto no nos ayudaría a cerrar ninguna brecha más allá de los programas que ya hemos incluido. Es posible que se produzcan ahorros de costos, mejoras en la fiabilidad y/o una mayor adopción por parte de los clientes o nuevas poblaciones de clientes que puedan conseguirse a través de un tercero que proporcione una solución en comparación con la Compañía, pero esto aún no se conoce y probablemente variará en función de la solución y las circunstancias específicas.

6.2.4. National Grid se esfuerza por dar rienda suelta a las ideas innovadoras

Más allá de las opciones descritas anteriormente, la empresa ha buscado en el mercado nuevas innovaciones para apoyar sus limitaciones de suministro, pero como estas innovaciones están todavía en las primeras fases de desarrollo, tienen un potencial limitado o están todavía en la fase de solicitud de información ("RFI"), no se consideran listas para ser incluidas como opciones adicionales a efectos de este Segundo Informe Complementario. Éstas incluyen:

Solicitud de información - Propuestas innovadoras de suministro

Para satisfacer una parte de la demanda diaria máxima de consumo de gas natural, la empresa ha publicado recientemente un RFI con el fin de identificar e incorporar alternativas a la construcción de capacidad de gasoductos interestatales. National Grid aprecia que la utilización de ciertas tecnologías emergentes y recursos de oferta capaces de complementar el suministro de gas natural a la región aún no se ha llevado a cabo en los Estados Unidos o por empresas de distribución local con una situación similar. Como parte de la convocatoria y en un esfuerzo por satisfacer sus necesidades de suministro en la región, la Compañía considerará no solo aquellas propuestas que impliquen la expansión de sus actuales huellas de GNR, GNC y GNL, sino también otras propuestas innovadoras de suministro que no estén actualmente incluidas en la cartera de la Compañía.

La empresa está evaluando y considerando todas las ofertas que demuestren con éxito la capacidad de reducir la dependencia de la Compañía de los proyectos de gasoductos en la región ya en la temporada de calefacción que comienza el 1 de noviembre de 2022. Con base en la escalabilidad conocida de estos tipos de proyectos, la Compañía no prevé que una sola propuesta pueda satisfacer todas las necesidades de sus clientes, ni que todas las propuestas puedan estar disponibles para comenzar el servicio en las siguientes temporadas de calefacción, y por lo tanto prevé la búsqueda de múltiples propuestas capaces de ofrecer un rango de volumen de proyectos que puedan ser introducidos gradualmente a lo largo de varias temporadas de calefacción. Se llevará a cabo una licitación independiente para evaluar las propuestas de reducción de la demanda.

Solicitudes de propuestas - Propuestas innovadoras del lado de la demanda (NPA)

Estamos trabajando activamente con el mercado, tanto con los proveedores de soluciones como con otras partes interesadas (por ejemplo, otras empresas de gas), para identificar oportunidades de NPA que complementen nuestra cartera actual de DSM y nos ayuden a satisfacer nuestras necesidades del Día del Diseño. Como se indica en la sección 5, en virtud de nuestra propuesta conjunta, National Grid publicará anualmente al menos una solicitud de oferta ("RFP") en busca de NPA no tradicionales y rentables para el suministro en horas punta, e identificará anualmente al menos cinco segmentos de tuberías propensas a las fugas en cada territorio de servicio que podrían abandonarse si todas las cargas de gas natural de los clientes se satisfacen con NPA rentables. Además, de forma más general y siempre que sea posible, National Grid hará de las evaluaciones de posibles ANP un elemento estándar antes de proceder a la construcción de infraestructuras de transporte y distribución de gas nuevas o de sustitución. De acuerdo con ello, la empresa ha identificado más de 60 empresas que ofrecen servicios que podrían ayudar a desplegar APNs del lado de la demanda, y la empresa se comunicará con estas empresas sobre las tecnologías de APNs del lado de la demanda disponibles en el mercado y la capacidad de dichas tecnologías para reducir la demanda.

6.2.5. Lista ajustada de opciones adicionales

Con base en los criterios descritos anteriormente, el conjunto ajustado de opciones adicionales con posibilidad para cerrar una brecha de contingencia se muestra en la Tabla 6-4.

Tabla 6-4: Opciones adicionales para el análisis de contingencias

Opciones adicionales	Tamaño (MDth/día)
Opciones de infraestructura distribuida	
Instalación de pico de GNL	100
Barcazas de GNL	50 (por barcaza, escalable)
Proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes	80

Capacidad adicional de pico estacional del gasoducto	-- ⁴⁵
Producción local de GNR/Transporte y distribución	-- ⁴⁶
Microtanque de GNL	18
Opciones de infraestructuras no relacionadas con el gas	
Incremento de la EE por encima de la solución de infraestructura distribuida	-- ⁴⁷
DR incremental por encima de la solución de infraestructura distribuida	Hasta 44 MDth/día
Electrificación del calor más allá de la solución de infraestructura distribuida	Hasta 90 MDth/día

7. Soluciones para escenarios de contingencia

Mientras que la Sección 5 describía la Solución de Infraestructura Distribuida de National Grid, y la Sección 6 describía el conjunto de opciones adicionales de la empresa para cerrar las brechas creadas en los escenarios de contingencia, esta Sección 7 describe el proceso que National Grid emprendió para evaluar esas opciones adicionales y determinar cuáles son los mejores enfoques alternativos para abordar las brechas de los escenarios de contingencia y desarrollar planes de contingencia. En todos los casos, estos planes de contingencia tienen costes más elevados y presentan riesgos de implantación mucho mayores que la solución de infraestructura distribuida.

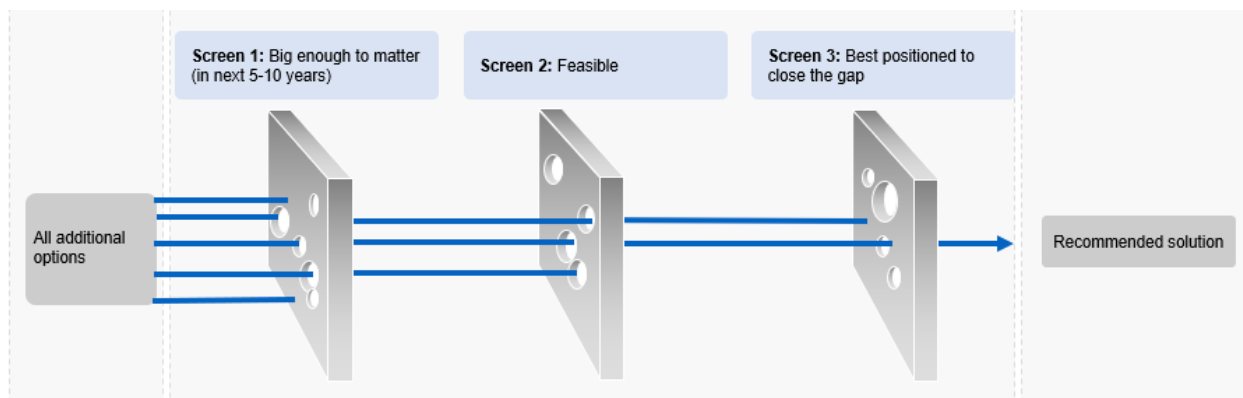
La empresa comenzó este análisis aplicando tres criterios -tamaño, potencial de éxito en la implementación y capacidad de satisfacer las necesidades previstas de forma rentable- a cada opción adicional para llegar a un plan de contingencia plausible si el plan de la infraestructura distribuida no se lleva a cabo según lo previsto. Estos filtros se describen a continuación con más detalle. Las opciones que no pasan por cada panel se filtran como se ilustra en Figura 7-1.

⁴⁵ El tamaño de esta opción es actualmente pequeño, alrededor o menos de un MDth/día, pero se perseguirá oportunamente a medida que la capacidad esté disponible.

⁴⁶ Al igual que en el caso anterior, el tamaño de esta opción es actualmente pequeño en el mercado local, algo más de un MDth/día, pero se perseguirá de forma oportuna a medida que esta y otras alternativas de combustible con menos carbono crezcan en el futuro y estén disponibles. La capacidad regional total de GNR importa menos que las consideraciones específicas de cada lugar, ya que solo las opciones situadas aguas abajo de las estaciones de toma de National Grid ayudan a aliviar las limitaciones de capacidad que son objeto de este informe.

⁴⁷ El tamaño de esta opción se desconoce en este momento, pero se perseguirá oportunamente a medida que se desarrollen nuevos programas capaces de proporcionar una reducción de la demanda.

Figura 7-1: Proceso de selección



7.1. Filtro 1: Filtro de tamaño

La primera criba que la empresa aplicó a cualquier opción adicional probada es el tamaño. En particular, la compañía evaluó si esta opción podría proporcionar una contribución significativa de capacidad material para ser una alternativa significativa para abordar una brecha de escenario de contingencia en los próximos cinco a diez años.

Tres opciones fallaron en el filtro 1:

- Eficiencia energética incremental a la solución de infraestructura distribuida: los niveles de eficiencia energética ya incluidos en la solución de infraestructura distribuida ya están en línea con las mejores prácticas y serán difíciles de alcanzar en la escala de tiempo requerida; National Grid continuará explorando y persiguiendo oportunidades adicionales en eficiencia energética cuando sea posible, no obstante
- El GNR, que forma parte de la visión de la empresa para un futuro con bajas emisiones de carbono, no tiene la escala suficiente a corto plazo como recurso de capacidad de gas local para pasar esta criba; sin embargo, la empresa tiene la intención de buscar activamente soluciones adicionales de GNR y otros combustibles con bajas emisiones de carbono en el futuro para ayudar a lograr el Net Zero.
- Suministro de pico de la puerta de la ciudad debido a la capacidad limitada de entregar el gas de la puerta de la ciudad a los clientes debido a la puerta de la ciudad y las limitaciones de la infraestructura de distribución adyacente

7.2. Filtro 2: Filtro de viabilidad

Tras el tamaño, la empresa examinó las opciones restantes en función de su probabilidad de éxito. El éxito de la aplicación abarca una amplia gama de cuestiones de aplicación, incluido el marco legal y normativo actual en Nueva York, la obtención de permisos, la construcción y las operaciones.

Basándose en estos criterios, la pantalla 2 eliminó la instalación de Peak LNG debido a que actualmente no existen los requisitos legales necesarios para que esta opción sea viable.

7.3. Filtro 3: Evaluación frente a los escenarios de contingencia

La pantalla 3 evaluó las opciones restantes frente a los escenarios de contingencia para identificar las opciones más asequibles, factibles y fiables para abordar las posibles carencias de los

escenarios de contingencia. El conjunto de cinco opciones (las "opciones de contingencia") que quedan después de que las pantallas 1 y 2 se prueben en la pantalla 3 se presentan en Tabla 7-1.

Tabla 7-1: Opciones que pasaron la pantalla 1 y 2 para la pantalla 3

Opciones de contingencia	Tamaño (MDth/día)	Costo nivelado (\$/MDth/día)	Viabilidad
Opciones de infraestructura distribuida			
Proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes	80	~\$700	●
Barcaza de GNL (escalable)	50 (por barcaza)	~\$1,000	⦿
Microtanque de GNL	18	~\$800	⦿
Opciones de infraestructuras sin gas			
DR incremental por encima de la solución de infraestructura distribuida	Variable	~\$800	⦿
Incremento de la electrificación térmica	Variable	~\$2,500	⦿

● = muy atractivo; ● = atractivo; ◐ = neutral; ◑ = poco atractivo; ○ = muy poco atractivo

Basándose en el análisis de National Grid, que examina los costes de los diferentes enfoques y la rapidez con la que la empresa podría aplicar la solución, teniendo en cuenta el tiempo de ingeniería y los obstáculos para la obtención de permisos (*es decir, la viabilidad*), la empresa evaluó que, para las lagunas del escenario de contingencia resultantes de los retrasos en la aplicación del proyecto de vaporización de GNL o del proyecto ExC, el enfoque menos costoso era una combinación de respuesta a la demanda incremental y electrificación del calor. Para las lagunas causadas por la denegación del Proyecto de Vaporización de GNL o del Proyecto ExC o de ambos, o cuando los programas de DSM en el marco de la Solución de Infraestructura Distribuida no alcanzan el 20% de sus objetivos, los enfoques menos costosos incluían una combinación de la opción del Bucle de Transmisión de los Lagos Clove ("Bucle de Transmisión de los Lagos Clove") y/o la opción de la Barcaza de GNL con la respuesta a la demanda incremental y la electrificación del calor. En otras palabras, el plan de contingencia más viable dependía de la contingencia específica que la empresa necesitara resolver, siendo Clove Lakes un posible sustituto del proyecto de vaporización de GNL y una barcaza de GNL un posible sustituto del proyecto ExC, en ambos casos emparejado con un DSM ampliado. En todos los casos, los costos de estas soluciones superan con creces los costos de la solución de infraestructura distribuida tal y como está prevista actualmente.

Para llegar a esta determinación, National Grid comparó el costo y la capacidad de entrega tanto de un enfoque combinado de infraestructura distribuida con DSM, como de una solución de infraestructura pura sin gas. En particular, en todos los escenarios de contingencia es necesario aumentar la inversión en programas de respuesta a la demanda y de electrificación del calor. Sin embargo, confiar en una solución combinada de infraestructura sin gas con infraestructura distribuida en aquellos escenarios en los que se deniega el proyecto de vaporización de GNL o el proyecto ExC era menos costoso y tenía una mayor probabilidad de éxito en la implementación que si la Compañía intentara una solución de infraestructura pura sin gas, que dependería en gran medida de una rápida ampliación de los esfuerzos de electrificación de calor incrementales.

Para llegar a esta conclusión, la empresa partió de un análisis de una solución pura de infraestructura no relacionada con el gas, basada enteramente en la aplicación de programas incrementales de DSM además de los ya incluidos en la solución de infraestructura distribuida. Dependiendo del escenario de contingencia, estos nuevos programas de DSM tendrían que incrementarse muy rápidamente en el tiempo. Figura 7-2 ilustra cómo tendría que producirse un aumento potencial del DSM incremental para hacer frente a la brecha del escenario de contingencia suponiendo que se deniegue el Proyecto de Vaporización de GNL y el Proyecto ExC.

Figura 7-2: Tamaño del programa de DSM cuando se deniegan los proyectos de vaporización de GNL y ExC

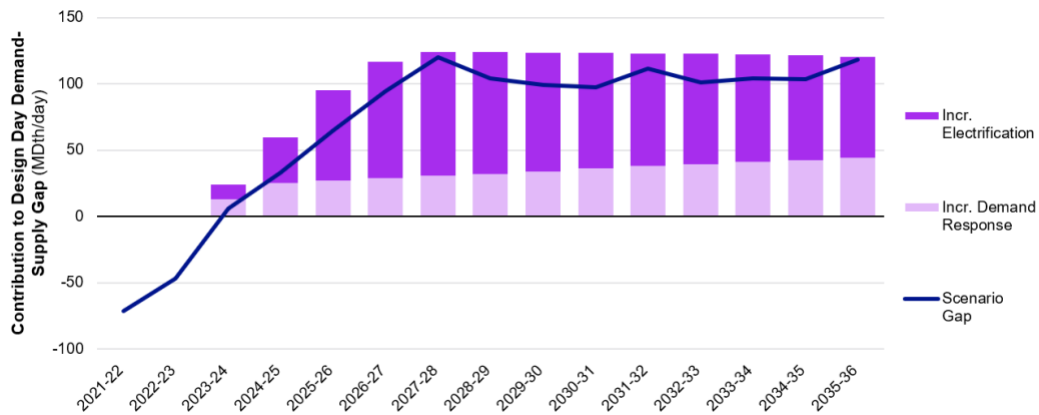
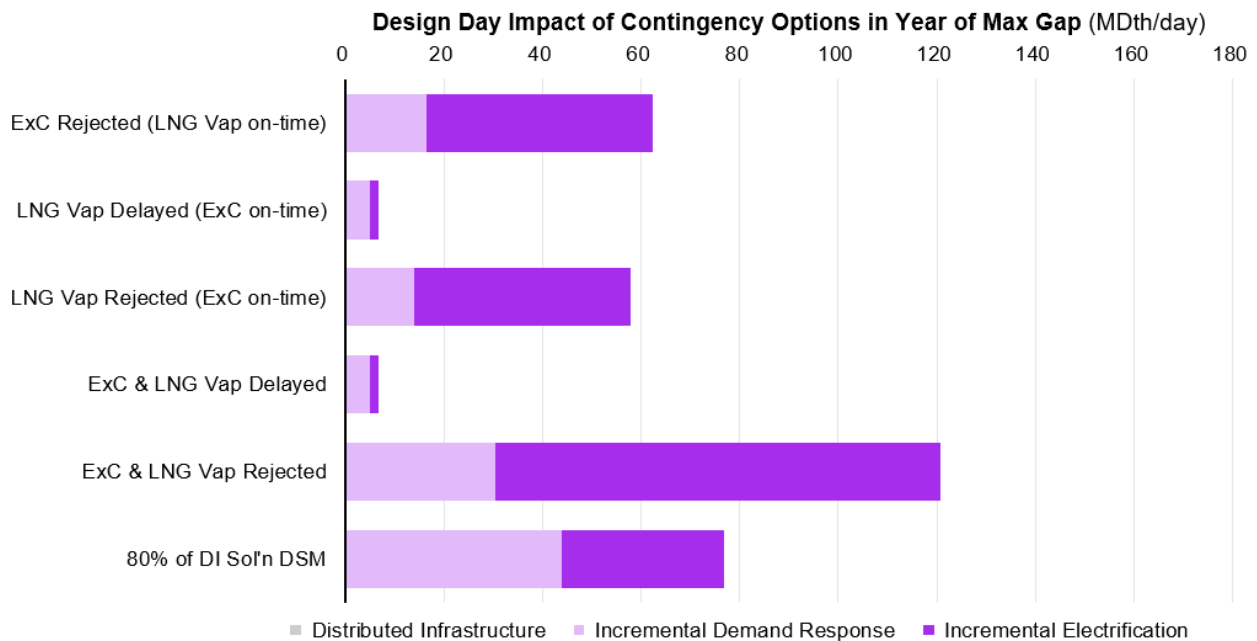


Figura 7-3 muestra el tamaño en términos de reducción de la demanda y la composición en términos de electrificación del calor y respuesta a la demanda del enfoque de infraestructura exclusivamente no gas más rentable para cada escenario de contingencia.

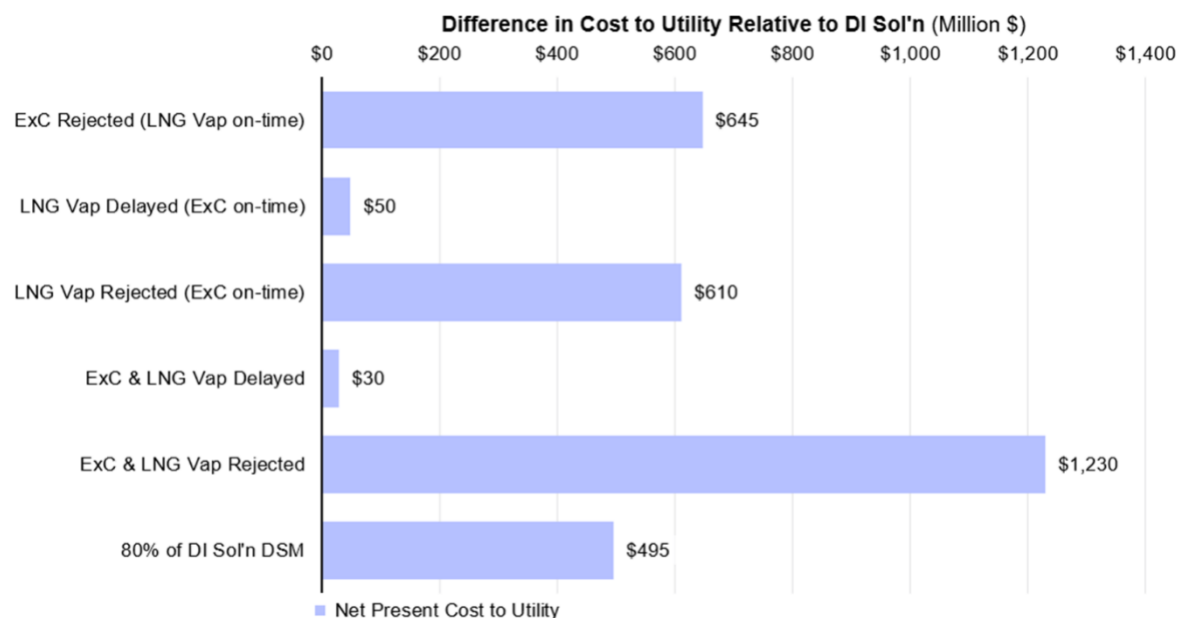
Figura 7-3: Composición de la solución de infraestructura no gasística más rentable para cada escenario de contingencia



Como demuestran estas cifras, la aplicación de una solución de infraestructura puramente no relacionada con el gas requeriría un aumento masivo de la inversión en programas de RD y electrificación del calor muy rápidamente. Los costes adicionales del programa de electrificación

térmica incremental, que constituirían la mayor parte de una solución de infraestructura puramente no relacionada con el gas para cerrar una brecha en el escenario de contingencia resultante de la denegación de un proyecto de infraestructura, podrían ascender a 1.230 millones de dólares netos frente a cualquier ahorro resultante de la no construcción de los proyectos de infraestructura distribuida ("Coste neto de los servicios públicos"), como se muestra en Figura 7-4.

Figura 7-4: Valor actual neto (VAN) de la solución de infraestructura sin gas más rentable por escenario de contingencia



Aparte del análisis de costes, el nivel y el ritmo necesarios para aumentar la electrificación térmica y la respuesta a la demanda en la medida necesaria para resolver las carencias del escenario de contingencia basado en la denegación de proyectos de infraestructura también sería algo sin precedentes, acelerando y superando con creces los ya ambiciosos niveles de estos programas incluidos en la Solución de Infraestructura Distribuida. Más concretamente, si se rechazan tanto el Proyecto de Vaporización de GNL como el Proyecto ExC, un enfoque alternativo puramente no relacionado con las infraestructuras de gas requeriría seis veces más instalaciones de clientes de electrificación térmica completa en los próximos 5 años, en comparación con lo previsto en la electrificación de referencia (véase el cuadro 7-2). Para lograrlo, el ritmo de instalaciones anuales de electrificación térmica tendría que aumentar drásticamente, pasando de unos 1.800 clientes al año en 2021 a unos 26.800 clientes al año en 2025 (un aumento de unas 15 veces en 5 años), lo que significa que el programa de electrificación acelerada sería necesario de inmediato. En particular, un cambio de esta envergadura necesitaría marcos legales y reglamentarios adicionales para lograrlo, que actualmente no existen.

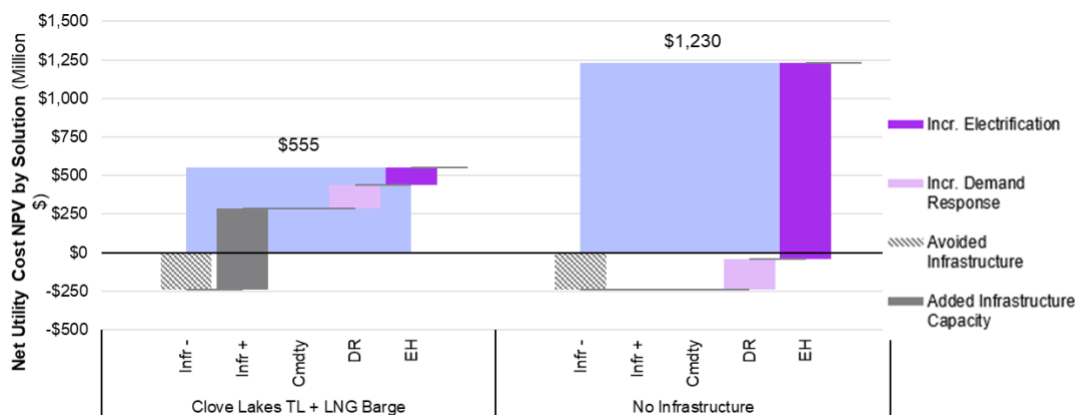
Además, tanto en términos de coste como de implementación, el despliegue de nuevos y agresivos programas de electrificación del calor requeriría una comprensión de las implicaciones para el sistema eléctrico del Downstate de Nueva York del aumento de la demanda eléctrica. Las implicaciones de la electrificación térmica para el sistema eléctrico quedan fuera del ámbito de este informe.

Por el contrario, un enfoque que combinara las opciones de infraestructura distribuida con las opciones de infraestructura no relacionadas con el gas dio lugar a soluciones menos costosas para las brechas del escenario de contingencia resultantes de las denegaciones del Proyecto de

Vaporización de GNL y del Proyecto ExC, aunque este enfoque seguiría requiriendo un aumento significativo y sin precedentes de la electrificación del calor .

Por ejemplo, en el escenario de contingencia en el que se rechazan tanto el Proyecto de Vaporización de GNL como el Proyecto ExC, el enfoque que combina opciones alternativas de infraestructura distribuida con programas adicionales de DSM tendría un coste considerablemente inferior al de un enfoque puramente de infraestructura no relacionada con el gas, en más de 650 millones de dólares a lo largo de un horizonte temporal de 15 años, como se ilustra en Figura 7-5.

Figura 7-5: Coste incremental de las soluciones propuestas si se rechazan los proyectos de Vaporización y los proyectos ExC son rechazados



Además, es probable que la combinación de infraestructuras distribuidas alternativas con DSM adicionales resulte ser un enfoque más factible que confiar únicamente en el DSM. En la Table 7-2 se indican las tasas de aumento de la electrificación térmica que serían necesarias en ausencia de una infraestructura distribuida adicional y complementaria. Como se describe en la sección 6, existe una considerable incertidumbre con respecto al diseño y la aplicación de programas que alcancen este nivel de participación de los clientes si no existen marcos legales y reglamentarios que los apoyen.

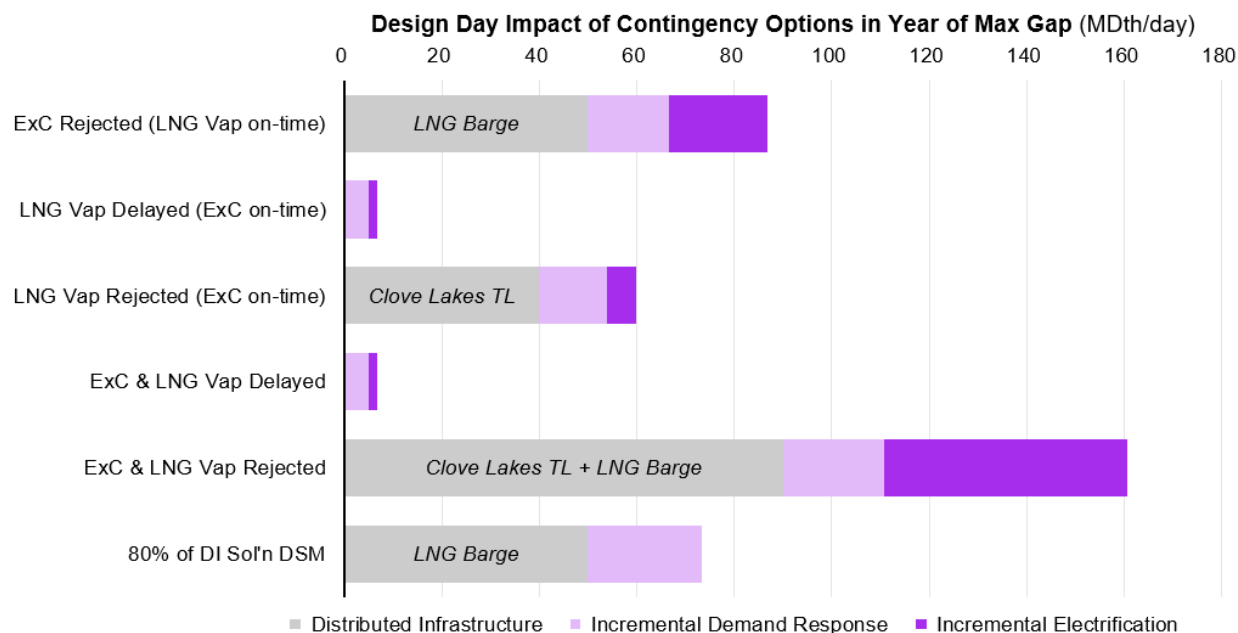
Tabla 7-2: Ejemplo de tasas de electrificación térmica por escenario y solución

Escenarios y enfoques de contingencia	Electrificaciones térmicas 2021-2025		
	Promedio anual ('000 cust/año)	Total ('000 cust)	frente a la línea de base
Electrificación de base	2.1	10.4	n/a
Solución de infraestructura distribuida en su totalidad	2.3	11.5	~1x
LNG Vap Rechazado Contingencia: Clove Lakes TL + DSM	3.9	19.4	~2x
Se rechaza el GNL Vap & ExC Contingencia: Clove Lakes TL + Barge + DSM	8.6	43.1	~4x
GNL Vap & ExC rechazado Contingencia: DSM (infraestructuras no relacionadas con el gas)	11.8	58.9	~6x

Nota: Los índices de electrificación térmica de todos los escenarios incluyen el nivel de electrificación de base

En resumen, la empresa ha determinado que, teniendo en cuenta los factores de coste y viabilidad de todas las soluciones, los mejores planes de contingencia para cada una de las brechas del escenario de contingencia son los que se muestran en Figura 7-6.

Figura 7-6: Impacto del diseño por día de las opciones de contingencia en el año de brecha máxima (MDth/día)



Como demuestra Figura 7-6, en los casos en los que el Proyecto de Vaporización de GNL se rechaza en los escenarios de contingencia, el mejor enfoque alternativo disponible combina la opción del Bucle de Transmisión de Clove Lakes con la electrificación térmica adicional y más DSM incremental a la Solución de Infraestructura Distribuida. En el caso de que se rechace el proyecto ExC, el análisis concluye que la combinación de una barcaza de GNL con la electrificación térmica es el mejor enfoque alternativo. Si se rechazan tanto el proyecto de vaporización de GNL como el proyecto ExC, puede ser necesario combinar Clove Lakes con barcasas de GNL para satisfacer la demanda. En un escenario de contingencia en el que los programas DSM de la Solución de Infraestructura Distribuida no cumplan sus objetivos, la opción de la barcaza de GNL combinada con la RD es el mejor enfoque.

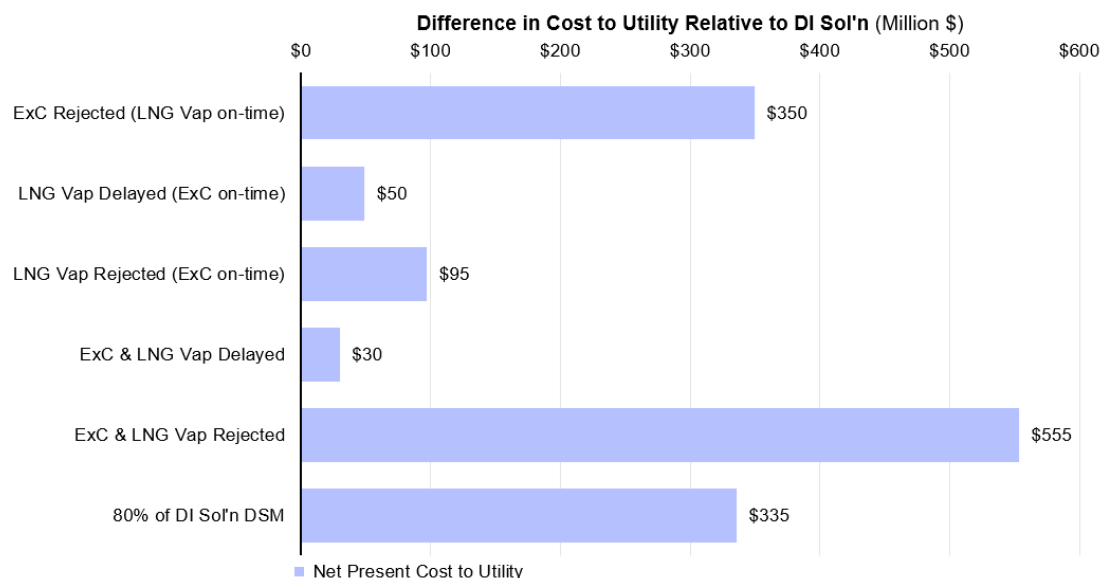
A pesar de que el análisis concluye que las opciones del Loop de Transmisión de Clove Lakes y de la Barcaza de GNL son componentes de los mejores enfoques alternativos bajo varios escenarios de contingencia, los riesgos de permisos asociados a estos proyectos son altos, ya que tanto la opción del Loop de Transmisión de Clove Lakes como la de la Barcaza de GNL probablemente se enfrentarían a permisos largos e inciertos comparables, si no más, a los del Proyecto de Vaporización de GNL y el Proyecto ExC.

Aunque la combinación de proyectos alternativos de infraestructura distribuida con programas adicionales de DSM para hacer frente a las deficiencias en los escenarios de contingencia permite a la empresa hacer frente a esas deficiencias a un coste menor que si adoptara un enfoque puramente de infraestructura no relacionada con el gas, en cualquiera de esos escenarios, estos enfoques alternativos incurrirán en costes adicionales que oscilarán entre 30 y 555 millones de dólares por encima del coste previsto de la solución de infraestructura distribuida totalmente implantada. A lo largo de los próximos cinco años, por término medio, incluso el enfoque alternativo de menor coste (la alternativa al escenario de contingencia que supone un retraso del Proyecto de Vaporización de GNL) aumentaría las facturas totales de los clientes en aproximadamente un 1,6% en comparación con la Solución de Infraestructura Distribuida.⁴⁸ Durante el mismo periodo, el mejor

⁴⁸ Las repercusiones en las facturas de los clientes figuran en el apéndice.

enfoque alternativo bajo el escenario de contingencia que asume que tanto el Proyecto de Vaporización de GNL como el Proyecto ExC son rechazados, aumentaría las facturas totales de los clientes en aproximadamente un 6,6% en relación con la Solución de Infraestructura Distribuida. Para el mismo escenario de contingencia, un enfoque alternativo puramente no relacionado con las infraestructuras de gas conduciría a un aumento de la factura de los clientes de casi un 10% de media durante los próximos cinco años.

Figura 7-7: Coste incremental del enfoque alternativo para abordar las deficiencias del escenario de contingencia en relación con la solución de infraestructura distribuida



Aunque estos diversos planes de contingencia nos permitirían satisfacer la demanda de los clientes, todos ellos son mucho menos favorables para nuestros clientes, tanto desde el punto de vista de la asequibilidad como de la viabilidad, que la Solución de Infraestructura Distribuida.⁴⁹

En el Apéndice se pueden encontrar detalles adicionales sobre cómo se evaluaron las diferentes combinaciones de soluciones.

7.4. Posible riesgo de interrupciones y cortes de conexión de los clientes

En el caso de que los componentes de la Solución de Infraestructura Distribuida sufran contratiempos para su implementación exitosa y oportuna, existe un riesgo sustancial de que National Grid no pueda satisfacer el crecimiento previsto de la demanda de los clientes en los próximos años, dados los riesgos de implementación asociados a cualquier enfoque alternativo. Ante la incapacidad de satisfacer la demanda prevista para el Día del Diseño de los clientes, podría ser necesario al menos un objetivo o una pausa en las conexiones de nuevos clientes. Sin embargo, incluso las restricciones a las conexiones de nuevos clientes pueden no frenar o detener suficientemente el crecimiento de la demanda del Día del Diseño. Como último recurso, si National Grid no puede satisfacer la demanda máxima de los clientes, su opción de último recurso es activar sus planes de reducción de clientes.

⁴⁹ Además de evaluar los costes de las soluciones de contingencia para National Grid y sus clientes, National Grid también realizó pruebas de costes sociales de acuerdo con las prácticas generales de evaluación de beneficios y costes de Nueva York, que no cambiaron la conclusión subyacente sobre la asequibilidad relativa de cada solución.

7.4.1. Proceso para las pausas de conexión con el cliente

De acuerdo con la Orden de Iniciación del Procedimiento de la Comisión, emitida y efectiva el 19 de marzo de 2020, en el caso 20-G-0131, el 12 de febrero de 2021, el personal del Departamento de Servicios Públicos emitió dos propuestas: una sobre un nuevo proceso de planificación del gas ("Propuesta de Planificación del Personal") y otra sobre la gestión de la moratoria ("Propuesta de Moratoria del Personal").

La empresa presentará su propuesta de gestión de la moratoria, tal y como exige la propuesta de moratoria del personal, una vez que la Comisión se pronuncie sobre la propuesta del personal. Los elementos de la presentación de la gestión de la moratoria prevista por la empresa incluirán, como mínimo, directrices detalladas y planes de comunicación relacionados con los siguientes temas:

- Declaración de moratoria
 - o Métricas de fiabilidad para la identificación de lugares vulnerables
 - o El compromiso de las estrategias de las partes interesadas se centró en la identificación de soluciones antes de declarar una moratoria
 - o Acciones para compensar la demanda a través de las NPA
 - o Despliegue de soluciones de EE y DR
 - o Componentes clave de las comunicaciones
 - o Notificaciones a los reguladores
- Tratamiento de los solicitantes y clientes durante la moratoria
 - o Tratar a los clientes de forma coherente en toda la zona afectada
 - o Desarrollar una "Carta de derechos del cliente de la moratoria"
 - o Desarrollar un proceso de aparición para casos extraordinarios
- Priorización de la conexión
 - o Identificar la priorización de las clases de clientes, en función del tamaño, la vulnerabilidad, la disponibilidad de alternativas, la fase de desarrollo del proyecto, etc., en relación con la disponibilidad de gas natural.
- Servicios de gestión de la moratoria
 - o Asistencia a los solicitantes y clientes, como una línea de atención telefónica para preguntas específicas sobre la moratoria, una página web informativa alojada por la empresa y ayuda para encontrar servicios energéticos alternativos, como opciones de electrificación del calor, eficiencia energética y respuesta a la demanda.
- Levantamiento de la moratoria
 - o Las normas que se aplicarán y los parámetros en los que se basarán (por ejemplo, registros de los niveles de presión en puntos específicos del sistema de distribución, uso medido, etc.) para justificar el levantamiento de la moratoria.

Aunque todavía no se han determinado los requisitos definitivos de la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York para la gestión de la moratoria, ésta podría tener un retraso considerable, de hasta 3 ó 4 años desde su anuncio, antes de producir una reducción considerable del crecimiento de la demanda de gas. Hay múltiples factores que contribuyen a este retraso. En primer lugar, la antelación sugerida en la propuesta de moratoria del personal es de dos años. En ese tiempo, los clientes pueden contratar un nuevo servicio. Aunque diferentes clases de clientes se conectan más rápidamente que otras, especialmente los más grandes, pueden pasar hasta dos años desde el inicio de la moratoria antes de que la empresa termine de conectar a los clientes que la solicitaron antes de que entrara en vigor la moratoria. Además, tras el anuncio de una moratoria, las empresas de servicios públicos, incluidas National Grid y Con Edison, han visto una aceleración de las nuevas solicitudes de conexión de gas tras el anuncio de una moratoria, adelantando en el tiempo el futuro crecimiento de la demanda de gas. Para abordar adecuadamente un déficit de oferta y demanda, una moratoria tendría que limitar efectivamente el número de clientes añadidos a la red de gas para no superar la capacidad de satisfacer la demanda del Día de Diseño.

7.4.2. Proceso de reducción de clientes

Como se describe en el capítulo 4, National Grid mantiene un plan de operaciones completo para el caso de que la demanda supere a la oferta en el sistema. El plan, que consta de tres elementos principales, se concibió originalmente para escenarios con una pérdida inesperada de suministro, como la salida de servicio de un activo de transmisión de gas, pero el plan también se aplicaría a posibles condiciones de frío extremo en las que la Compañía proyectara que la demanda de los clientes superara la oferta disponible. La empresa sólo aplicará este tipo de plan de reducción después de haber agotado todas las demás opciones operativas.

Los tres elementos se perseguirían en orden, y la Compañía solo pasaría al siguiente si fuera necesario. En primer lugar, la Compañía solicitará la reducción voluntaria de la carga (Voluntary Load Reduction, "VLR") mediante mensajes pregrabados que pueden pedir a los clientes que bajen sus termostatos a 65 grados, por ejemplo. Si la VLR no proporciona el alivio necesario, la Compañía perseguiría la reducción *involuntaria* selectiva de acuerdo con el segundo elemento del Plan estratégico de interrupción del suministro (Strategic Supply Interruption Plan, "SSIP"). De acuerdo con las instrucciones de la Comisión sobre la priorización de clientes, la Compañía ha recopilado, y mapeado en su modelo GIS, los 5,000 clientes comerciales e industriales (Commercial & Industrial, C&I) más grandes tanto para el KEDNY como para el KEDLI excluyendo a todos los clientes críticos como hospitales, residencias de ancianos e instalaciones de seguridad pública (departamentos de policía y bomberos y de detención). La Compañía notificaría a los clientes sujetos al SSIP antes de enviar a los equipos de campo para cortar manualmente el servicio en el contador, lo que puede llevar de 24 a 48 horas para cortar las 500 cuentas más grandes. La Compañía pasaría de las 500 cuentas más grandes a las siguientes 500 cuentas más grandes, y así sucesivamente, de modo que priorice las mayores reducciones potenciales que afectan al menor número de clientes en primer lugar. La empresa estima que la plena aplicación del SSIP para los 500 mayores clientes de KEDNY podría reducir la demanda en aproximadamente 65 MDth/día. Por último, si el SSIP no reduce la demanda lo suficiente, la Compañía aplicará su Plan de emergencia de gestión de cortes de gas (Emergency Gas Outage Management Plan, "EGOMP"), en el que los equipos de campo aislarán secciones del sistema para reducir la carga de forma local. Esto tendría el efecto de restringir el servicio a un gran número de clientes en áreas geográficas específicas, incluyendo hogares y empresas más allá de las grandes cuentas incluidas en el SSIP.

National Grid se ha preparado para poner en práctica nuestro plan de reducción con talleres internos y ejercicios con partes internas y externas. La empresa presentó el plan con tres talleres a finales de 2019 en los que introdujo un escenario con las partes interesadas y trabajó en las áreas de preocupación para perfeccionar y mejorar el plan. A partir de febrero de 2020, National Grid organizó seis ejercicios de mesa diferentes para poner a prueba la estructura de mando de incidentes. En el mayor de estos ejercicios, en el que se modeló un incidente del Día del Diseño en el que se produjo una avería en una tubería que abastecía a 30.000 clientes, participaron representantes de la Oficina del Alcalde de Nueva York, el OEM de Nueva York, el DPS del Estado de Nueva York, el FDNY, la policía de Nueva York, la Autoridad Portuaria de Nueva York y el NYCHA. No obstante, el SSIP y el EGOMP se enfrentan a importantes riesgos de aplicación, entre los que se encuentran los procesos manuales, los problemas de envío de las cuadrillas de campo en caso de mal tiempo, las comunicaciones con los clientes, otras coordinaciones externas y la seguridad.

7.4.3. Cuantificación del riesgo de conexión y/o de restricción del cliente

La Compañía ha calculado el número de clientes que representan la demanda del Día de Diseño igual a los huecos del escenario de contingencia, como se muestra en Tabla 7-3. Hay que tener en cuenta que esta tabla es una simplificación, ya que sólo ilustra el número de clientes que se verían afectados sobre la base de las tasas medias de uso de los clientes en todas las clases de clientes

(es decir, las cifras son una mezcla de clientes residenciales, multifamiliares y C&I). No obstante, esta tabla muestra, por ejemplo, que en un escenario de contingencia en el que se rechace el proyecto de vaporización de GNL, la limitación de las nuevas conexiones de clientes de forma que National Grid tenga casi 4.000 clientes de gas menos de los previstos para el invierno 2023/2024 solucionaría la brecha del escenario de contingencia.

Tabla 7-3: Brechas en el escenario de contingencia como número de clientes con demanda equivalente en el día de diseño

Escenario	21-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Rechazo de la vap. de GNL	0	0	3,900	0	1,500	20,700	37,200	26,400	23,300	22,000	30,700	24,000	25,700	25,400	34,200
ExC rechazado	0	0	0	0	3,900	23,100	39,600	28,800	25,600	24,400	33,000	26,300	28,000	27,700	36,500
ExC & Rechazo de la vap. de GNL	0	0	3,900	21,900	42,600	61,500	77,700	66,500	63,200	61,800	70,100	63,000	64,600	64,000	72,500
80% de sol. de DI y DSM	0	0	0	0	0	0	13,700	7,100	7,900	10,700	23,200	20,400	25,900	29,300	41,700

8. 4.3 Conclusión y próximos pasos

Como demuestran las pruebas y el análisis de este segundo informe complementario, National Grid se enfrenta a un déficit de oferta y demanda previsto a partir del invierno de 2022/2023 sobre la base de la capacidad de suministro de gas existente y la última previsión de demanda. La Solución de Infraestructura Distribuida es la mejor solución disponible para afrontar ese reto. National Grid tiene previsto seguir aplicando con éxito todas las partes de esa solución.

Hasta la fecha, National Grid ha avanzado en la implementación de la solución de infraestructura distribuida, pero esta se enfrenta a riesgos reales en forma de retrasos y denegaciones de permisos, tal y como ponen de manifiesto los escenarios de contingencia descritos anteriormente. Existe un riesgo importante de que se produzcan pausas en la capacidad de la empresa para conectar nuevos clientes en el futuro debido a la falta de capacidad adecuada de gas natural, dados los mayores desafíos de implementación asociados a todos los enfoques alternativos de la Solución de Infraestructura Distribuida. En particular, los retrasos en la obtención de permisos para el proyecto de vaporización de GNL o el rechazo total de ese proyecto, incluso si todos los demás componentes de la solución de infraestructura distribuida proceden de acuerdo con el plan, crearían una brecha proyectada entre la capacidad de suministro de gas y la demanda del Día de Diseño en el invierno 2023/2024.

La Solución de Infraestructura Distribuida se basa en los actuales y ambiciosos programas y objetivos de eficiencia energética del gas y de electrificación del calor de Nueva York. Además, la Solución de Infraestructura Distribuida responde a las necesidades de fiabilidad a corto plazo, a la vez que proporciona la flexibilidad necesaria para ajustar la cartera de capacidad de gas de National Grid a lo largo del tiempo, a medida que las políticas y los programas Net Zero adicionales cambien las perspectivas de la demanda de gas.

Reforzando esta evaluación de cómo la Solución de Infraestructura Distribuida se alinea con Net Zero, National Grid se ha comprometido, de acuerdo con la Propuesta Conjunta presentada a la Comisión el 14 de mayo de 2021, en el caso de tarifas KEDNY/KEDLI actualmente pendiente (Casos 19-G-0309 y 19-G-0310), a una serie de informes adicionales que evalúan cómo el negocio

de la Compañía puede evolucionar aún más para apoyar los objetivos de la CLCPA, la Ley Local 97 de NYC y el Plan Net Zero de la Compañía.

En el caso 20-G-0131, la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York establecerá un nuevo proceso y requisitos para la planificación a largo plazo de las empresas de gas de Nueva York. Los requisitos previstos para que National Grid elabore planes periódicos a largo plazo y lleve a cabo la correspondiente participación de las partes interesadas se basarán en este segundo informe complementario y proporcionarán una transparencia continua y oportunidades para que las partes interesadas puedan opinar. Este enfoque mejorado contribuirá a garantizar que el plan a largo plazo de la empresa continúe alineándose con el objetivo Net Zero de Nueva York y con las políticas y programas emergentes.

Al igual que con el Informe original, invitamos a los lectores a que nos hagan llegar sus comentarios sobre este Segundo informe complementario y sobre el análisis y las conclusiones que contiene. La empresa también acepta ideas creativas y soluciones innovadoras para sus solicitudes de mercado, tanto para las propuestas de la oferta como de la demanda descritas anteriormente. Además de presentar el Segundo informe complementario ante la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York, lo publicaremos en nuestra página web y desplegaremos otras opciones para compartirlo con las partes interesadas, incluida una reunión virtual⁵⁰

⁵⁰ El Segundo informe complementario y su contenido, incluidos los detalles para proporcionar la retroalimentación de las partes interesadas, están disponibles en: <https://ngridolutions.com/>.

9. Acrónimos

9.1 Acrónimos

ABS	Oficina Estadounidense de Transporte de Mercancías
ATB	Remolcador articulado
BCA	Análisis coste-beneficio
BCF	Mil millones de pies cúbicos
BNY	Astillero de Brooklyn
BOEM	Oficina de Gestión de la Energía Oceánica
Btu	Unidad térmica británica
BUG	Brooklyn Union Gas Co.
BYOT	Traiga su propio termostato
GNC	Gas natural comprimido
C&I	Comercial e industrial
CFR	Código de Reglamentos Federales
CLCPA	Ley de Liderazgo Climático y Protección de la Comunidad
CO	Monóxido de carbono
CO₂	Dióxido de carbono
CO₂-e	Dióxido de carbono equivalente
ConEd, Con Edison	Consolidated Edison
COM	Empresa Comercial
COP	Coefficiente de rendimiento
CT	Connecticut
CT DEEP	Departamento de Energía y Protección del Medio Ambiente de Connecticut
DLC	Control directo de la carga
DR	Respuesta a la demanda
DOE	Departamento de Energía
DOT	Departamento de Transporte
DR	Respuesta a la demanda
DSM	Gestión de la demanda
Dth	Dekatherms
Dth/día	Dekatherms por día
EE	Eficiencia energética
EGOMP	Plan de gestión de cortes de gas de emergencia
EIA	Administración de Información Energética
EIS	Declaración de impacto ambiental
EDC	Empresa de distribución eléctrica
EPA	Agencia de Protección del Medio Ambiente
ExC	Mejora por compresión
FDNY	Departamento de bomberos de la ciudad de Nueva York
FERC	Comisión Federal de Regulación de la Energía
FSRB	Barcaza flotante de regasificación
FSRU	Unidad flotante de regasificación
FTE	Empleado a tiempo completo

GEI	Gases de efecto invernadero
PIB	Producto Interior Bruto
GHP	Bomba de calor geotérmica
GW	Gigawatt
HPWH	Calentadores de agua con bomba de calor
HVAC	Calefacción, ventilación y aire acondicionado
I-GIT	Instituto de Innovación y Tecnología del Gas
IGTS	Iroquois Gas Transmission System
OMI	Organización Marítima Internacional
ISPS	Protección internacional de buques e instalaciones portuarias
KEDLI	KeySpan Energy Delivery Long Island
KEDNY	KeySpan Energy Delivery Nueva York
kg	Kilogramo
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatios-hora
LDC	Empresa de distribución local
LI	Long Island
LL	Ley local (de Nueva York)
LMI	Ingresos bajos y moderados
GNL	Gas natural licuado
MA	Massachusetts
MARAD	Administración Marítima de los Estados Unidos
MARPOL	Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques
MDth	Miles de Dekatherms
MDth/día	Miles de Dekatherms por día
SE ENCUENTRA CON	Estructura de las transacciones de eficiencia energética con contador
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
MW	Megavatios
NE:NY	New Efficiency New York
NEPA	Ley de Política Ambiental Nacional
NFDR	Respuesta a la demanda no firme
NGUSA	National Grid USA
NJ	Nueva Jersey
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica
NOx	Óxidos de nitrógeno
NPA	Alternativas sin gasoductos
NTS	Sistema nacional de transporte de gas
NY	Nueva York
NYC	Ciudad de Nueva York
NYCCR	Códigos, normas y reglamentos de Nueva York
NYPA	Autoridad Eléctrica de Nueva York
POLICÍA DE NUEVA YORK	Departamento de Policía de Nueva York
PSC DE NUEVA YORK	Comisión de Servicios Públicos de Nueva York

DEP DE NYC	Departamento de Protección Ambiental de la Ciudad de Nueva York
NYC DOB	Departamento de Edificios de la Ciudad de Nueva York
NYC HA	Autoridad de la Vivienda de la Ciudad de Nueva York
NYC OEM	Gestión de Emergencias de Nueva York (f/k/a Oficina de Gestión de Emergencias
NYS DEC	Departamento de Conservación del Medio Ambiente del Estado de Nueva York
DPS DEL ESTADO DE NUEVA YORK	Departamento de Servicios Públicos del Estado de Nueva York
NYSEQRA	Ley de Revisión de la Calidad Ambiental del Estado de Nueva York
NYSERDA	Autoridad de Investigación y Desarrollo Energético del Estado de Nueva York
OTH	Otros grandes
MF	Multifamiliares
O&M	Operaciones y mantenimiento
PA	Pennsylvania
P2G	Energía a gas
PEM	Membrana de intercambio de protones
PHMSA	Administración de Seguridad de Oleoductos y Materiales Peligrosos
PSEG	Grupo de Empresas de Servicios Públicos
RFI	Solicitud de información
RFQ	Solicitud de cualificación
RFP	Solicitud de propuestas
RH	Clientes de calefacción residencial
RI	Rhode Island
RN	Clientes residenciales sin calefacción
GNR	Gas natural renovable
RPS	Normativa sobre la cartera de energías renovables
SCV	Vaporizadores de combustión sumergida
SEEP	Planes de eficiencia energética del sistema
SMB	Pequeña empresa
SMS	Sistema de gestión de la seguridad
SOLAS	Seguridad de la vida en el mar
SSIP	Plan estratégico de interrupción del suministro
TETCO	Transmisión de Texas Eastern
Transco	Gasoducto Transcontinental / Williams
USACE	Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos
UPC	Uso por cliente
USCG	Guardacostas de los Estados Unidos
USFWS	Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los Estados Unidos
VLR	Reducción voluntaria de la carga
WQC	Certificación de la calidad del agua
YOY	Interanual

Segundo informe complementario sobre la capacidad a largo plazo de gas natural en Brooklyn, Queens, Staten Island y Long Island ("Sur del Estado de Nueva York")

Apéndice, junio de 2021

Índice

Appendix A.	Enfoque del análisis de los escenarios de contingencia y sus posibles soluciones	A-1
A.1.	Resumen.....	A-1
A.2.	Supuestos de modelado para los componentes de la solución de infraestructura distribuida.....	A-2
A.2.1.	Supuestos de los componentes de la infraestructura distribuida.....	A-2
A.2.2.	Supuestos de los componentes de la demanda.....	A-3
A.3.	Supuestos de modelización para las opciones adicionales seleccionadas.....	A-3
A.3.1.	Opciones de infraestructura distribuida.....	A-3
A.3.2.	Opciones de aumento de la demanda.....	A-5
A.4.	Análisis de escenarios de contingencia.....	A-7
A.4.1.	Soluciones de ensamblaje.....	A-7
A.4.2.	Comparación de soluciones.....	A-8
Appendix B.	Parametrización de la electrificación.....	B-12
B.1.	Resumen.....	B-12
B.2.	Parametrización de los equipos de referencia y de sustitución.....	B-12
B.2.1.	Tamaño y eficiencia de los equipos de calefacción y refrigeración.....	B-12
B.2.2.	Costo de los equipos instalados, incluidos los costos de conexión.....	B-14
B.2.3.	Cargas de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua.....	B-16
B.2.4.	Costos energéticos anuales.....	B-18
B.2.5.	Equipo de referencia y tecnología de sustitución preferida.....	B-19
B.2.6.	Ahorros y costos incrementales.....	B-21
B.2.7.	Fuentes de datos de referencia para la parametrización.....	B-23
B.3.	Adopción Supuestos.....	B-24
B.4.	Estimación de los costos de los incentivos.....	B-25
B.5.	Estimación de los costos no incentivados.....	B-27
Appendix C.	Ahorro en el Día del Diseño frente a Gap.....	C-1
C.1.	Enfoque.....	C-1
C.2.	Ahorro en el día del diseño frente a la brecha para soluciones sin infraestructura.....	C-1
C.3.	Ahorro en el día del diseño frente a la brecha de las soluciones recomendadas.....	C-4
C.4.	Ahorros vs brechas en el día del diseño para todas las soluciones.....	C-1
Appendix D.	Costo anual a la empresa de servicios públicos.....	D-1
D.1.	Enfoque.....	D-1
D.2.	Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener soluciones de infraestructura.....	D-2
D.3.	Costo anual para la empresa de servicios públicos de las soluciones recomendadas.....	D-4
D.4.	Costo anual para la empresa por categoría para todas las soluciones.....	D-1
Appendix E.	Valor actual neto a la empresa de servicios públicos.....	E-1

E.1.	Enfoque.....	E-1
E.2.	Valor actual neto para la empresa de todas las soluciones.....	E-1
Appendix F.	Valor actual neto para la sociedad.....	F-5
F.1.	La prueba del costo social (SCT).....	F-5
F.2.	Definiciones de las prestaciones incluidas.....	F-5
F.3.	Definiciones de los costos.....	F-5
F.4.	Valores de costos evitados para monetizar los costos y beneficios.....	F-6
F.5.	Valor actual neto para la sociedad de todas las soluciones.....	F-9
F.6.	Costo de los servicios públicos en relación con el costo social Comparación.....	F-12
Appendix G.	Potencial de calentamiento global.....	G-1
G.1.	Enfoque.....	G-1
G.2.	Potencial de calentamiento global para todas las soluciones.....	G-1
Appendix H.	Impacto en los costos de los clientes.....	H-1
H.1.	Enfoque.....	H-1
H.2.	Porcentajes de aumento de costos a lo largo del tiempo.....	H-1
H.3.	Porcentaje medio de aumento de costos por cliente.....	H-3
Appendix I.	Brechas en términos de número de clientes.....	I-1
I.1.	Enfoque.....	I-1
I.2.	Brecha en el número de clientes.....	I-1

Lista de figuras

Figura B-1. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si se rechaza ExC (Vaporizador de GNL A tiempo).....	B-26
Figura C-1. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si se rechaza ExC (Vaporizador de GNL A tiempo).....	C-1
Figura C-2. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es retrasado (ExC a tiempo).....	C-2
Figura C-3. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es (ExC a tiempo).....	C-2
Figura C-4. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL es retrasado.....	C-2
Figura C-5. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL es rechazado.....	C-3
Figura C-6. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el 80% de los ahorros de DSM en DI Sol'n.....	C-3
Figura C-7. Contribución de la solución de la barcaza de GNL a la brecha del día de servicio si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL A tiempo).....	C-4
Figura C-8. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es retrasado (ExC a tiempo).....	C-4
Figura C-9. Contribución de la solución TL de Clove Lakes a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es rechazado (ExC a tiempo).....	C-5
Figura C-10. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL es retrasado.....	C-5
Figura C-11. Contribución de la solución Clove Lakes TL + LNG Barge a la brecha del día de servicio si ExC y el Vaporizador de GNL son rechazados rechazado.....	C-5
Figura C-12. Contribución de la solución de la barcaza de GNL a la brecha del día de servicio si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n.....	C-6
Figura D-1. Costo anual para la empresa de no tener una solución de infraestructura si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL. A tiempo).....	D-2
Figura D-2. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si se retrasa el proyecto del Vaporizador de GNL retrasado (ExC a tiempo).....	D-2
Figura D-3. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si se retrasa el proyecto del Vaporizador de GNL (ExC a tiempo).....	D-3
Figura D-4. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si los proyectos ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado.....	D-3
Figura D-5. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si los proyectos ExC y el Vaporizador de GNL. rechazado.....	D-3
Figura D-6. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n.....	D-4
Figura D-7. Costo anual para la empresa de servicios públicos de la solución de la barcaza de GNL si se rechaza el proyecto ExC GNL Vap. A tiempo).....	D-4
Figura D-8. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si se retrasa el proyecto del Vaporizador de GNL retrasado (ExC a tiempo).....	D-5
Figura D-9. Costo anual para la empresa de servicios públicos de la solución TL de Clove Lakes si GNL Vap. (ExC a tiempo).....	D-5
Figura D-10. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si los proyectos ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado.....	D-5
Figura D-11. Costo anual para la empresa de servicios públicos de Clove Lakes TL + solución de barcaza de GNL si ExC y el Vaporizador de GNL rechazado.....	D-6
Figura D-12. Costo anual para el Servicio Público de la solución de la barcaza de GNL si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n.....	D-6

Figura E-1. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL A tiempo).....	E-1
Figura E-2. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. retrasado (ExC a tiempo).....	E-2
Figura E-3. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. (ExC a tiempo)	E-2
Figura E-4. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado	E-3
Figura E-5. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. rechazado	E-3
Figura E-6. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el 80% de los ahorros de DSM en DI Sol'n	E-4
Figura F-1. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL A tiempo).....	F-9
Figura F-2. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. retrasado (ExC a tiempo).....	F-9
Figura F-3. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. (ExC a tiempo)	F-10
Figura F-4. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado	F-10
Figura F-5. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. rechazado	F-10
Figura F-6. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el 80% de los ahorros de DSM en DI Sol'n	F-11
Figura F-7. Cruce del VAN de los costos de los servicios públicos con el VAN de los costos sociales para la solución sin infraestructuras si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL rechazado	F-13
Figura G-1. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si se rechaza ExC (Vaporizador de GNL A tiempo).....	G-1
Figura G-2. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si el Vaporizador de GNL es retrasado (ExC a tiempo)	G-2
Figura G-3. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si el Vaporizador de GNL es (ExC a tiempo).....	G-2
Figura G-4. Ahorro potencial de calentamiento global de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL son rechazados. retrasado	G-3
Figura G-5. Ahorro potencial de calentamiento global de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL son rechazados. rechazado.....	G-3
Figura G-6. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n	G-4

Lista de tablas

Tabla A-1. Parámetros de costos supuestos asociados a la infraestructura distribuida potencialmente retrasada/rechazada.....	A-2
Tabla A-2. Costo anualizado supuesto de las opciones de infraestructura distribuida.....	A-3
Tabla A-3. Parámetros operativos supuestos de las opciones de infraestructura distribuida.....	A-4
Tabla A-4. Previsión acumulada (desde 2022) de pérdida de clientes no firmes de respuesta de demanda por año.....	A-5
Tabla A-5. Parámetros supuestos de un programa de retención de a clientes no firmes.....	A-5
Tabla A-6. Población estimada de grandes clientes firmes para el servicio de RD no firme.....	A-6
Tabla A-7. Población estimada de grandes clientes firmes para el servicio de RD no firme.....	A-6
Tabla A-8. Soluciones analizadas para cada escenario de contingencia.....	A-8
Tabla A-9. Principales resultados del análisis para las soluciones bajo el supuesto de que el proyecto ExC sea rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo).....	A-9
Tabla A-10. Principales resultados del análisis de las soluciones en el marco de la demora del gas natural licuado (ExC a tiempo).....	A-9
Tabla A-11. Principales resultados del análisis de las soluciones en caso de que el Vaporizador de GNL sea Rechazado (ExC a tiempo).....	A-10
Tabla A-12. Principales resultados del análisis de las soluciones en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL sea retrasado.....	A-10
Tabla A-13. Principales resultados del análisis de las soluciones en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL sea rechazado.....	A-11
Tabla A-14. Principales resultados del análisis de soluciones por debajo del 80% de DSM en DI Sol'n.....	A-11
Tabla B-1. Equipos de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua de referencia.....	B-13
Tabla B-2. Sustitución de equipos de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua.....	B-13
Tabla B-3. Sustitución de equipos de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua.....	B-14
Tabla B-4. Costos de instalación de equipos de referencia.....	B-15
Tabla B-5. Costos de instalación de equipos de sustitución.....	B-15
Tabla B-6. Cargas anuales de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua.....	B-16
Tabla B-7. Consumo energético anual de los equipos de referencia.....	B-17
Tabla B-8. Equipo de sustitución Consumo energético anual.....	B-17
Tabla B-9. Supuestos tipos de energía.....	B-18
Tabla B-10. Costos energéticos anuales de los equipos de referencia por región.....	B-18
Tabla B-11. Costos energéticos anuales de los equipos de sustitución por región.....	B-19
Tabla B-12. Configuraciones típicas de base y de sustitución.....	B-20
Tabla B-13. Ahorro de energía incremental por medida de electrificación.....	B-21
Tabla B-14. Relación supuesta entre el ahorro en el día de diseño y el ahorro anual de gas por electrificación.....	B-21
Tabla B-15. Costos incrementales de la electrificación, KEDNY.....	B-22
Tabla B-16. Costos incrementales de la electrificación, KEDLI.....	B-22
Tabla B-17. Poblaciones supuestas susceptibles de ser electrificadas.....	B-24
Tabla B-18. Supuesto suplemento de los costos no incentivados, en porcentaje de los costos anuales de los incentivos.....	B-27
Tabla C-1. Ahorro en días de diseño por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en el caso que el proyecto ExC sea rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo) [MDth/día].....	C-1
Tabla C-2. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en el caso de que se retrase el proyecto de Vaporizador de GNL (ExC en tiempo) [MDth/día].....	C-2
Tabla C-3. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en el caso de que gas natural licuado sea Rechazado (ExC a tiempo) [MDth/día].....	C-2

Tabla C-4. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL Retraso [MDth/día]	C-3
Tabla C-5. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL Rechazado [MDth/día]	C-4
Tabla C-6. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro con un 80% de DSM en la solución DI [MDth/día]	C-5
Tabla D-1. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de que el proyecto ExC sea rechazado (GNL Vap a tiempo) [millones de dólares/año]	D-1
Tabla D-2. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de retraso de GNP Vap (proyecto ExC a tiempo) [millones de dólares/año].....	D-2
Tabla D-3. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida si el Vaporizador de GNL es rechazado (ExC a tiempo) [Millones de dólares/año].....	D-3
Tabla D-4. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de que el proyecto ExC y el Vaporizador de GNL sea rechazado. Retraso [millones de dólares/año]	D-4
Tabla D-5. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de que el proyecto ExC y el Vaporizador de GNL sea rechazado. Rechazado [Millones de dólares/año].....	D-5
Tabla D-6. Costo anual para la empresa de servicios públicos por categoría en relación con la solución de infraestructura distribuida bajo el 80% de DSM en DI Sol'n [millones de dólares/año].	D-7
Tabla F-1. Supuestos fijos durante el periodo de análisis	F-6
Tabla F-2. Beneficios de capacidad y suministro de gas evitados.....	F-7
Tabla F-3. Beneficios de capacidad y suministro eléctrico evitados	F-7
Tabla F-4. Tasa de emisión supuesta del gas natural y el fuel-oil de los oleoductos	F-8
Tabla F-5. Tasa de emisiones de la red eléctrica asumida	F-8
Tabla F-6. Prueba de Análisis de Costo-Beneficios de Comparación de beneficios y costos	F-12
Tabla G-1. Factores del potencial de calentamiento global	G-1
Tabla H-1. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones en ExC rechazadas (Vaporizador de GNL a tiempo) [%].....	H-1
Tabla H-2. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones en el caso de que LNG Vap se retrase (ExC a tiempo) [%]	H-1
Tabla H-3. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones en el marco del Vaporizador de GNL Rechazado (ExC a tiempo) [%]	H-2
Tabla H-4. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones de ExC y el Vaporizador de GNL Retraso [%]	H-2
Tabla H-5. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones de ExC y el Vaporizador de GNL Rechazado [%]	H-2
Tabla H-6. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para soluciones inferiores al 80% de DSM en DI Sol'n [%].....	H-2
Tabla H-7. Cambio porcentual en el costo por cliente para las soluciones en caso de que el proyecto ExC sea rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo) [%]	H-3
Tabla H-8. Cambio porcentual en el costo por cliente de las soluciones en caso de que el Vaporizador de GNL sea retrasado (ExC a tiempo) [%].....	H-3
Tabla H-9. Variación porcentual de los costos por cliente de las soluciones en el caso de que el Vaporizador de GNL Rechazado (ExC a tiempo) [%].....	H-3
Tabla H-10. Cambio porcentual en el costo por cliente de las soluciones en caso de que ExC y el Vaporizador de GNL. Retraso [%]	H-3

Tabla H-11. Cambio porcentual en el costo por cliente de las soluciones en caso de que ExC y el Vaporizador de GNL. Rechazado [%].....	H-4
Tabla H-12. Cambio porcentual en el costo por cliente para soluciones por debajo del 80% de DSM en DI Sol'n [%].....	H-4
Tabla I-1. Brecha de días de diseño restante por situación [MDth/día].....	I-1
Tabla I-2. Brecha de días de servicio restante por situación en términos de número de clientes "agregados" [# clientes].....	I-2

Appendix A. Enfoque del análisis de los escenarios de contingencia y sus posibles soluciones

A.1. Resumen

Son muchos los pasos de análisis que han servido de base a los principales capítulos del Informe, entre ellos:

- Elaboración de la previsión de la demanda no ajustada mediante modelos económicos
- Ajuste de la previsión de la demanda para el aumento de los esfuerzos de reducción desde la perspectiva de la demanda, como la eficiencia energética y la electrificación en el noreste de Nueva York
- Desarrollar un "Escenario Neto Cero" basado en tal previsión de demanda que incorpore la reducción adicional de la demanda que pueda ocurrir
- Identificación de la capacidad de suministro contratada y la que puede expirar pero está disponible para recontractar
- Desarrollo de supuestos para la modelización de la solución de infraestructura distribuida propuesta, incluyendo:
 - Parametrización de recursos de infraestructuras distribuidas, como la vaporización de GNL en Greenpoint y el proyecto de ampliación de Iroquois
 - Parametrización de los recursos de gestión de la demanda, como la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y la electrificación de la calefacción, que se incrementa con respecto a la incluida en la previsión de la demanda de referencia ajustada
- Identificación de escenarios de contingencia
- Desarrollar supuestos para la modelización de opciones adicionales que podrían utilizarse para abordar tales escenarios de contingencia, incluyendo:
 - Identificación y selección de una lista de posibles opciones de infraestructuras distribuidas
 - Parametrización de las opciones de infraestructuras distribuidas evaluadas, como las barcasas de GNL y el bucle de transmisión de Clove Lakes, para su modelización
 - Identificación y selección de una lista de posibles opciones de gestión en la perspectiva de la demanda
 - Parametrización de las opciones seleccionadas de gestión desde la perspectiva la demanda , como la retención de respuesta a la demanda no firme y la electrificación de la calefacción
- Reunir soluciones como combinaciones de tales opciones adicionales que abordan la aparente brecha entre la demanda y la oferta en cada escenario de contingencia, incluyendo en cada caso una combinación de opciones de gestión estrictamente del lado de la demanda que sea una "solución sin infraestructura"
- Comparar las distintas soluciones para cada escenario de contingencia en términos de costo para la empresa de servicio público, para la sociedad y para el cliente que paga la tarifa, el potencial neto de calentamiento global y la viabilidad

- Identificar la solución recomendada para cada escenario de contingencia
- Analizar las soluciones recomendadas a nivel global para identificar las opciones incrementales que deben seguirse para prepararse para los posibles escenarios de contingencia

Dado que muchos de estos análisis separados se discuten en los capítulos principales del Informe, no se incluirán en el Apéndice. A continuación, se presenta una disertación más detallada y se exponen los análisis que no se tratan en profundidad en otros lugares.

A.2. Supuestos de modelado para los componentes de la solución de infraestructura distribuida

La solución de infraestructura distribuida se analiza en profundidad en la sección 5 del informe. El análisis de contingencia que se presenta más adelante en el informe compara las soluciones asumiendo que esta solución de infraestructura distribuida es la línea de base. Por ejemplo, en un escenario de contingencia en el que se rechace el proyecto ExC, habría un ahorro de costos en forma de no tener que pagar por el proyecto (además de un aumento de los costos por pagar otras formas de satisfacer la necesidad). Para ello, se han hecho suposiciones sobre los parámetros necesarios de la solución de infraestructura distribuida. Estos supuestos se analizan a continuación.

A.2.1. Supuestos de los componentes de la infraestructura distribuida

Los escenarios de contingencia analizados que implican el retraso o el rechazo de la infraestructura se centran en el Proyecto de Vaporización de GNL y el Proyecto ExC. En tales escenarios de contingencia, algunos costos anuales podrían retrasarse o evitarse. Obsérvese que en el caso diferido se supone que el costo total de las opciones no cambia. A continuación se muestran los parámetros de costo asumidos para estos recursos:

Tabla A-1. Parámetros de costos supuestos asociados a la infraestructura distribuida potencialmente retrasada/rechazada

Componente	Costo anualizado (\$/año)	Costo de la materia prima (\$/Dth)	Notas
Proyecto de vaporización de GNL	\$24,275,000	5.25 \$/Dth	Costo anualizado basado en la tasa de recurso de 1,0641 \$/dth al día que figura en el expediente de la IGTS multiplicado por la cantidad máxima diaria supuesta (62,5 MDth/día) para 365 días al año
Proyecto de Mejora por Compresión de Iriquois (ExC, por sus siglas en inglés)	\$8,150,000	\$6.30 \$/Dth	Costo anualizado basado en un costo inicial supuesto de 60 millones de dólares anualizado en la base tarifaria de National Grid al 13,5% según la experiencia de National Grid, más 50.000 dólares al año de O&M

Se asumió un convenio de mitad de año para los costos del primer año de servicio. Por ejemplo, se supone que el proyecto ExC costará 4,075,000 dólares en 2024 porque se espera que entre en funcionamiento para 2024/25, y luego costará la totalidad de los 8.150.000 dólares durante el resto

del plazo de análisis. En el escenario de contingencia en el que el Proyecto ExC se retrasa un año, se asume que hay un ahorro de costos de 4,075.000 dólares al año tanto en 2024 como en 2025.

A.2.2. Supuestos de los componentes de la demanda

Dado que la electrificación programada se identifica como el componente marginal de la Solución de Infraestructura Distribuida, se asume como parte de las soluciones del escenario de contingencia que puede evitarse siempre que la oferta siga satisfaciendo la demanda. Por lo tanto, para algunas soluciones, la electrificación programada se evita en la medida en que reduce los costos globales de la solución. La parametrización de la electrificación en la Solución de Infraestructura Distribuida es la misma que la utilizada para la opción de electrificación incremental considerada como componente de las soluciones de los escenarios de contingencia, y se discute ampliamente en Appendix B.

A.3. Supuestos de modelización para las opciones adicionales seleccionadas

Se identificaron varias opciones adicionales a las incluidas en la Solución de Infraestructura Distribuida, tal y como se comenta en las secciones 6 y 7 del Informe. La parametrización asumida de esas opciones para la modelización se discute a continuación.

A.3.1. Opciones de infraestructura distribuida

Como se indica en la Sección 7, las tres opciones de infraestructuras distribuidas seleccionadas son el proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes, las barcasas de GNL y un proyecto de tanque de GNL a micro escala. A continuación se indican los costos anuales previstos de estas opciones.

Tabla A-2. Costo anualizado supuesto de las opciones de infraestructura distribuida

Componente	Costo anualizado (\$/año)	Costo de la materia prima (\$/Dth)	Notas
Proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes (TL)	\$57,600,000	5.50 \$/Dth	<p>Basado en un supuesto costo inicial de 320 millones de dólares anualizados en la base tarifaria de National Grid al 13,5% según la experiencia de National Grid, más el costo de los contratos de capacidad adicional basado en la tasa de recurso actual de TETCO de 0,491 dólares/día multiplicado por la cantidad máxima diaria supuesta (80 MDth/día) durante 365 días al año</p> <p>Hay que tener en cuenta que la mitad de este costo anualizado se asume a partir de la primera mitad de la capacidad que se pone en marcha, y luego se supone que el costo total se aplica una vez que la capacidad completa está en marcha; véase la nota en Tabla A-3</p>

Barcazas de GNL	1,400.000 dólares + (55,000.000 dólares por barcaza)	9,00 \$Dth	Basado en un supuesto costo inicial de 10 millones de dólares de mejoras distribuidas en el sistema, anualizado en la base tarifaria de National Grid al 13,5% según la experiencia de National Grid, más el costo de 275 millones de dólares por barcaza que se asume que es propiedad de un tercero y que cobra a National Grid el 20% de ese costo inicial al año según la experiencia de National Grid
Tanque de Micro-GNL	\$14,400,000	\$16,03 /Dth	Basado en un costo inicial de 70 millones de dólares anualizado en la base tarifaria de National Grid al 13,5% según la experiencia de National Grid, más los 5 millones de dólares de costos anuales asumidos para el mantenimiento, el suministro y el transporte

Al igual que con los componentes de la infraestructura distribuida de la Solución de Infraestructura Distribuida, se aplica una convención de mitad de año a estos costos para su primer año de servicio.

A continuación se analizan otros parámetros de modelización para las opciones de infraestructuras distribuidas.

Tabla A-3. Parámetros operativos supuestos de las opciones de infraestructura distribuida

Componente	Primera temporada operativa	Diseño de capacidad por día	Tasa de emisiones del ciclo de vida en relación con el gas del gasoducto	Notas
Proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes (TL)	50% de la capacidad en 2026-27, el resto en 2028-29	80 MDth/día	100%	La naturaleza del proyecto permite que la mitad de la capacidad entre en funcionamiento antes; se asume que la mitad del costo anual se aplica mientras la mitad de la capacidad está disponible
Barcazas de GNL	Primero en 2027-28, segundo en 2028-29 (si es necesario)	50 MDth/día por barcaza	109%	
Tanque de Micro-GNL	2025-26	18 MDth/día	109%	

A.3.2. Opciones de aumento de la demanda

Como se ha comentado en las secciones 5 y 6, gran parte del potencial de gestión de la demanda disponible ya se está aprovechando actualmente y como parte de la solución de la infraestructura distribuida. Los siguientes supuestos de parametrización se hacen para las opciones desde la perspectiva de la demanda que pueden ser necesarias como componente de una solución a un escenario de contingencia.

Respuesta a la demanda incremental

En el apartado 6.2.3 del informe principal se analizan las distintas opciones de respuesta a la demanda incremental que merecen una mayor exploración. Para la modelización, se asume que, en respuesta a un escenario de contingencia, National Grid podría retener a más clientes de respuesta de demanda no firme y convertir potencialmente a algunos grandes clientes firmes a la clase de servicio de respuesta de demanda no firme. Aunque habría que desarrollar la mecánica real de tales programas, a continuación se analizan los supuestos utilizados en este modelo.

Aunque la propuesta de valor de la respuesta de demanda no firme debería mejorar, tal y como se comenta en los apartados 5.4.3.2. y 6.2.3, la previsión de demanda base ajustada sigue previendo que aproximadamente la mitad de los clientes actuales de respuesta de demanda no firme se pasarán a tarifas firmes en 2035, tal y como se muestra en Tabla A-4. Ello se debe a que aún está por ver el impacto total de la modificación de los tipos. En el caso de que estos clientes se retiren de esta clase de tarifa, como opción de escenario de contingencia se asume que todos los clientes de RD No Firmes podrían recibir un incentivo anual adicional, como se comenta en el apartado 6.2.3. Los parámetros asumidos de dicho programa para la modelización se muestran en Tabla A-5.

Tabla A-4. Previsión acumulada (desde 2022) de pérdida de clientes no firmes de respuesta de demanda por año

OpCo	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
KEDNY	119	194	268	335	407	482	555	640	717	788	850	912	968
KEDLI	3	6	9	12	14	17	20	21	25	27	30	31	34

Tabla A-5. Parámetros supuestos de un programa de retención de a clientes no firmes

Parámetro	Valor	Notas
Porcentaje supuesto de clientes de respuesta de demanda no firme que se prevé que se vayan y que podrían retenerse	50%	
Supuesto ahorro en el día de servicio por cliente de respuesta de demanda no firme retenido	48 Dth/día promedio por cliente retenido	Basado en el análisis de National Grid de los actuales clientes de respuesta de demanda no firme y de los que se ha identificado que obtienen el menor valor de la actual tarifa de RD no firme
Supuesto ahorro en el día de servicio por cliente de RD no firme	4,000 dólares anuales de media por cliente	Se supone que se proporciona a todos los clientes actuales de RD no firme en un año determinado, no sólo a los que pueden solicitar el cambio al servicio firme en un año determinado

Se asume que estos clientes participarían en 10 días efectivos de carga completa de instancias al año, y que durante este tiempo estos clientes utilizarían aceite combustible en una proporción de 95:75 dada la menor eficiencia de los equipos de aceite combustible. Teniendo en cuenta que el ahorro medio de diseño por día por cliente es de 48 Dth, se supone que cada año un solo cliente retenido ahorra 480 MMBtu de gas pero consume 608 MMBtu adicionales de aceite combustible. Esto después se utiliza para calcular los costos netos del producto y el impacto neto de las emisiones al comparar las soluciones.

También hay grandes clientes firmes a los que se podría incentivar para que se conviertan en clientes de RD no firme para aumentar el ahorro de este programa. Basándose en un análisis de los datos de facturación, National Grid identificó el número actual de grandes clientes firmes como la población que podría ser incentivada.

Tabla A-6. Población estimada de grandes clientes firmes para el servicio de RD no firme

OpCo	Calefacción/No relacionado con calefacción	Número de clientes	Número supuesto que podría ser incentivado para unirse a la RD no firme	Consumo anual por cliente (Dth/año)	Consumo estimado por día de servicio por cliente (Dth/día)
KEDNY	Calefacción	90	14	26,800	268
KEDNY	Otro	16	2	38,600	193
KEDLI	Calefacción	297	45	28,900	289
KEDLI	Otro	99	15	46,800	234

Se asumió que estos clientes necesitarían recibir un incentivo inicial para cambiar al servicio de RD no firme, más el incentivo anual adicional que recibirían ahora como clientes de RD no firme. Los costos necesarios se han estimado en función del tamaño medio de los clientes y se enumeran a continuación.

Tabla A-7. Población estimada de grandes clientes firmes para el servicio de RD no firme

OpCo	Calefacción/Otro	Costo medio inicial supuesto (\$/costos)	Incentivo medio anual supuesto (\$/cliente/año)
KEDNY	Calefacción	\$720,000	\$81,000
KEDNY	Otro	\$1,015,000	\$115,000
KEDLI	Calefacción	\$775,000	\$88,000
KEDLI	Otro	\$1,220,000	\$139,000

Al igual que con la retención no firme, se asume que tales clientes participarían en 10 días efectivos de carga completa al año, y que durante este tiempo estos clientes utilizarían aceite combustible en una proporción de 95:75 dada la menor eficiencia de los equipos de aceite combustible.

Incremento de la electrificación

La electrificación programada se parametriza como parte de la solución de la Infraestructura Distribuida. Para algunas soluciones de escenarios de contingencia, esta electrificación programada puede tener que comenzar antes o su magnitud puede ser diferente. A tal efecto, la modelización asume un único "programa de electrificación" incremental con relación al incluido en la previsión de

demanda de referencia ajustada como parte de la Solución de Infraestructura Distribuida y las soluciones del escenario de contingencia. La "electrificación incremental" para una solución es entonces la diferencia en tamaño/costo entre el programa de la solución y el programa de la solución de infraestructura distribuida. La parametrización de la electrificación se discute ampliamente en Appendix B.

A.4. Análisis de escenarios de contingencia

Como se comenta en los apartados 6 y 7 del Informe, National Grid analizó 7 escenarios de contingencia diferentes relativos a que alguna parte de la Solución de Infraestructura Distribuida no está contribuyendo en su totalidad a la demanda del día de servicio. El aparente desfase de días de diseño resultante en cada escenario se cubriría con alguna combinación de opciones adicionales, tal y como se define en la sección 6, para formar "soluciones". A continuación se comparan estas soluciones. Estos pasos se describen a continuación.

A.4.1. Soluciones de ensamblaje

En primer lugar, se elaboró una solución compuesta íntegramente por opciones de gestión de la demanda para cada escenario de contingencia, denominada solución "sin infraestructura". Como la opción de respuesta a la demanda incremental es más barata que la electrificación incremental, esa solución se compone primero de toda la respuesta a la demanda que sea necesaria hasta su máximo potencial. En ese momento, se añade una electrificación adicional para satisfacer la necesidad. Como se comenta en Appendix B, las "palancas" para añadir la electrificación son el año en que comienzan los incentivos y el nivel de incentivo asumido (que influye en el periodo de amortización estimado del cliente y, por tanto, en la cantidad de población que decide electrificarse).

A continuación, se desarrollaron soluciones adicionales basadas en una combinación de opciones de infraestructuras distribuidas aplicables junto con opciones incrementales de DSM. En este punto, se hizo una consideración adicional para el beneficio de localización que proporcionaría la opción de la infraestructura. Por ejemplo, el proyecto de vaporización de GNL y el proyecto de bucle de transmisión de Clove Lakes abastecerían a la parte oriental del territorio de servicio del sur del estado de Nueva York, mientras que el proyecto ExC abastece a la parte occidental del territorio de servicio del sur del estado de Nueva York. Por lo tanto, el Proyecto TL de Clove Lakes proporcionaría más beneficios al sistema si se rechazara el Proyecto de Vaporización de GNL que si se rechazara el Proyecto ExC. Se hicieron consideraciones similares para las barcazas de GNL y el micro-GNL; una barcaza de GNL, en teoría, podría estar vinculada al sistema donde fuera necesario, mientras que el micro-GNL se asumió que podría ser desplegado en la parte occidental del territorio de servicio. Estas consideraciones dejaron las siguientes soluciones para el análisis de cada escenario de contingencia.

Tabla A-8. Soluciones analizadas para cada escenario de contingencia

ExC Rechazado (GNL Vap. a tiempo)	GNL Vap. Retraso (ExC on-time)	GNL Vap. Rechazado (ExC on-Time)	ExC & LNG Vap. retrasado	ExC & LNG Vap. rechazado	80% de DSM en DI Sol'n
Sin infraestructura	Sin infraestructura	Sin infraestructura	Sin infraestructura	Sin infraestructura	Sin infraestructura
Micro-LNG + DSM	Barcaza de GNL + DSM	Barcaza de GNL + DSM	Barcaza de GNL + DSM	Clove Lakes TL + Barcaza de GNL + DSM	Clove Lakes TL + Barcaza de GNL + DSM
Barcaza de GNL + DSM	Clove Lakes TL + DSM	Clove Lakes TL + DSM	Clove Lakes TL + DSM	Micro-LNG + Clove Lakes TL + DSM	Micro-LNG + Clove Lakes TL + DSM
				2 barcazas de GNL + DSM	2 barcazas de GNL + DSM
				Barcaza de GNL + DSM	Barcaza de GNL + DSM
				Clove Lakes TL + DSM	

La composición anual de cada una de las soluciones desarrolladas anteriormente se muestra en Appendix C.

A.4.2. Comparación de soluciones

Las soluciones analizadas se comparan de las siguientes maneras, enumeradas junto con el apéndice que ofrece una explicación más detallada del enfoque y los resultados completos de cada una:

- Appendix D - Costo anual para la empresa
- Appendix E - Costo del valor actual neto para la empresa
- Appendix F - Valor actual neto del costo para la sociedad
- Appendix G - Potencial de calentamiento global
- Appendix H - Impacto en los costos del cliente

En resumen, las siguientes tablas proporcionan resultados clave seleccionados para las soluciones analizadas para cada escenario de contingencia, con las soluciones recomendadas para cada escenario de contingencia en la Sección 7 del Informe. En general, los principales criterios de selección fueron el costo y la viabilidad. En cuanto a los costos, se ha tenido más en cuenta la reducción de los mismos a corto plazo; las soluciones recomendadas no tienen necesariamente el valor actual neto más bajo a 15 años si otras soluciones son más baratas, principalmente porque la electrificación se reduce en años posteriores. Por esta razón, se recomendó la solución de "Sin Infraestructura" en los casos en que la infraestructura distribuida se retrasa; es necesario realizar la misma cantidad de gestión de la demanda independientemente. Esto, así como las consideraciones

de viabilidad, fue también la razón por la que se recomienda la solución de la barcaza de GNL + DSM en el escenario de contingencia en el que se cumple el 80% de los objetivos de gestión de la demanda en la solución de infraestructura distribuida; aunque tiene un costo de valor actual neto más alto, gran parte del ahorro de costos de las otras soluciones proviene de evitar la electrificación en los últimos años, y una única opción de infraestructura distribuida sería más factible en ese momento.

Tabla A-9. Principales resultados del análisis para las soluciones bajo el supuesto de que el proyecto ExC sea rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo)

Solución	Distrib. Infra. Recuento de opciones (#)	Ahorro en electrificación para 2025 (MDth/día)	Costo NPV para la empresa (millones de dólares)	Costo NPV para la sociedad (millones de dólares)	Impacto de los costos de los clientes en los próximos 5 años (%)	Ahorro de GWP (Potencial de calentamiento de gas) en 20 años (millones de toneladas de CO2e)
Barcaza de GNL + DSM	1	21.9	\$350	\$415	3.3%	0.7
Micro-LNG + DSM	1	21.9	\$450	\$495	3.4%	1.8
Sin infraestructura	0	32.9	\$645	\$710	4.9%	3.0

Tabla A-10. Principales resultados del análisis de las soluciones en el marco de la demora del gas natural licuado (ExC a tiempo)

Solución	Distrib. Infra. Recuento de opciones (#)	Ahorro en electrificación para 2025 (MDth/día)	Costo NPV para la empresa (millones de dólares)	Costo NPV para la sociedad (millones de dólares)	Impacto de los costos de los clientes en los próximos 5 años (%)	Ahorro de GWP (Potencial de calentamiento de gas) en 20 años (millones de toneladas de CO2e)
Clove Lakes TL + DSM	1	11.0	-\$385	-\$290	1.6%	-2.5
Barcaza de GNL + DSM	1	11.0	-\$180	-\$110	1.6%	-1.8
Sin infraestructura	0	11.0	\$50	\$70	1.6%	0.1

Tabla A-11. Principales resultados del análisis de las soluciones en caso de que el Vaporizador de GNL sea Rechazado (ExC a tiempo)

Solución	Distrib. Infra. Recuento de opciones (#)	Ahorro en electrificación para 2025 (MDth/día)	Costo NPV para la empresa (millones de dólares)	Costo NPV para la sociedad (millones de dólares)	Impacto de los costos de los clientes en los próximos 5 años (%)	Ahorro de GWP (Potencial de calentamiento de gas) en 20 años (millones de toneladas de CO2e)
Clove Lakes TL + DSM	1	11.0	\$95	\$155	1.7%	-0.5
Barcaza de GNL + DSM	1	21.9	\$285	\$365	3.2%	0.0
Ninguna infraestructura	0	42.1	\$610	\$690	4.8%	2.5

Tabla A-12. Principales resultados del análisis de las soluciones en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL sea retrasado

Solución	Distrib. Infra. Recuento de opciones (#)	Ahorro en electrificación para 2025 (MDth/día)	Costo NPV para la empresa (millones de dólares)	Costo NPV para la sociedad (millones de dólares)	Impacto de los costos de los clientes en los próximos 5 años (%)	Ahorro de GWP (Potencial de calentamiento de gas) en 20 años (millones de toneladas de CO2e)
Clove Lakes TL + DSM	1	11.0	-\$405	-\$310	1.5%	-2.5
Barcaza de GNL + DSM	1	11.0	-\$195	-\$130	1.5%	-1.8
Sin infraestructura	0	11.0	\$30	\$50	1.5%	0.1

Tabla A-13. Principales resultados del análisis de las soluciones en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL sea rechazado

Solución	Distrib. Infra. Recuento de opciones (#)	Ahorro en electrificación para 2025 (MDth/día)	Costo NPV para la empresa (millones de dólares)	Costo NPV para la sociedad (millones de dólares)	Impacto de los costos de los clientes en los próximos 5 años (%)	Ahorro de GWP (Potencial de calentamiento de gas) en 20 años (millones de toneladas de CO2e)
Clove Lakes TL + DSM	1	43.9	\$575	\$735	6.6%	1.7
Barcaza de GNL + DSM	1	54.8	\$955	\$1,110	8.2%	3.3
2 barcazas de GNL + DSM	2	54.8	\$940	\$1,100	8.2%	2.6
Micro-GNL + Clove Lakes TL	2	32.9	\$590	\$705	5.1%	1.6
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	2	43.9	\$555	\$725	6.6%	1.0
Sin infraestructura	0	65.8	\$1,230	\$1,370	9.9%	5.5

Tabla A-14. Principales resultados del análisis de soluciones por debajo del 80% de DSM en DI Sol'n

Solución	Distrib. Infra. Recuento de opciones (#)	Ahorro en electrificación para 2025 (MDth/día)	Costo NPV para la empresa (millones de dólares)	Costo NPV para la sociedad (millones de dólares)	Impacto de los costos de los clientes en los próximos 5 años (%)	Ahorro de GWP (Potencial de calentamiento de gas) en 20 años (millones de toneladas de CO2e)
Barcaza de GNL + DSM	1	0.0	\$335	\$560	0.2%	-2.7
2 barcazas de GNL	2	0.0	\$150	\$370	0.0%	-3.8
Micro-GNL + Clove Lakes TL	2	0.0	\$30	\$245	0.0%	-3.8
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	2	0.0	-\$155	\$75	0.0%	-5.1
Sin infraestructura	0	0.0	\$495	\$695	0.8%	-2.2

Appendix B. Parametrización de la electrificación

B.1. Resumen

Si bien incentivar la electrificación no suele ser el propósito de una empresa de gas, se asume que es necesario en este caso para ayudar a resolver el déficit de demanda en el sur del estado de Nueva York, ya que la eficiencia energética y la respuesta a la demanda alcanzan sus límites de viabilidad. Si bien se asume una cierta cantidad de electrificación dentro de la previsión de demanda de referencia ajustada, se supone que National Grid tendría que proporcionar un incentivo separado para llevar a suficientes clientes a adoptar la calefacción eléctrica y reducir el consumo de gas en el día de diseño. National Grid incluye una importante electrificación del calor para cerrar la brecha de diseño y suministro en la Solución de Infraestructura Distribuida, como se discute en la Sección 5 del Informe.

Hay que tener en cuenta que la magnitud de la electrificación que aquí se discute requerirá una inversión significativa en toda una serie de áreas: desarrollo de la mano de obra, colaboración con PSEG-LI y ConEdison, entre otras. Es necesario estudiar más a fondo cómo se vería afectada la red eléctrica.

Para este análisis, National Grid ha asumido que será necesario un programa de electrificación. A continuación se analizan los supuestos que rodean a este programa. National Grid sigue perfeccionando las hipótesis presentadas en esta sección. Para ello, se partió de las hipótesis sobre los equipos básicos de calefacción y refrigeración y sus correspondientes equipos de sustitución, incluidos los costos de instalación y los costos de funcionamiento previstos. Para ello fue necesario elaborar estimaciones de los equipos típicos, la eficiencia, las cargas de calefacción y refrigeración, y aplicar las tasas de energía asumidas. Estos supuestos de parametrización de los equipos constituyeron la base para estimar el nivel necesario de adopción por parte de los clientes y los niveles de incentivos que se suponen necesarios para impulsar dicha adopción. Los resultados del análisis se resumen en las secciones y tablas siguientes.

B.2. Parametrización de los equipos de referencia y de sustitución

Para cada opción de electrificación, se definió una eficiencia de referencia y una eficiencia de sustitución para tres tipos diferentes de clientes: residenciales, pequeños comercios y multifamiliares. Para cada medida considerada en este estudio, el modelo calcula los costos incrementales de la medida, el ahorro de consumo anual (de electricidad y gas natural), el ahorro de la demanda máxima y el ahorro anual de costos energéticos.

El análisis supone que la calefacción podría producirse cuando las temperaturas exteriores son inferiores a 65 °F. La base de las temperaturas exteriores en el estado de Nueva York son los datos del año meteorológico típico (TMY) proporcionados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) para el aeropuerto de LaGuardia (estación meteorológica n° 725030). Además, debido a los atributos de la tecnología actual, en el caso de los hogares o las empresas que tienen tanto bombas de calor con fuente de aire como un horno de gas, suponemos que el consumo de gas en el día de diseño no se reduce porque la mayoría de los sistemas de doble combustible satisfacen sus cargas de calefacción utilizando sistemas de gas cuando las temperaturas del aire exterior son inferiores a 32 °F.

B.2.1. Tamaño y eficiencia de los equipos de calefacción y refrigeración

Cada actividad de electrificación considerada en el análisis se define por un tipo de equipo de referencia y un tipo de equipo de sustitución. Tabla B-1 presenta la lista completa de equipos de referencia y Tabla B-2 presenta los equipos de sustitución.

Tabla B-1. Equipos de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua de referencia

Tipo de cliente	Equipo	Tamaño	Eficiencia
Residencial	Caldera de gas	110.000 Btu/hr	80% AFUE
Residencial	Horno de gas	80.000 Btu/hr	85% AFUE
Residencial	Habitación AC	36.000 Btu/hr (3 unidades a 12.000 Btu/hr)	10 EER
Residencial	Aire acondicionado por conductos	36.000 Btu/hr	13 SEER / 11 EER
Residencial	No AC	N/A	N/A
Residencial	Calentador de agua de almacenamiento	50 galones	0.55 UEF
Pequeño comercio	Caldera de gas	320.000 Btu/hr	85% AFUE
Pequeño comercio	Horno de gas	230.000 Btu/hora	85% AFUE
Pequeño comercio	Habitación AC	132.000 Btu/hr (11 unidades a 12.000 Btu/hr)	10 EER
Pequeño comercio	Aire acondicionado por conductos	170.000 Btu/hr	13 SEER / 11 EER
Pequeño comercio	No AC	N/A	N/A
Grandes Multifamiliares	Caldera de gas	1.250.000 Btu/h	85% AFUE
Grandes Multifamiliares	Horno de gas	900.000 Btu/hora	85% AFUE
Grandes Multifamiliares	Habitación AC	156.000 Btu/hr (13 unidades a 12.000 Btu/hr)	10 EER
Grandes Multifamiliares	Aire acondicionado por conductos	200.000 Btu/hr	13 SEER / 11 EER
Grandes Multifamiliares	No AC	N/A	N/A

Tabla B-2. Sustitución de equipos de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua

Tipo de cliente	Equipo	Tamaño	Eficiencia
Residencial	Minisplit HP sin conductos	48.000 Btu/hr	15 SEER / 10.0 HSPF
Residencial	Central HP	60.000 Btu/hr	15 SEER / 9.0 HSPF
Residencial	Calentador de agua con bomba de calor	50 galones	2.45 UEF
Pequeño comercio	Central HP	280.000 Btu/hora	15 SEER / 9.0 HSPF
Pequeño comercio	Minisplit HP sin conductos	220.000 Btu/hr	20 SEER / 9.0 HSPF
Grandes Multifamiliares	Central HP	330.000 Btu/hr	15 SEER / 9.0 HSPF
Grandes Multifamiliares	Minisplit HP sin conductos	270.000 Btu/hr	20 SEER / 9.0 HSPF

Para varias medidas, el componente de refrigeración de referencia se describe como una "mezcla" Estas líneas de base combinadas se calculan como medias ponderadas que representan la combinación de tecnologías de aire acondicionado que utilizan los clientes. Los valores asumidos se muestran en Tabla B-4. Los valores residenciales y multifamiliares se basan en el estudio de referencia residencial de NYSERDA, y los valores comerciales se basan en el estudio de referencia comercial de NYSERDA.^{1,2} Suponemos que todos los clientes residenciales de calefacción de gas pueden optar por la conversión a calentadores de agua eléctricos con bomba de calor.

Tabla B-3. Sustitución de equipos de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua

Tecnología A/C	Residencial	Pequeño comercio	Grandes Multifamiliares
A/A central	36%	39 %	12%
Aire acondicionado empaquetado	0%	31%	3%
Habitación con aire acondicionado	48%	29%	54%
Sin aire acondicionado	16 %	1%	31%

B.2.2. Costo de los equipos instalados, incluidos los costos de conexión

El costo de instalación de las medidas residenciales de gas natural incluye el costo de conexión de la línea de gas (5.600 \$ por vivienda). El costo de instalación de las medidas de bombas de calor residenciales incluye un costo medio de actualización del sistema eléctrico (500 dólares).³ Tanto para el gas natural como para la electricidad, los costos instalados no incluyen el costo de las posibles mejoras en las redes de distribución de gas o electricidad.

¹ NYSERDA Residential Baseline Study, Volume 1, Table 27, disponible en <https://www.nysERDA.ny.gov/-/media/Files/Publications/building-stock-potential-studies/residential-baseline-study/Vol-1-Single-Family-Res-Baseline.pdf>

² NYSERDA Commercial Baseline Study, Vol. 1, pp.43-44 <https://www.nysERDA.ny.gov/-/media/Statewide-Commercial-Baseline-Study-Report/NYSERDA-CBS-Vol-1-Commercial-Baseline-Study.pdf>

³ El costo de actualización del sistema eléctrico asumido incluye el costo de las actualizaciones de los paneles de servicio y la adición de un nuevo circuito. Esta cifra de costo medio supone que una parte de las residencias necesitará mejoras eléctricas y otra parte no.

Tabla B-4. Costos de instalación de equipos de referencia

Tipo de cliente	Equipo	Costo instalado
Residencial	Caldera de gas	\$6,042
Residencial	Horno de gas	\$3,966
Residencial	Habitación AC	\$900
Residencial	Aire acondicionado por conductos	\$3,514
Residencial	No AC	\$0
Residencial	Calentador de agua de almacenamiento	\$1,653
Pequeño comercio	Caldera de gas	\$17,550
Pequeño comercio	Horno de gas	\$11,520
Pequeño comercio	Habitación AC	\$3,400
Pequeño comercio	Aire acondicionado por conductos	\$19,755
Pequeño comercio	No AC	\$0
Grandes Multifamiliares	Caldera de gas	\$69,000
Grandes Multifamiliares	Horno de gas	\$45,300
Grandes Multifamiliares	Habitación AC	\$9,900
Grandes Multifamiliares	Aire acondicionado por conductos	\$25,900
Grandes Multifamiliares	No AC	\$0

Tabla B-5. Costos de instalación de equipos de sustitución

Tipo de cliente	Equipo	Costo instalado
Residencial	Minisplit HP sin conductos	\$13,015
Residencial	Central HP	\$21,829
Residencial	Calentador de agua con bomba de calor	\$2,110
Pequeño comercio	Central HP	\$38,965
Pequeño comercio	Minisplit HP sin conductos	\$61,891
Grandes Multifamiliares	Central HP	\$153,204
Grandes Multifamiliares	Minisplit HP sin conductos	\$243,343

Los costos de los equipos residenciales se han tomado de los estudios de costos realizados por el Consejo Asesor de Eficiencia Energética de Massachusetts (EEAC);⁴ estos costos son comparables a los costos de instalación residencial que se recogen en NYSERDA (2019). Los costos de

⁴ Véase el estudio de costos de calentamiento de agua, calderas y hornos de RES 19, disponible en https://ma-eeac.org/wp-content/uploads/RES19_Assembled_Report_2018-09-27.pdf y RES 28 Ductless Mini-Split Heat Pump Cost Study, disponible en https://ma-eeac.org/wp-content/uploads/RES28_Assembled_Report_2018-10-05.pdf

instalación para los clientes comerciales y multifamiliares grandes se estiman sobre la base de los ratios de capacidad de los sistemas comerciales y residenciales.

B.2.3. Cargas de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua

Las medidas de electrificación se caracterizan por el uso de cálculos de ingeniería que utilizan la carga y la eficiencia de un equipo determinado como entradas. Por ello, los resultados calculados para cada medida dependen de las estimaciones de las cargas de calefacción, refrigeración y calentamiento del agua.

Los valores de carga más altos conducen a estimaciones de consumo más altas y, a su vez, a un mayor potencial de ahorro de las medidas que mejoran la eficiencia energética. Las estimaciones de las cargas de calefacción, refrigeración y calentamiento del agua se basan en los valores medidos y comunicados recientemente en el estado de Nueva York.

Tabla B-6. Cargas anuales de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua

Tipo de cliente	Carga	Unidad	MMBtu
Residencial	Calefacción de espacios	Por casa	68.0
Residencial	Refrigeración del espacio	Por casa	14.0
Residencial	Calentamiento del agua	Por casa	9.5
Pequeño comercio	Calefacción de espacios	Por metro cuadrado	0.049
Pequeño comercio	Refrigeración del espacio	Por metro cuadrado	0.016
Grandes Multifamiliares	Calefacción de espacios	Por metro cuadrado	0.067
Grandes Multifamiliares	Refrigeración del espacio	Por metro cuadrado	0.007

Carga de calentamiento. El modelo especifica valores de carga de calefacción separados para hogares unifamiliares, edificios multifamiliares y pequeños edificios comerciales. Para los hogares unifamiliares en el sur del estado de Nueva York, la carga de calefacción de espacios se basa en los valores reportados en NYSERDA (2019).⁵ La Encuesta de Consumo de Energía Residencial (RECS) de 2015 de la Administración de Información Energética informa sobre el consumo de energía de uso final por tipo de combustible para los hogares de la región del Atlántico Medio. Los supuestos de carga de calefacción de espacios para los pequeños edificios comerciales y multifamiliares se estiman como el producto de la intensidad del uso de la energía del gas natural (EUI, de B. Howard (2012)), la porción de gas natural utilizada para la calefacción de espacios (desagregada utilizando EIA RECS y CBECS), y la eficiencia energética del equipo de referencia.

Carga de refrigeración. El modelo especifica valores de carga de refrigeración de espacios por separado para viviendas unifamiliares, edificios multifamiliares y pequeños edificios comerciales. Para los hogares unifamiliares, la carga de refrigeración se basa en los valores reportados en NYSERDA (2019). Los supuestos de carga de refrigeración para los pequeños edificios comerciales y multifamiliares se estiman como el producto del EUI eléctrico (de B. Howard (2012)), la parte de la

⁵ NYSERDA (2019). "Nueva eficiencia: Análisis de Nueva York sobre el potencial y la economía de las bombas de calor residenciales" Tabla 4-6.

electricidad utilizada para la refrigeración de espacios en los edificios con refrigeración de espacios (desglosada utilizando EIA RECS y CBECS), y la eficiencia energética del equipo de referencia.

Carga de calentamiento de agua. El estudio E3 *Pathways* muestra una carga de calentamiento de agua de 9,52 MMBtu/año para los hogares unifamiliares medios del sur del estado de Nueva York.

Tabla B-7. Consumo energético anual de los equipos de referencia

Tipo de cliente	Equipo	Electricidad (kWh/año)	Pico eléctrico (kW/año)	Gas natural (termias/año)
Residencial	Caldera de gas	311	0.00	879
Residencial	Horno de gas	500	0.00	800
Residencial	Habitación AC / No AC Blend	982	0.81	0
Residencial	Aire acondicionado por conductos	1,017	1.33	0
Residencial	Calentador de agua de almacenamiento	0	0.00	173
Pequeño comercio	Caldera de gas	903	0.00	2,324
Pequeño comercio	Horno de gas	1,452	0.00	2,324
Pequeño comercio	Habitación AC / No AC Blend	6,367	4.91	0
Pequeño comercio	Aire acondicionado por conductos	4,655	9.86	0
Grandes Multifamiliares	Caldera de gas	3,552	0.00	9,137
Grandes Multifamiliares	Horno de gas	5,710	0.00	9,137
Grandes Multifamiliares	Habitación AC / No AC Blend	7,717	5.95	0
Grandes Multifamiliares	Aire acondicionado por conductos	7,289	7.76	0

Tabla B-8. Equipo de sustitución Consumo energético anual

Tipo de cliente	Equipo	Electricidad (kWh/año)	Pico eléctrico (kW/año)	Gas natural (termias/año)
Residencial	Minisplit HP sin conductos	8,079	2.76	0
Residencial	Central HP	7,847	3.51	0
Residencial	Calentador de agua con bomba de calor	1,139	0.18	0
Pequeño comercio	Central HP	26,323	19.10	0
Pequeño comercio	Minisplit HP sin conductos	24,428	14.90	0
Grandes Multifamiliares	Central HP	94,558	22.72	0
Grandes Multifamiliares	Minisplit HP sin conductos	84,132	17.72	0

B.2.4. Costos energéticos anuales

Las tarifas medias de los clientes residenciales y comerciales de las empresas de electricidad y gas del estado de Nueva York se obtuvieron a partir del análisis de los datos del formulario 861 de la EIA (electricidad) y del formulario 176 de la EIA (gas natural). Como hipótesis simplificadora, utilizamos las tarifas medias, en lugar de modelar los cargos por demanda, las tarifas por tiempo de uso, las tarifas en bloque u otros diseños de tarifas eléctricas y de gas. También suponemos que los tipos aumentan al ritmo de la inflación.

Tabla B-9. Supuestos tipos de energía

Tipo de cliente	PSEG-LI y KEDLI		ConEd y KEDNY	
	Electricidad (\$/kWh)	Gas (\$/term)	Electricidad (\$/kWh)	Gas (\$/term)
Residencial	\$0.2039	\$1.394	\$0.2530	\$1.415
Comercial/Multifamiliar	\$0.1827	\$1.049	\$0.1870	\$1.171

Los costos energéticos anuales son, por tanto, el producto del consumo de calefacción, refrigeración y calentamiento de agua y las tarifas energéticas asociadas.

Tabla B-10. Costos energéticos anuales de los equipos de referencia por región

Tipo de cliente	Equipo	PSEG-LI y KEDLI		ConEd y KEDNY	
		Electricidad (\$/año)	Gas natural (\$/año)	Electricidad (\$/año)	Gas natural (\$/año)
Residencial	Caldera de gas	\$63	\$1,225	\$79	\$1,244
Residencial	Horno de gas	\$102	\$1,115	\$127	\$1,132
Residencial	Habitación AC / No AC Blend	\$250	\$0	\$311	\$0
Residencial	Aire acondicionado por conductos	\$263	\$0	\$326	\$0
Residencial	Calentador de agua de almacenamiento	\$0	\$241	\$0	\$245
Pequeño comercio	Caldera de gas	\$165	\$2,438	\$169	\$2,721
Pequeño comercio	Horno de gas	\$265	\$2,438	\$272	\$2,721
Pequeño comercio	Habitación AC / No AC Blend	\$1,163	\$0	\$1,191	\$0
Pequeño comercio	Aire acondicionado por conductos	\$850	\$0	\$870	\$0
Grandes Multifamiliares	Caldera de gas	\$649	\$9,585	\$664	\$10,699
Grandes Multifamiliares	Horno de gas	\$1,043	\$9,585	\$1,068	\$10,699
Grandes Multifamiliares	Habitación AC / No AC Blend	\$1,410	\$0	\$1,443	\$0
Grandes Multifamiliares	Aire acondicionado por conductos	\$1,332	\$0	\$1,363	\$0

Tabla B-11. Costos energéticos anuales de los equipos de sustitución por región

Tipo de cliente	Equipo	PSEG-LI y KEDLI		ConEd y KEDNY	
		Electricidad (\$/año)	Gas natural (\$/año)	Electricidad (\$/año)	Gas natural (\$/año)
Residencial	Minisplit HP sin conductos	\$1,647	\$0	\$2,044	\$0
Residencial	Central HP	\$1,600	\$0	\$1,985	\$0
Residencial	Calentador de agua con bomba de calor	\$232	\$0	\$288	\$0
Pequeño comercio	Central HP	\$4,809	\$0	\$4,922	\$0
Pequeño comercio	Minisplit HP sin conductos	\$4,463	\$0	\$4,568	\$0
Grandes Multifamiliares	Central HP	\$17,276	\$0	\$17,682	\$0
Grandes Multifamiliares	Minisplit HP sin conductos	\$15,371	\$0	\$15,733	\$0

B.2.5. Equipo de referencia y tecnología de sustitución preferida

Se supone que los edificios de referencia no proporcionan refrigeración en el espacio o proporcionan refrigeración en el espacio utilizando un sistema de aire acondicionado central o unidades de aire acondicionado de habitación/ventana. En el caso de las medidas de este análisis que incluyen una función de refrigeración, las características de refrigeración de referencia se calculan como una mezcla de estos tipos de aire acondicionado (aire acondicionado ambiental, aire acondicionado central y sin aire acondicionado).

Se supone que los clientes con más probabilidades de instalar un sistema central de HP son los que ya tienen conductos de una instalación de calefacción y/o aire acondicionado central. Los clientes que utilizan una caldera de gas natural con aire acondicionado ambiental o sin refrigeración tienen más probabilidades de instalar un DMSHP que un HP central.

Para caracterizar estas mezclas de aire acondicionado de referencia, se calculó el consumo y los costos asociados con el nivel de eficiencia de referencia de cada tipo de equipo de aire acondicionado (aire acondicionado ambiental, aire acondicionado central y sin aire acondicionado). A continuación, el consumo y los costos de los distintos tipos de aire acondicionado se combinaron en promedios ponderados, utilizando la saturación de los distintos tipos de aire acondicionado como pesos dentro del estado de Nueva York. La saturación de aire acondicionado de referencia describe el porcentaje de hogares equipados con aire acondicionado central, aire acondicionado de ventana/habitación o sin aire acondicionado. Las saturaciones de referencia se recogen en los estudios de referencia residenciales y comerciales de NYSERDA y se resumen en la sección B.2.1.

En el caso de las medidas con equipos de horno en la línea de base, la línea de base combinada de aire acondicionado es una media ponderada de los tres tipos de refrigeración (aire acondicionado ambiental, aire acondicionado central y sin aire acondicionado).

En el caso de las medidas con equipo de caldera en la línea de base, se supone que los clientes con caldera y aire acondicionado central tienen más probabilidades de cambiar a un HP central (puesto que ya tienen los conductos instalados), y los clientes con caldera y aire acondicionado ambiental o sin aire acondicionado probablemente cambiarían a un DMSHP para evitar el costo de la instalación de nuevos conductos. Partiendo de este supuesto:

- Las medidas que pasan de una línea de base de caldera a una DMSHP utilizan una línea de base combinada que es una media ponderada de dos tipos de refrigeración (aire acondicionado en habitación y sin aire acondicionado).
- Las medidas que pasan de una línea de base de caldera a una HP central utilizan una línea de base de A/C central sin ninguna mezcla.

La siguiente tabla resume los equipos de sustitución asumidos para las diferentes configuraciones de referencia.

Tabla B-12. Configuraciones típicas de base y de sustitución

Tipo de cliente	Nombre corto	Línea de base			Sustitución	
		Calefacción	Refrigeración	Calentamiento del agua	Calefacción y refrigeración	Calentamiento del agua
Residencial	Caldera/AC → DMSHP Almacenamiento WH→HPWH	Caldera de gas	Mezcla de CA	Almacenamiento de gas WH	Mini-Split HP sin conductos	HPWH
Residencial	Horno/AC → CHP Almacenamiento WH→HPWH	Horno de gas	Aire acondicionado por conductos	Almacenamiento de gas WH	Central HP	HPWH
Pequeño comercio	Caldera/AC → DMSHP	Caldera de gas	Mezcla de CA	N/A	Mini-Split HP sin conductos	N/A
Pequeño comercio	Horno/AC → CHP	Horno de gas	Aire acondicionado por conductos	N/A	Central HP	N/A
Grandes Multifamiliares	Caldera/AC → DMSHP	Caldera de gas	Mezcla de CA	N/A	Mini-Split HP sin conductos	N/A
Grandes Multifamiliares	Horno/AC → CHP	Horno de gas	Aire acondicionado por conductos	N/A	Central HP	N/A

B.2.6. Ahorros y costos incrementales

La diferencia entre los parámetros del equipo de referencia y los del equipo de sustitución preferido son los parámetros "incrementales". El ahorro energético incremental resultante por medida de electrificación se muestra a continuación. Los valores negativos implican un aumento neto (por ejemplo, más consumo eléctrico anual).

Tabla B-13. Ahorro de energía incremental por medida de electrificación

Tipo de cliente	Nombre corto	Ahorro eléctrico anual (kWh/año)	Ahorro en el pico de verano (kW/año)	Ahorro anual de gas (termias/año)
Residencial	Caldera/AC → D MSHP Almacenamiento WH→HPWH	-7,925	-2.1	1,030
Residencial	Horno/AC → CHP Almacenamiento WH→HPWH	-7,470	-2.4	970
Pequeño comercio	Caldera/AC → D MSHP	-19,050	-10.0	2,320
Pequeño comercio	Horno/AC → CHP	-17,715	-9.2	2,320
Grandes Multifamiliares	Caldera/AC → D MSHP	-83,290	-11.8	9,140
Grandes Multifamiliares	Horno/AC → CHP	-71,130	-15.0	9,140

Para estimar el ahorro en el día de diseño asociado a este ahorro anual de gas, se multiplicó el ahorro anual de gas por los factores implícitos del día de diseño (la relación entre el uso del día de diseño al por mayor por cliente y el uso anual al por menor por clientes implícito en la previsión de referencia ajustada). Estos valores se muestran en la siguiente tabla.

Tabla B-14. Relación supuesta entre el ahorro en el día de diseño y el ahorro anual de gas por electrificación

Tipo de cliente	KEDNY	KEDLI
Residencial	1.20%	1.21%
Pequeño comercio	1.04%	0.88%
Grandes Multifamiliares	0.87%	1.02%

Los costos incrementales totales se muestran a continuación para una bomba de calor que se supone instalada en KEDNY y KEDLI, suponiendo una vida útil del equipo de 20 años.

Tabla B-15. Costos incrementales de la electrificación, KEDNY

Tipo de cliente	Nombre corto	Costo incremental de la instalación (\$)	Costo de explotación anual incrementado (\$/año)	Costo incremental de por vida (\$)
Residencial	Caldera/AC → D MSHP Almacenamiento WH→HPWH	\$6,755	\$554	\$17,815
Residencial	Horno/AC → CHP Almacenamiento WH→HPWH	\$16,618	\$520	\$27,018
Pequeño comercio	Caldera/AC → D MSHP	\$19,683	\$1,482	\$49,323
Pequeño comercio	Horno/AC → CHP	\$39,504	\$841	\$56,324
Grandes Multifamiliares	Caldera/AC → D MSHP	\$87,936	\$6,378	\$215,496
Grandes Multifamiliares	Horno/AC → CHP	\$207,097	\$3,416	\$275,417

Nota: El costo de la vida útil no se descuenta

Tabla B-16. Costos incrementales de la electrificación, KEDLI

Tipo de cliente	Nombre corto	Costo incremental de la instalación (\$)	Costo de explotación anual incrementado (\$/año)	Costo incremental de por vida (\$)
Residencial	Caldera/AC → D MSHP Almacenamiento WH→HPWH	\$6,755	\$186	\$10,475
Residencial	Horno/AC → CHP Almacenamiento WH→HPWH	\$16,618	\$174	\$20,098
Pequeño comercio	Caldera/AC → D MSHP	\$19,683	\$1,708	\$53,843
Pequeño comercio	Horno/AC → CHP	\$39,504	\$1,081	\$61,124
Grandes Multifamiliares	Caldera/AC → D MSHP	\$87,936	\$7,253	\$232,996
Grandes Multifamiliares	Horno/AC → CHP	\$207,097	\$4,359	\$294,277

Nota: El costo de la vida útil no se descuenta

B.2.7. Fuentes de datos de referencia para la parametrización

A continuación se incluyen enlaces adicionales y descripciones de las fuentes de datos clave utilizadas a lo largo de esta parametrización:

- **Manual de referencia técnica de Nueva York (TRM)**
 - <https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/72C23DECFF52920A85257F1100671BDD>
 - La TRM de Nueva York describe la eficiencia de diferentes equipos residenciales en los niveles de rendimiento de referencia y de sustitución. El TRM fue referenciado para determinar el rendimiento de los equipos en los diferentes niveles de eficiencia considerados en este estudio.
- **Datos del precio de los combustibles de la Administración de Información Energética (EIA)**
 - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_wfr_dcus_SNY_w.htm
 - La EIA publica semanalmente los datos de los precios residenciales de diversos tipos de combustible por estado de EE.UU. Estos datos se utilizaron para estimar los costos energéticos anuales asociados a las diferentes medidas.
- **Encuesta de consumo energético residencial (RECS) de la EIA 2015**
 - <https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2015/index.php>
 - El RECS de la EIA informa del consumo de energía por uso final, tipo de combustible y región geográfica. La carga de calentamiento de agua para los hogares de Nueva York se estimó utilizando los datos del RECS sobre el consumo de energía de los calentadores de agua a gas natural en la región del Atlántico Medio.
- **Nueva eficiencia: Análisis del potencial y la economía de las bombas de calor residenciales en Nueva York (NENY)**
 - <https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/PPSER/NYSERDA/18-44-HeatPump.pdf>
 - El estudio NENY de NYSERDA examinó los costos totales instalados y las cargas anuales de varios tipos de equipos de calefacción y refrigeración residenciales. Este estudio se referenció para estimar los costos totales instalados de diferentes tipos de equipos con distintos niveles de eficiencia. En concreto, se hizo referencia a los costos típicos de los equipos de sustitución de las bombas de calor.
- **Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) - Datos del año meteorológico típico**
 - <https://nsrdb.nrel.gov/about/tmy.html>
 - Para las estaciones meteorológicas de los Estados Unidos, el NREL proporciona datos meteorológicos por hora que representan un año meteorológico típico (TMY) para las simulaciones de energía de los edificios. Los TMYs contienen un año de datos horarios que representan lo mejor posible las condiciones meteorológicas medias durante un período de varios años. Los datos se consideran "típicos" porque la totalidad de los datos originales de radiación solar y meteorológicos se condensan en las condiciones más habituales de un año. Se utilizaron los datos de las temperaturas horarias de las estaciones meteorológicas del sur del estado de Nueva

York para estimar el rendimiento anual típico de los equipos de bombas de calor en este lugar.

- **Documentos de apoyo técnico de las normas de los aparatos del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE)**
 - Enlace <https://www.energy.gov/eere/buildings/standards-and-test-procedures>
 - El DOE publica análisis detallados del consumo de energía de varios equipos residenciales con diferentes niveles de eficiencia. Estos análisis se referenciaron para estimar el consumo eléctrico asociado al horno, la caldera y el equipo de calentamiento de agua considerados en este estudio.
- **Base de datos de bombas de calor de aire para climas fríos de la Northeast Energy Efficiency Partnerships (NEEP)**
 - <https://neep.org/high-performance-air-source-heat-pumps/ccashp-specification-product-list>
 - El NEEP alberga la Especificación de la Bomba de Calor de Aire de Clima Frío (ccASHP) y una base de datos de productos que cumplen la especificación. La especificación ccASHP se desarrolló para abordar las preocupaciones relativas a la métrica HSPF, especialmente en condiciones de temperaturas frías. La base de datos del ccASHP proporciona datos de rendimiento de los productos aprobados a temperaturas de prueba en exteriores de 47 °F, 17 °F y 5 °F.

B.3. Adopción Supuestos

La población supuesta para la participación en la electrificación programática son los clientes residenciales, pequeños comercios y grandes multifamiliares que se prevé que cambien o sustituyan sus equipos de calefacción de gas natural. Esto incluiría a los nuevos clientes netos de gas previstos (ya que, por definición, se prevé que se incorporen a la calefacción por gas) y a los clientes actuales que sustituyan sus equipos de calefacción por gas natural. De esta última población, asumimos que el ciclo medio de sustitución de los equipos de gas es de 20 años, lo que lleva a que el 5% de los clientes actuales tengan previsto sustituir sus equipos de gas natural cada año. Estas poblaciones totales se muestran en Tabla B-17 De esta población, se asumió que el 40% tiene conductos existentes y por lo tanto optaría por la bomba de calor central. Se supone que el 60% restante opta por el minisplit sin conductos.

Tabla B-17. Poblaciones supuestas susceptibles de ser electrificadas

Población1	KEDNY - RH	KEDNY - COM	KEDNY - MF	KEDLI - RH	KEDLI - COM	KEDLI - MF
La base de clientes existente sustituye los equipos cada año	31,675	2,571	958	23,270	2,996	87
Adiciones netas en 2021-22	7,021	164	86	5,215	0	30
Adiciones netas en 2022-23	8,347	346	48	7,210	181	26
Adiciones netas en 2023-24	6,361	200	266	8,593	310	26
Adiciones netas en 2024-25	7,513	120	140	9,220	257	28

Adiciones netas en 2025-26	7,727	67	143	9,591	240	31
Adiciones netas en 2026-27	7,427	71	110	9,457	235	31
Adiciones netas en 2027-28	7,300	59	121	8,633	250	28
Adiciones netas en 2028-29	7,017	41	135	7,730	245	26
Adiciones netas en 2029-30	6,865	31	148	6,918	242	26
Adiciones netas en 2030-31	6,953	27	168	6,486	230	25
Adiciones netas en 2031-32	6,997	26	155	6,247	206	24
Adiciones netas en 2032-33	6,978	23	135	6,020	162	24
Adiciones netas en 2033-34	6,885	19	116	5,681	50	19
Adiciones netas en 2034-35	6,783	19	93	5,364	0	12
Adiciones netas en 2035-36	6,706	24	96	5,169	0	11

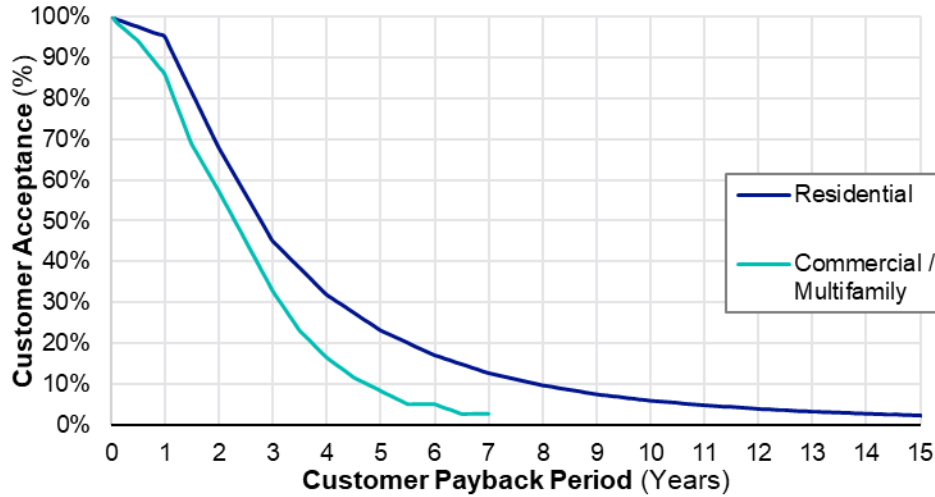
¹ Obsérvese que la "Base de clientes existentes que sustituyen sus equipos cada año" es la población disponible para la electrificación *cada año* (por ejemplo, unos 2.000 clientes comerciales de gas existentes en KEDLI sustituyen sus equipos de gas en 2021-22, luego otros 2.000 sustituyen sus equipos de gas en 2022-23, y así sucesivamente), mientras que las "Adiciones netas" se enumeran en esta tabla por año, y sólo pueden ser "electrificadas" en el año en que se prevé que se añadan al servicio de gas

La porción de esta población que necesitaría electrificarse se calculó entonces sobre la base de la brecha en un escenario particular dividida por el ahorro supuesto en el día de diseño por electrificación identificado en la sección B.2.6. Este porcentaje de la población que se necesitaría para electrificar pasó a estimar los costos de los incentivos.

B.4. Estimación de los costos de los incentivos

El análisis de la rentabilidad de los clientes se utilizó para estimar los incentivos necesarios para impulsar el nivel de adopción identificado para cada solución. Esto supone que los clientes están motivados únicamente por los costos y que siguen una supuesta curva de aceptación de la devolución, que se muestra en Figura B-1 más abajo. El periodo de amortización es el número de años que transcurren hasta que se amortiza una inversión, calculado en este caso como el costo incremental de una tecnología dividido por el ahorro anual de esa tecnología. Aplicando esto a la cifra, si una tecnología se amortiza inmediatamente (es decir, es más barata que una tecnología de la competencia), el 100% de los clientes la comprarán. Pero si, por ejemplo, una tecnología se amortiza en 2 años (si, por ejemplo, una tecnología es 100 dólares más cara, pero ahorra 50 dólares al año), entonces esperaríamos que el ~70% de los clientes residenciales y el ~60% de los clientes comerciales optaran por esa tecnología.

Figura B-1. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si se rechaza ExC (Vaporizador de GNL A tiempo)



El problema de la tecnología de las bombas de calor en el sur del estado de Nueva York es que es más cara, tanto por adelantado como anualmente. En el informe complementario de 2020, esto se abordó asumiendo que un programa de incentivos continuo de cinco años cubriría el costo adicional de la operación. Dadas las dificultades para gestionar los pagos continuos de los incentivos, para este informe se ha modificado esa hipótesis, de modo que se proporcionaría un único incentivo por adelantado que supere el costo incremental de la bomba de calor y pague así parte del costo de funcionamiento continuo. Tenga en cuenta que el costo incremental no es el costo total de la bomba de calor, sino sólo la diferencia entre el costo de la bomba de calor y el equipo de referencia de gas típico (véase la sección B.2.6).

Para establecer este incentivo único, se asumió que la única alternativa para la curva de aceptación de la recuperación de la inversión que se muestra en Figura B-1 sería instalar el equipo de referencia de gas típico. Es decir, la bomba de calor se incentivaría a un nivel tal que el equipo de base de gas resultara más caro al principio, pero se amortizara con el tiempo dado su menor costo anual de funcionamiento. Si entonces, por ejemplo, el 70% de los clientes optara por instalar el equipo de gas, el 30% restante estaría optando por la electrificación.

Utilizando los costos iniciales y continuos supuestos de las bombas de calor eléctricas, los incentivos podrían establecerse en función de la aceptación de la recuperación de la inversión necesaria según esta lógica para impulsar el nivel de adopción identificado para cada solución.

Hay que tener en cuenta que este enfoque lleva implícita una desigualdad, ya que los clientes que pueden disponer de menos dinero por adelantado optan por la tecnología más barata, aunque les cueste más a largo plazo. En el desarrollo de un programa de electrificación real, esto se consideraría a fondo junto con métodos de incentivos alternativos.

B.5. Estimación de los costos no incentivados

Además de estos costos de incentivos, se aplicaron costos administrativos y del programa para tener en cuenta el costo de la puesta en marcha y la gestión de este programa. Esto puede incluir actividades como el compromiso con los clientes a través del marketing, la formación de los contratistas y la coordinación con los fabricantes. A continuación se muestran los costos no incentivados añadidos a lo largo del tiempo como porcentaje de los costos incentivados.

Tabla B-18. Supuesto suplemento de los costos no incentivados, en porcentaje de los costos anuales de los incentivos

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
103%	91%	86%	60%	57%	39 %	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

National Grid seguirá evaluando y afinando estas estimaciones a nivel de planificación a medida que avance la planificación de la electrificación térmica.

Appendix C. Ahorro en el Día del Diseño frente a Gap

C.1. Enfoque

Se identifican múltiples contingencias plausibles en las que se retrasa o se rechaza un componente de infraestructura asociado a la solución de infraestructura distribuida o no se alcanzan los objetivos de gestión de la demanda. El análisis de los resultados de estas contingencias asume que la previsión de referencia ajustada y el suministro existente siguen siendo los mismos que para la solución de infraestructura distribuida. En las permutaciones seleccionadas, surge una brecha de días de diseño para el estado de Nueva York. Cuando surge una brecha, el enfoque consiste en probar combinaciones de opciones alternativas de infraestructura y no de infraestructura para llenar el vacío. La alternativa sin infraestructura se compone de una RD incremental, con la electrificación de calefacción para llenar cualquier brecha restante entre la demanda y la oferta.

Las ilustraciones que aparecen a continuación muestran las lagunas y los componentes de las soluciones recomendadas para colmarlas.

C.2. Ahorro en el día del diseño frente a la brecha para soluciones sin infraestructura

Figura C-1. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si se rechaza ExC (Vaporizador de GNL A tiempo)

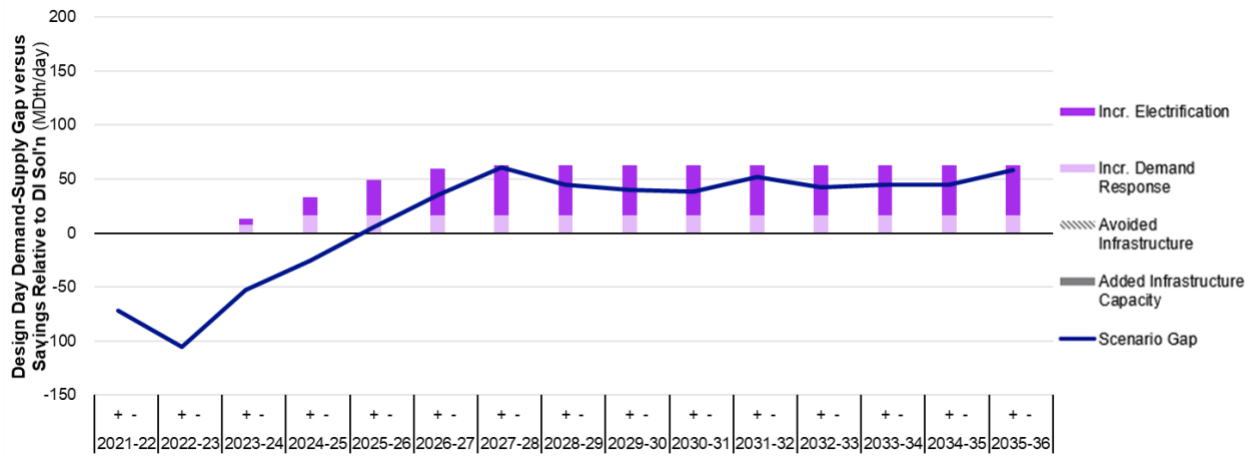


Figura C-2. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es retrasado (ExC a tiempo)

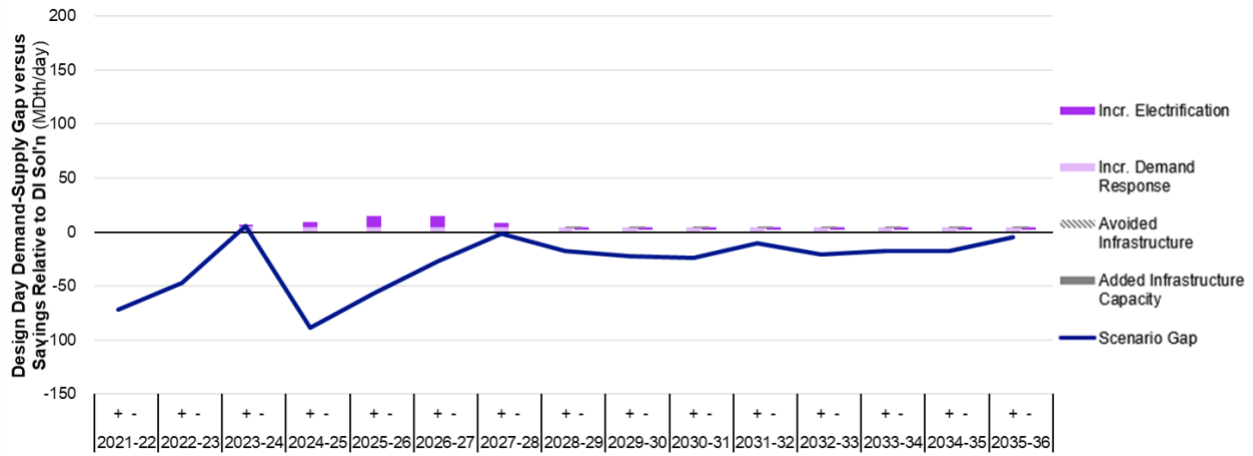


Figura C-3. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es (ExC a tiempo)

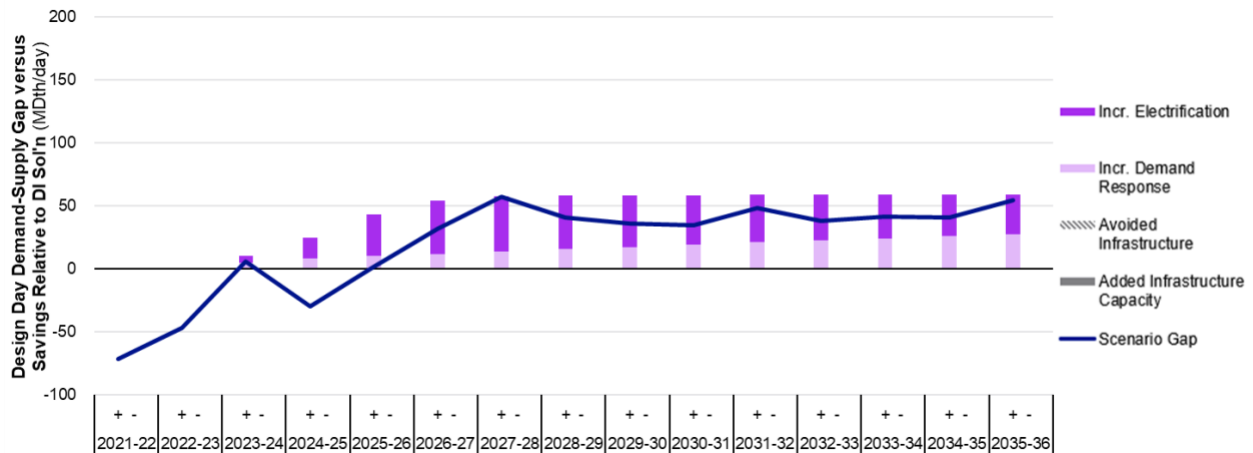


Figura C-4. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL es retrasado

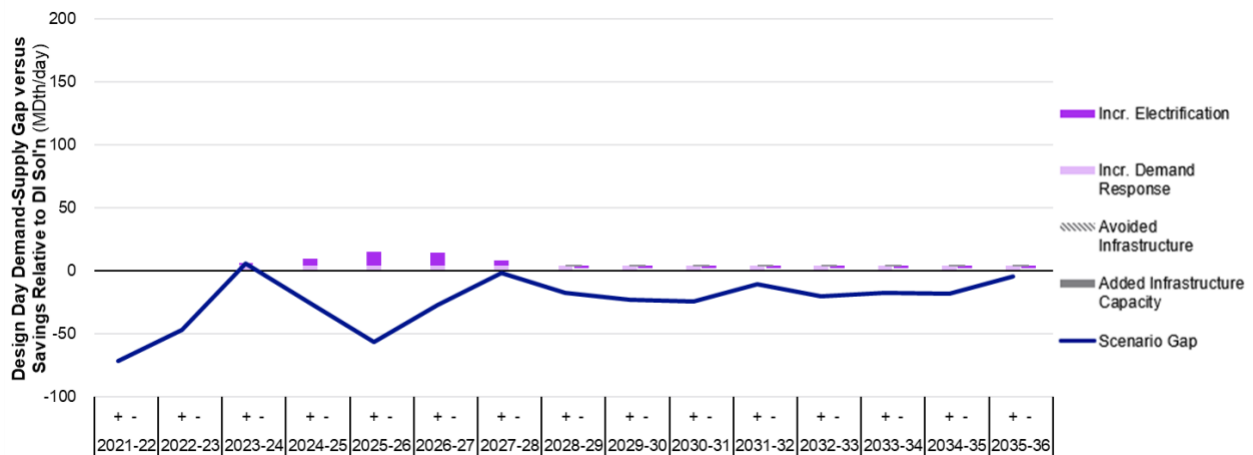


Figura C-5. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL es rechazado

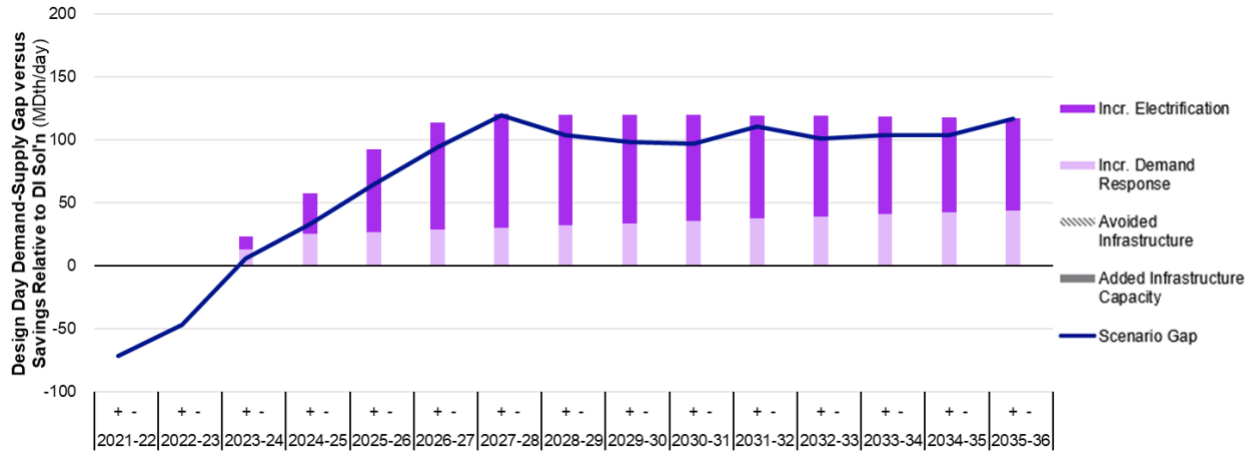
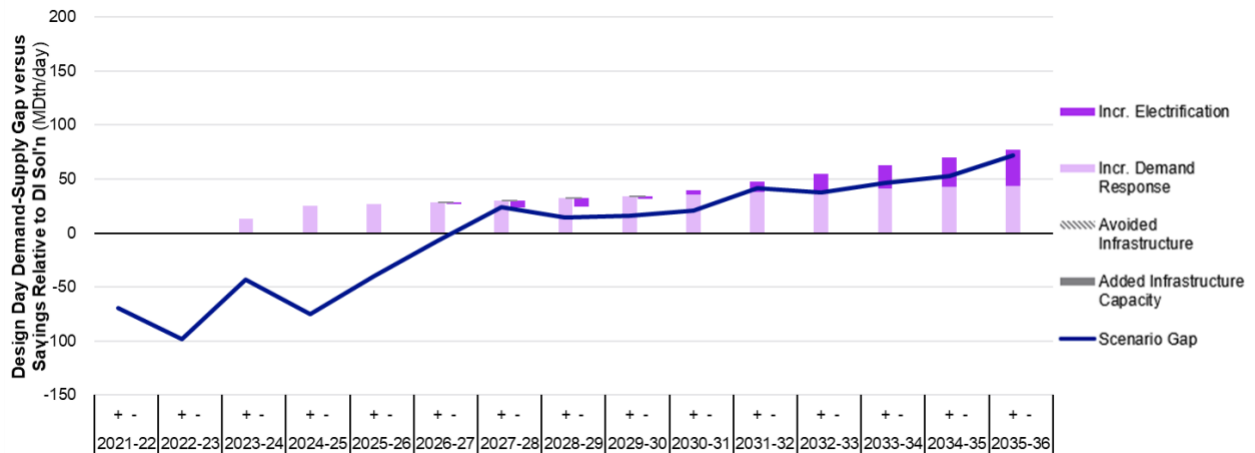


Figura C-6. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el 80% de los ahorros de DSM en DI Sol'n



C.3. Ahorro en el día del diseño frente a la brecha de las soluciones recomendadas

Figura C-7. Contribución de la solución de la barcaza de GNL a la brecha del día de servicio si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL A tiempo)

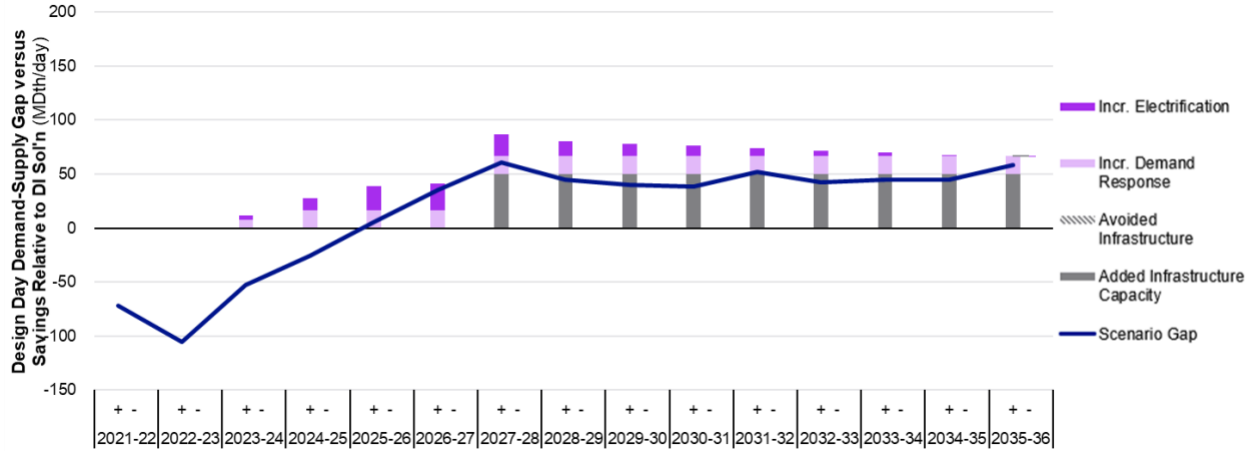


Figura C-8. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es retrasado (ExC a tiempo)

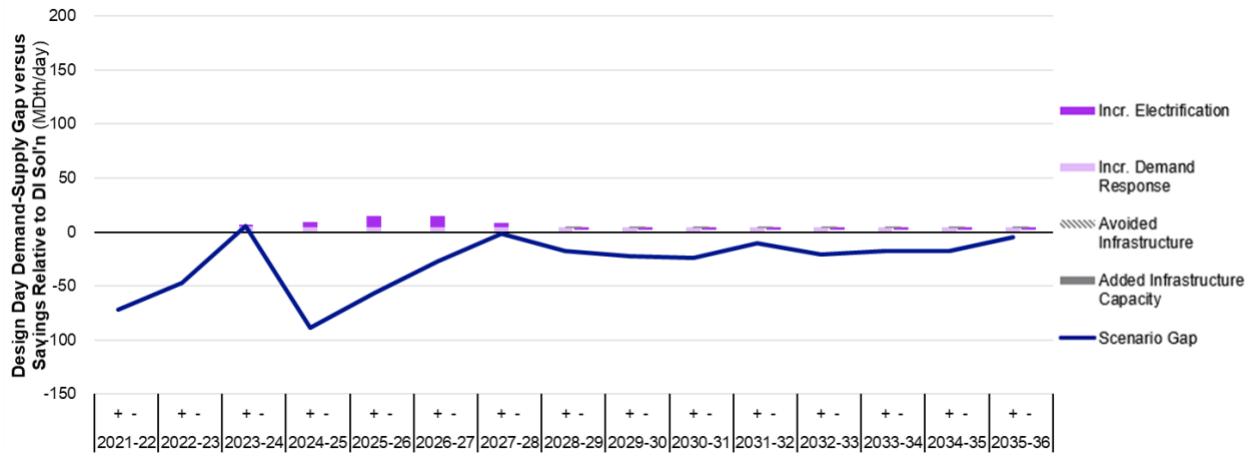


Figura C-9. Contribución de la solución TL de Clove Lakes a la brecha del día de servicio si el Vaporizador de GNL es rechazado (ExC a tiempo)

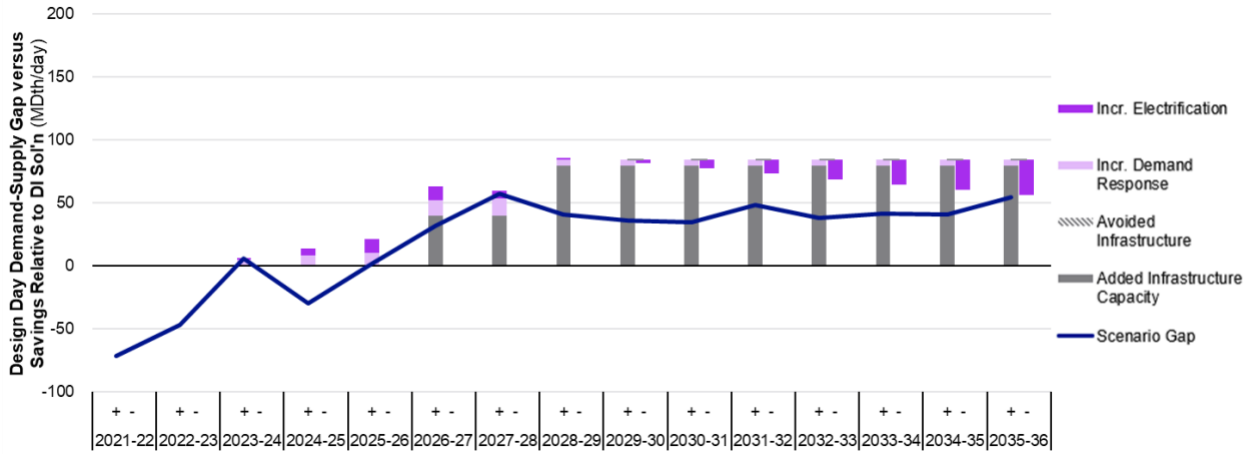


Figura C-10. Contribución de la solución sin infraestructura a la brecha del día de servicio si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL es retrasado

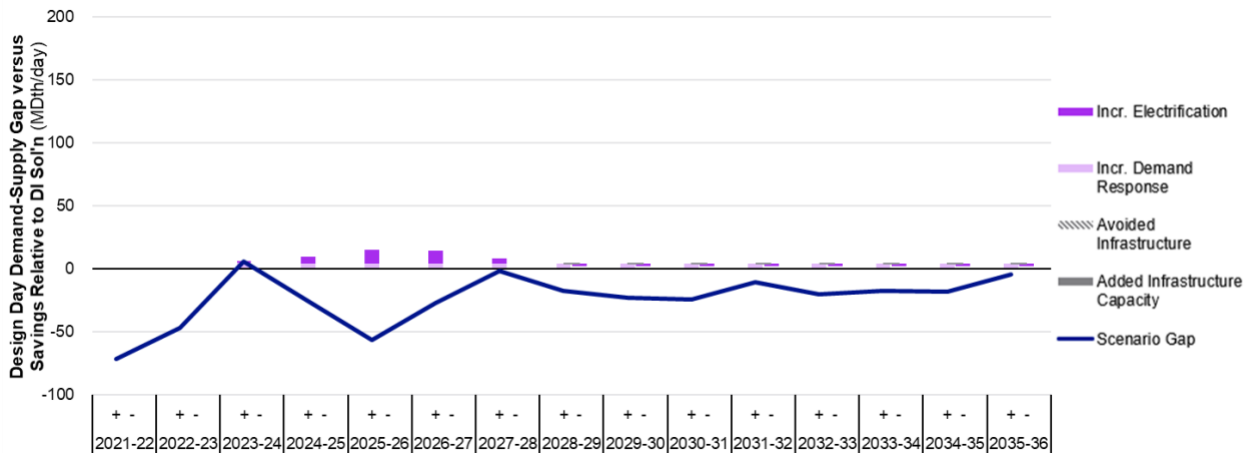


Figura C-11. Contribución de la solución Clove Lakes TL + LNG Barge a la brecha del día de servicio si ExC y el Vaporizador de GNL son rechazados rechazado

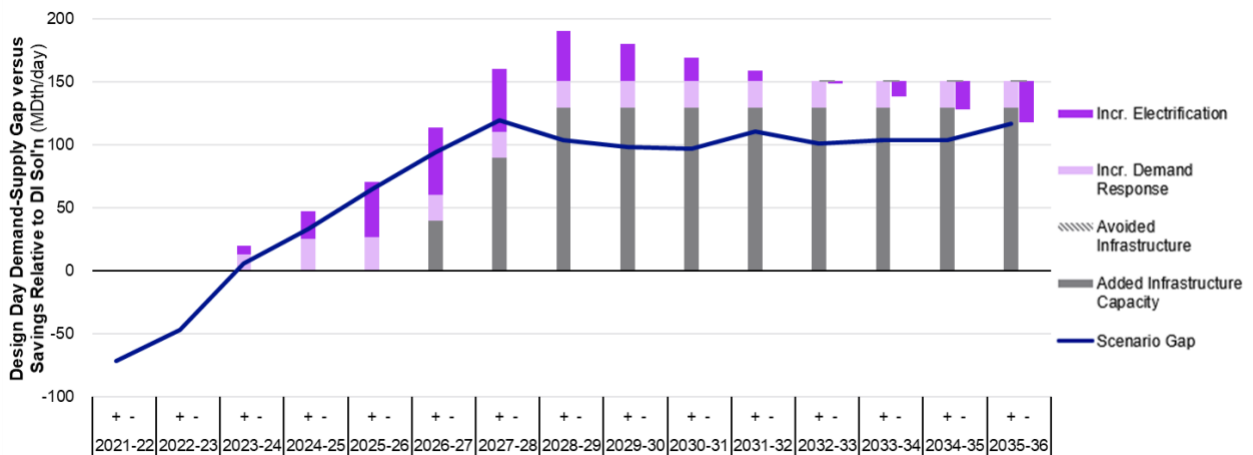
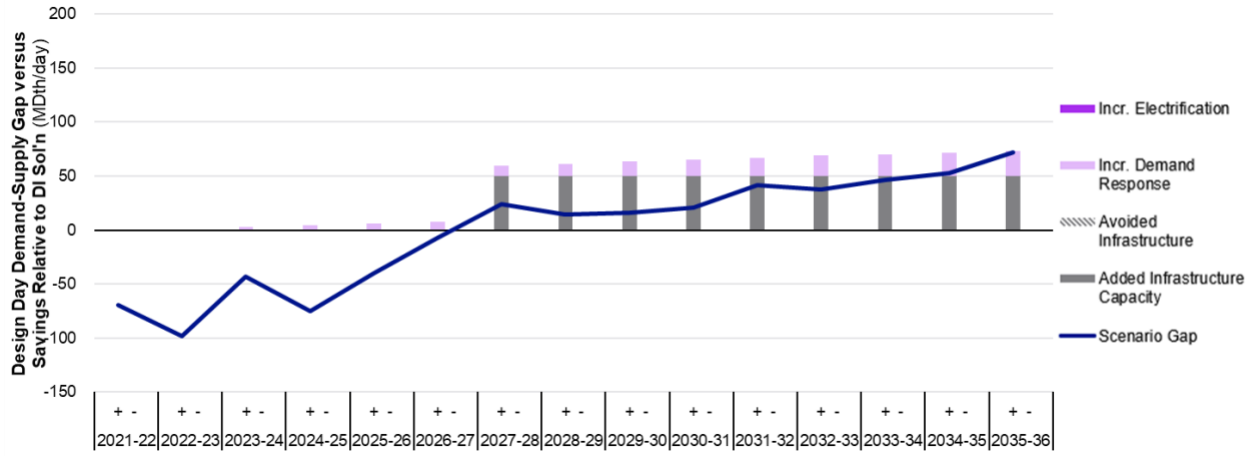


Figura C-12. Contribución de la solución de la barcaza de GNL a la brecha del día de servicio si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n



C.4. Ahorros vs brechas en el día del diseño para todas las soluciones

Tabla C-1. Ahorro en días de diseño por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en el caso que el proyecto ExC sea rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo) [MDth/día]

Solución	Parámetro	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Barcaza de GNL	Brecha de demanda	-71.6	-105.5	-53.0	-25.7	5.9	35.5	61.1	45.0	40.0	38.4	52.3	42.2	45.0	44.9	58.0
Barcaza de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	8.0	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Barcaza de GNL	Electrificación	0.0	0.0	3.6	10.9	21.9	25.0	20.2	13.8	11.7	9.6	7.5	5.4	3.3	1.2	-0.8
Micro-GNL	Brecha de demanda	-71.6	-105.5	-53.0	-25.7	5.9	35.5	61.1	45.0	40.0	38.4	52.3	42.2	45.0	44.9	58.0
Micro-GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Micro-GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	8.0	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Micro-GNL	Electrificación	0.0	0.0	3.6	10.9	21.9	27.2	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8
Sin infraestructura	Brecha de demanda	-71.6	-105.5	-53.0	-25.7	5.9	35.5	61.1	45.0	40.0	38.4	52.3	42.2	45.0	44.9	58.0
Sin infraestructura	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	8.0	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Sin infraestructura	Electrificación	0.0	0.0	5.4	16.4	32.9	42.7	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0

Tabla C-2. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en el caso de que se retrase el proyecto de Vaporizador de GNL (ExC en tiempo) [MDth/día]

Solución	Parámetro	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-88.2	-56.6	-27.0	-1.4	-17.5	-22.5	-24.1	-10.2	-20.3	-17.5	-17.6	-4.5
Clove Lakes TL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	40.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Clove Lakes TL	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	7.5	-4.9	-19.8	-31.5	-39.9	-48.3	-56.7	-64.9	-73.2	-81.3
Barcaza de GNL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-88.2	-56.6	-27.0	-1.4	-17.5	-22.5	-24.1	-10.2	-20.3	-17.5	-17.6	-4.5
Barcaza de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Barcaza de GNL	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	8.2	-2.9	-15.9	-25.0	-30.3	-35.6	-40.8	-46.0	-51.1	-56.3
Sin infraestructura	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-88.2	-56.6	-27.0	-1.4	-17.5	-22.5	-24.1	-10.2	-20.3	-17.5	-17.6	-4.5
Sin infraestructura	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Sin infraestructura	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	10.5	4.1	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0

Tabla C-3. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en el caso de que gas natural licuado sea Rechazado (ExC a tiempo) [MDth/día]

Solución	Parámetro	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-29.4	2.2	31.8	57.4	41.3	36.3	34.7	48.6	38.5	41.3	41.2	54.3
Clove Lakes TL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	40.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	8.8	10.6	12.2	13.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Clove Lakes TL	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	11.1	6.0	1.7	-2.5	-6.7	-11.0	-15.2	-19.3	-23.4	-27.5
Barcaza de GNL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-29.4	2.2	31.8	57.4	41.3	36.3	34.7	48.6	38.5	41.3	41.2	54.3
Barcaza de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	8.8	10.6	12.2	13.9	15.7	17.5	19.5	21.3	23.1	24.5	26.0	27.4
Barcaza de GNL	Electrificación	0.0	0.0	3.6	10.9	21.9	23.9	17.0	7.4	1.0	-2.1	-5.3	-8.4	-11.5	-14.6	-17.6
Sin infraestructura	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-29.4	2.2	31.8	57.4	41.3	36.3	34.7	48.6	38.5	41.3	41.2	54.3
Sin infraestructura	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	8.8	10.6	12.2	13.9	15.7	17.5	19.5	21.3	23.1	24.5	26.0	27.4
Sin infraestructura	Electrificación	0.0	0.0	5.4	16.4	32.9	42.1	44.0	42.4	40.8	39.3	37.7	36.1	34.6	33.0	31.5

Tabla C-4. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL Retraso [MDth/día]

Solución	Parámetro	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-25.7	-56.6	-27.0	-1.4	-17.5	-22.5	-24.1	-10.2	-20.3	-17.5	-17.6	-4.5
Clove Lakes TL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	40.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Clove Lakes TL	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	7.5	-4.9	-19.8	-31.5	-39.9	-48.3	-56.7	-64.9	-73.2	-81.3
Barcaza de GNL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-25.7	-56.6	-27.0	-1.4	-17.5	-22.5	-24.1	-10.2	-20.3	-17.5	-17.6	-4.5
Barcaza de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Barcaza de GNL	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	8.2	-2.9	-15.9	-25.0	-30.3	-35.6	-40.8	-46.0	-51.1	-56.3
Sin infraestructura	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	-25.7	-56.6	-27.0	-1.4	-17.5	-22.5	-24.1	-10.2	-20.3	-17.5	-17.6	-4.5
Sin infraestructura	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	4.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Sin infraestructura	Electrificación	0.0	0.0	1.8	5.5	11.0	10.5	4.1	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0

Tabla C-5. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro en caso de que el proyecto ExC y Vaporizador de GNL Rechazado [MDth/día]

Solución	Parámetro	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
Clove Lakes TL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	40.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	13.0	25.3	27.1	28.7	30.5	32.2	34.0	36.0	37.9	39.6	41.1	42.6	43.9
Clove Lakes TL	Electrificación	0.0	0.0	7.2	21.8	43.9	53.9	52.0	44.5	37.1	29.7	22.3	15.0	7.7	0.6	-6.6
Barcaza de GNL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
Barcaza de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	13.0	25.3	27.1	28.7	30.5	32.2	34.0	36.0	37.9	39.6	41.1	42.6	43.9
Barcaza de GNL	Electrificación	0.0	0.0	9.1	27.3	54.8	67.8	68.4	63.0	57.8	52.5	47.2	42.0	36.8	31.7	26.5
2 barcazas de GNL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
2 barcazas de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
2 barcazas de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	13.0	25.3	27.1	28.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7
2 barcazas de GNL	Electrificación	0.0	0.0	9.1	27.3	54.8	65.6	64.0	56.5	49.1	41.7	34.4	27.1	19.8	12.6	5.5
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	58.0	58.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	13.0	25.3	27.1	28.7	30.5	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Electrificación	0.0	0.0	5.4	16.4	32.9	41.4	42.1	36.7	31.4	26.1	20.9	15.6	10.5	5.3	0.2
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	90.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	13.0	25.3	27.1	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Electrificación	0.0	0.0	7.2	21.8	43.9	53.1	49.6	39.7	29.6	19.0	8.5	-1.9	-12.3	-22.6	-32.8
Sin infraestructura	Brecha de demanda	-71.6	-46.7	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
Sin infraestructura	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	13.0	25.3	27.1	28.7	30.5	32.2	34.0	36.0	37.9	39.6	41.1	42.6	43.9
Sin infraestructura	Electrificación	0.0	0.0	10.9	32.8	65.8	84.9	90.2	88.1	86.0	83.9	81.8	79.7	77.6	75.6	73.5

Tabla C-6. Ahorro en el día de servicio por la solución analizada en comparación con la brecha entre la demanda y el suministro con un 80% de DSM en la solución DI [MDth/día]

Solución	Parámetro	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Barcaza de GNL	Brecha de demanda	-69.7	-97.8	-42.8	-74.9	-39.7	-7.1	24.0	14.4	16.0	20.9	41.3	37.6	46.8	52.9	72.3
Barcaza de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	2.9	4.7	6.4	8.0	9.8	11.6	13.3	15.4	17.2	18.9	20.4	21.9	23.2
Barcaza de GNL	Electrificación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 barcazas de GNL	Brecha de demanda	-69.7	-97.8	-42.8	-74.9	-39.7	-7.1	24.0	14.4	16.0	20.9	41.3	37.6	46.8	52.9	72.3
2 barcazas de GNL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
2 barcazas de GNL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 barcazas de GNL	Electrificación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.9	-11.6	-18.2	-19.1	-19.9	-20.8	-21.6	-22.5	-23.3	-24.1
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Brecha de demanda	-69.7	-97.8	-42.8	-74.9	-39.7	-7.1	24.0	14.4	16.0	20.9	41.3	37.6	46.8	52.9	72.3
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	58.0	58.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Micro-LNG+Clove Lakes TL	Electrificación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.9	-11.6	-18.2	-19.1	-19.9	-20.8	-21.6	-22.5	-23.3	-24.1
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Brecha de demanda	-69.7	-97.8	-42.8	-74.9	-39.7	-7.1	24.0	14.4	16.0	20.9	41.3	37.6	46.8	52.9	72.3
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	90.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Barcaza Clove Lakes TL+LNG	Electrificación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-6.0	-17.9	-30.7	-39.7	-45.1	-46.8	-48.4	-50.1	-51.7	-53.4
Sin infraestructura	Brecha de demanda	-69.7	-97.8	-42.8	-74.9	-39.7	-7.1	24.0	14.4	16.0	20.9	41.3	37.6	46.8	52.9	72.3
Sin infraestructura	Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	0.0	0.0	12.9	25.3	27.1	28.7	30.4	32.2	34.0	36.0	37.9	39.6	41.1	42.6	43.9
Sin infraestructura	Electrificación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.1	-6.4	-7.9	-2.0	3.9	9.8	15.6	21.4	27.2	32.9

Appendix D. Costo anual a la empresa de servicios públicos

D.1. Enfoque

El costo anual para la empresa de servicios públicos se compone de los siguientes elementos:

- Costos adicionales de infraestructura anualizados
- Costos de infraestructura anualizados evitados
- Costos netos del gas asociado a la implantación de la solución
- Costos anuales de aplicación de las opciones de gestión de la demanda incrementales

Los costos de infraestructura adicionales y evitados anualmente se refieren al costo de la infraestructura añadida como parte de una solución y al costo evitado asociado a la infraestructura evitada en un escenario de contingencia determinado. Los costos asumidos se enumeran en las secciones A.2.1 y A.3.1.

Los costos netos de los productos básicos reflejan la diferencia en el costo de los productos básicos del gas procedentes de distintas fuentes. Por ejemplo, el gas de una barcaza de GNL suele ser más caro que el de un gasoducto. Para calcular este valor, se realizó una modelización simplificada del despacho para el día de diseño de cada año bajo la Solución de Infraestructura Distribuida y luego cada una de las soluciones de escenario de contingencia. La demanda del día de diseño neta de la gestión incremental de la demanda se comparó con la pila de suministro en cada año. A continuación, los recursos de la pila de suministro se despacharon hasta su capacidad máxima diaria en orden de aumento de los costos de los productos básicos hasta que se satisfaga la demanda. La diferencia en la cantidad de cada recurso que se despachó entre la solución de infraestructura distribuida y cada una de las soluciones de contingencia es entonces el costo neto de la materia prima. Obsérvese que se trata de una aplicación muy simplificada de un análisis que National Grid suele realizar para todos los días del año, que también tiene en cuenta la disponibilidad de recursos y los requisitos de localización. Este estudio más completo probablemente arrojaría resultados diferentes. Sin embargo, la magnitud global de este componente de costo es pequeña (normalmente <1%) en comparación con el costo total de la solución y, por tanto, está dentro del error de otras estimaciones de costos en este Informe.

Los costos anuales de implementación de las opciones de gestión de la demanda son los costos incentivados y no incentivados asociados a la respuesta a la demanda incremental y a la electrificación incremental que se persigue como parte de una solución de escenario de contingencia.

A continuación se ofrece un resumen de los costos totales de cada solución.

D.2. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener soluciones de infraestructura

Figura D-1. Costo anual para la empresa de no tener una solución de infraestructura si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL. A tiempo)

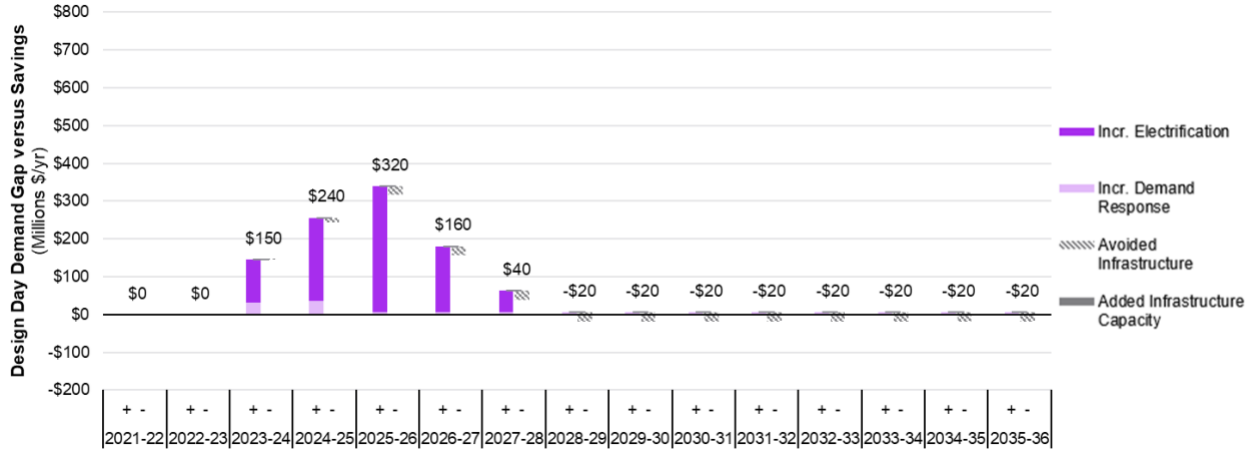


Figura D-2. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si se retrasa el proyecto del Vaporizador de GNL retrasado (ExC a tiempo)

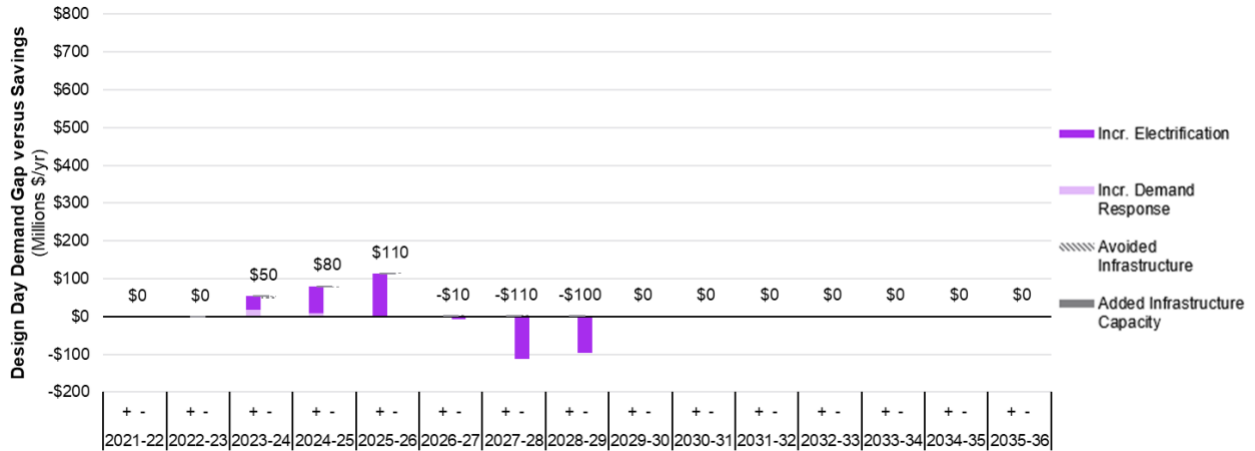


Figura D-3. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si se retrasa el proyecto del Vaporizador de GNL (ExC a tiempo)

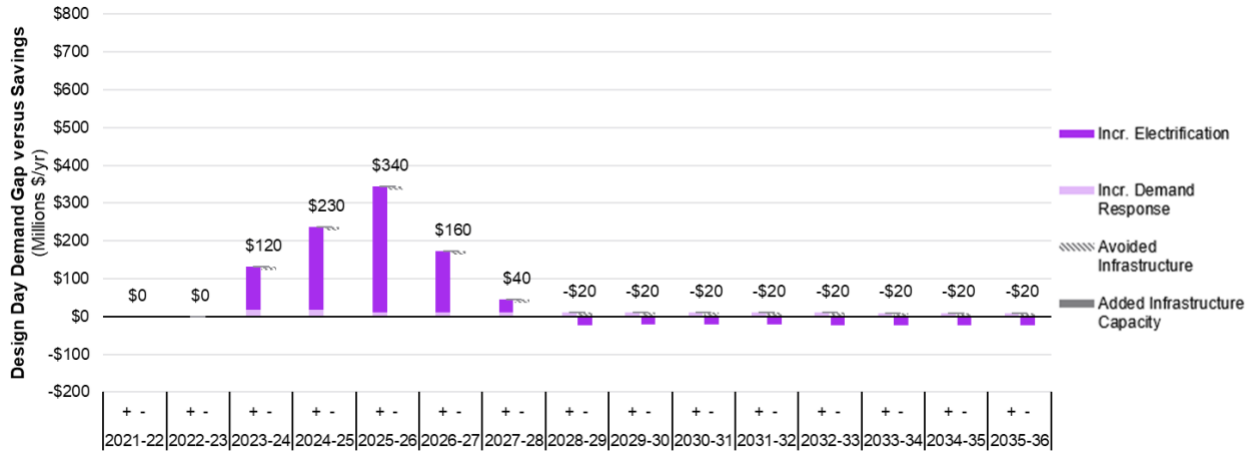


Figura D-4. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si los proyectos ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado

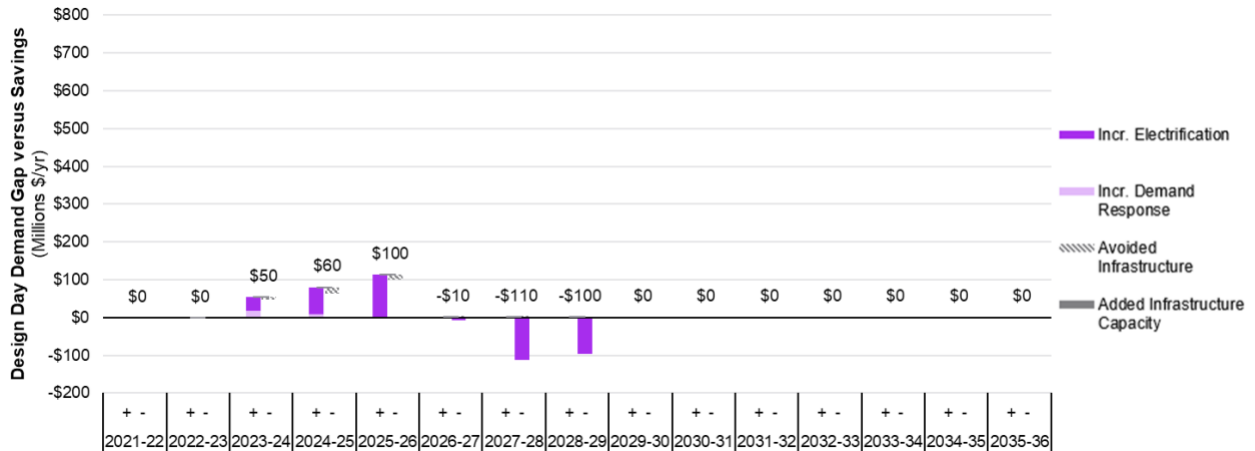


Figura D-5. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si los proyectos ExC y el Vaporizador de GNL. rechazado

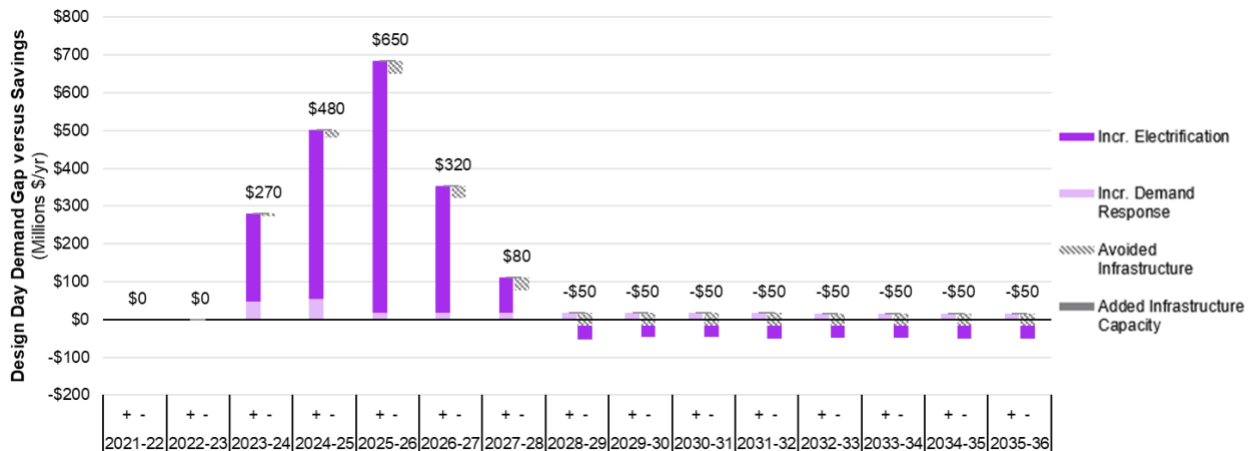


Figura D-6. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n



D.3. Costo anual para la empresa de servicios públicos de las soluciones recomendadas

Figura D-7. Costo anual para la empresa de servicios públicos de la solución de la barcaza de GNL si se rechaza el proyecto ExC GNL Vap. A tiempo)



Figura D-8. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si se retrasa el proyecto del Vaporizador de GNL retrasado (ExC a tiempo)

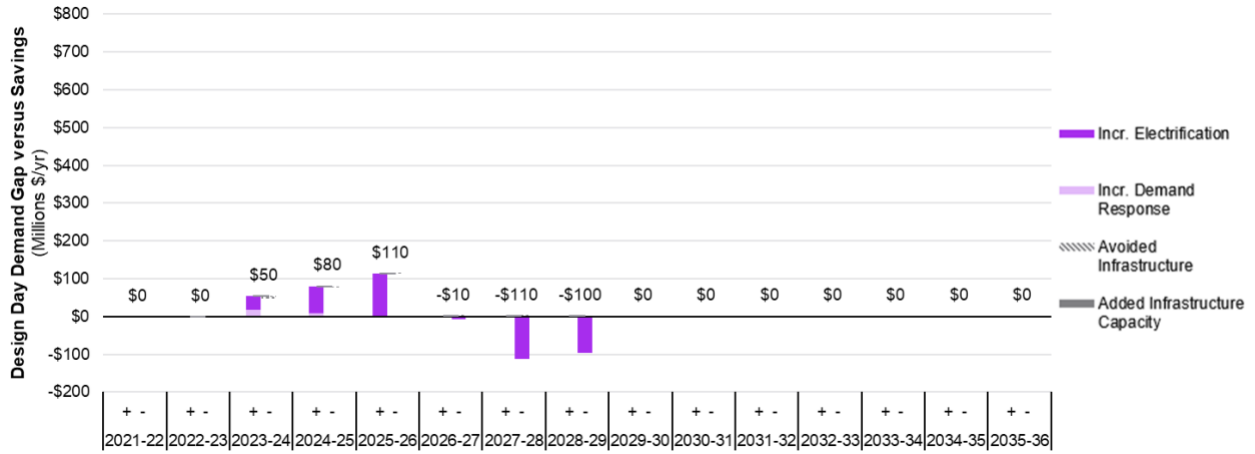


Figura D-9. Costo anual para la empresa de servicios públicos de la solución TL de Clove Lakes si GNL Vap. (ExC a tiempo)



Figura D-10. Costo anual para la empresa de servicios públicos de no tener una solución de infraestructura si los proyectos ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado

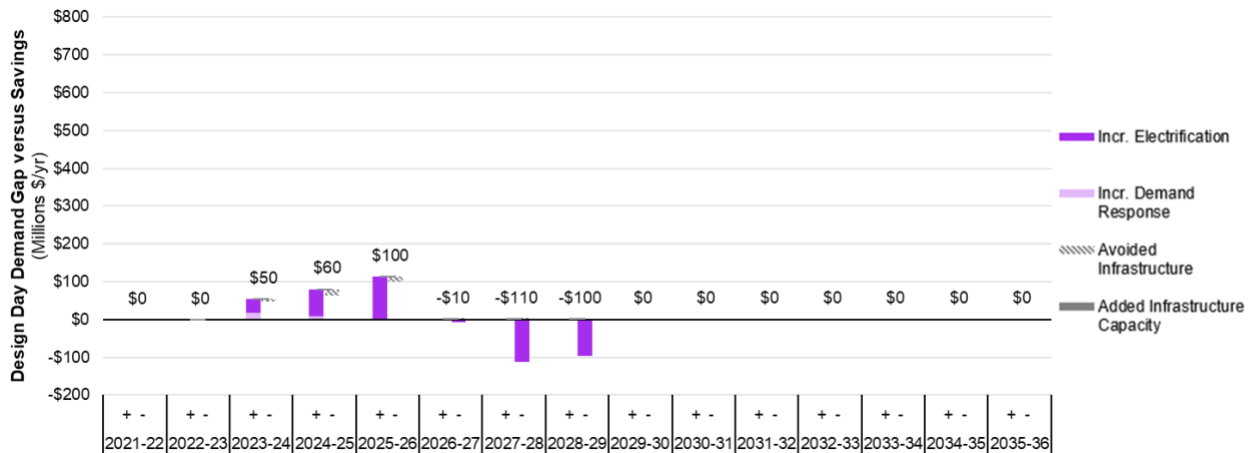


Figura D-11. Costo anual para la empresa de servicios públicos de Clove Lakes TL + solución de barcaza de GNL si ExC y el Vaporizador de GNL rechazado

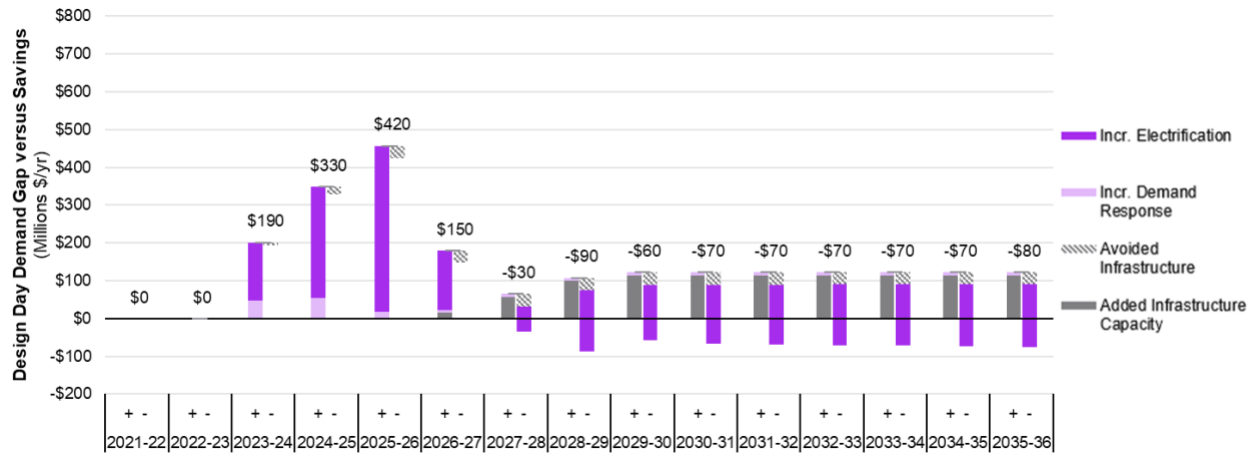
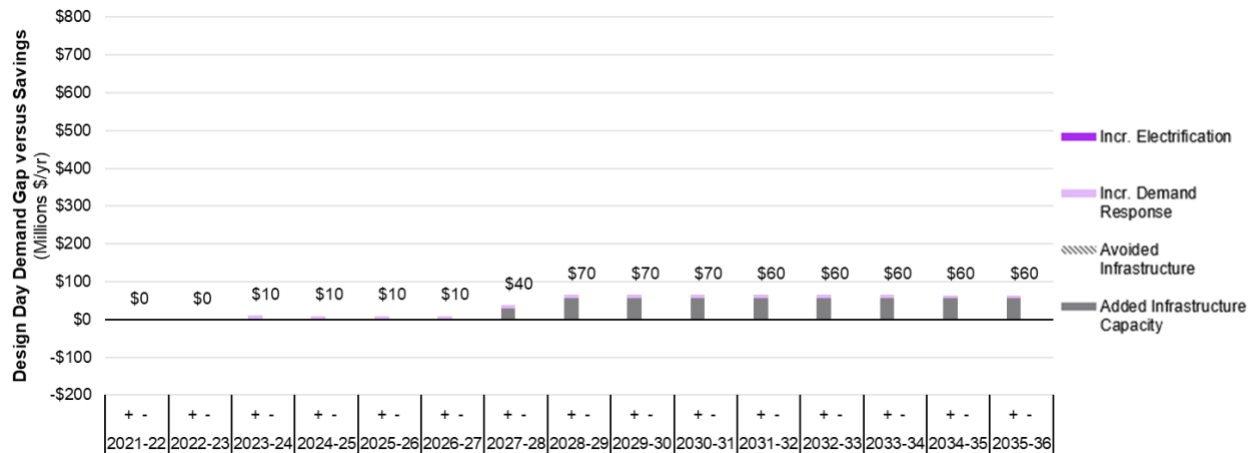


Figura D-12. Costo anual para el Servicio Público de la solución de la barcaza de GNL si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n



D.4. Costo anual para la empresa por categoría para todas las soluciones

Tabla D-1. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de que el proyecto ExC sea rechazado (GNL Vap a tiempo) [millones de dólares/año]

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4
Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$12.1	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3
Barcaza de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.0	-\$0.1	\$0.4	\$0.3	\$0.1	-\$0.1	\$0.0	\$0.1	\$0.1	\$0.1	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$31.3	\$37.0	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6
Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$75.4	\$145.2	\$221.6	\$53.5	-\$86.3	-\$105.2	-\$30.8	-\$31.3	-\$33.6	-\$33.2	-\$32.7	-\$33.4	-\$34.2
Micro-GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$7.2	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4	\$14.4
Micro-GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$12.1	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3
Micro-GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.0	-\$0.1	\$0.4	\$0.3	\$0.2	-\$0.1	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.1	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$0.0
Micro-GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$31.3	\$37.0	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6
Micro-GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$75.4	\$145.2	\$222.1	\$93.0	-\$8.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$12.1	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3	-\$24.3
Sin infraestructura	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.0	-\$0.1	\$0.3	\$0.1	-\$0.1	-\$0.4	-\$0.1	-\$0.1	-\$0.1	-\$0.2	-\$0.1	-\$0.1	-\$0.1	-\$0.3
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$31.3	\$37.0	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6	\$6.6
Sin infraestructura	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$113.9	\$218.8	\$333.5	\$174.2	\$57.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0

Tabla D-2. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de retraso de GNP Vap (proyecto ExC a tiempo) [millones de dólares/año]

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$14.4	\$28.8	\$43.2	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6
Clove Lakes TL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$4.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Clove Lakes TL	Costos netos de los productos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.0	-\$0.2	-\$0.6	-\$0.4	-\$0.6	-\$0.4	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.2	\$0.3	\$0.5
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$8.2	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Clove Lakes TL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$110.3	-\$63.2	-\$222.0	-\$243.3	-\$166.6	-\$125.1	-\$127.4	-\$128.6	-\$130.0	-\$131.4	-\$133.8
Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4
Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$4.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Barcaza de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.0	-\$0.2	-\$0.1	-\$0.3	-\$0.1	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.3	\$0.4	\$0.5	\$0.5
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$8.2	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$110.8	-\$51.3	-\$198.3	-\$211.5	-\$130.7	-\$78.7	-\$80.8	-\$80.9	-\$80.7	-\$82.6	-\$84.2
Sin infraestructura	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$4.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.0	-\$0.2	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$8.2	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Sin infraestructura	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$111.4	-\$8.5	-\$113.5	-\$99.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0

Tabla D-3. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida si el Vaporizador de GNL es rechazado (ExC a tiempo) [Millones de dólares/año]

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$14.4	\$28.8	\$43.2	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6
Clove Lakes TL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2
Clove Lakes TL	Costos netos de los productos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.5	\$0.5	\$0.0	-\$0.1	-\$0.3	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.2
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$17.8	\$11.0	\$10.9	\$10.7	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Clove Lakes TL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$111.1	\$1.5	-\$92.5	-\$71.4	-\$61.2	-\$62.2	-\$64.8	-\$64.9	-\$64.6	-\$65.9	-\$67.1
Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4
Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2
Barcaza de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.4	\$0.3	\$0.1	\$0.0	\$0.2	\$0.3	\$0.3	\$0.3	\$0.4	\$0.4	\$0.4	\$0.2
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$17.8	\$11.0	\$10.9	\$10.7	\$10.5	\$10.4	\$10.2	\$10.0	\$9.9	\$9.7	\$9.6	\$9.5
Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$75.4	\$145.2	\$221.6	\$34.6	-\$124.2	-\$156.4	-\$90.6	-\$46.2	-\$48.7	-\$48.6	-\$48.3	-\$49.5	-\$50.2
Sin infraestructura	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2	-\$8.2
Sin infraestructura	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.3	\$0.1	\$0.0	-\$0.3	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$0.2
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$17.8	\$11.0	\$10.9	\$10.7	\$10.5	\$10.4	\$10.2	\$10.0	\$9.9	\$9.7	\$9.6	\$9.5
Sin infraestructura	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$113.9	\$218.8	\$333.2	\$162.2	\$34.1	-\$26.3	-\$22.7	-\$23.1	-\$23.5	-\$24.0	-\$24.2	-\$24.2	-\$25.0

Tabla D-4. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de que el proyecto ExC y el Vaporizador de GNL sea rechazado. Retraso [millones de dólares/año]

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$14.4	\$28.8	\$43.2	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6
Clove Lakes TL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$16.2	-\$12.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Clove Lakes TL	Costos netos de los productos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.5	-\$0.2	-\$0.6	-\$0.4	-\$0.6	-\$0.4	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.2	\$0.3	\$0.5
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$8.2	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Clove Lakes TL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$110.3	-\$63.2	-\$222.0	-\$243.3	-\$166.6	-\$125.1	-\$127.4	-\$128.6	-\$130.0	-\$131.4	-\$133.8
Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4
Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$16.2	-\$12.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Barcaza de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.5	-\$0.2	-\$0.1	-\$0.3	-\$0.1	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.3	\$0.4	\$0.5	\$0.5
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$8.2	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$110.8	-\$51.3	-\$198.3	-\$211.5	-\$130.7	-\$78.7	-\$80.8	-\$80.9	-\$80.7	-\$82.6	-\$84.2
Sin infraestructura	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$16.2	-\$12.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.5	-\$0.2	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$17.2	\$8.2	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5	\$1.5
Sin infraestructura	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$37.5	\$72.0	\$111.4	-\$8.5	-\$113.5	-\$99.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0

Tabla D-5. Costo anual para la empresa de servicios públicos, por categoría, en relación con la solución de infraestructura distribuida en caso de que el proyecto ExC y el Vaporizador de GNL sea rechazado. Rechazado [Millones de dólares/año]

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Clove Lakes TL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$14.4	\$28.8	\$43.2	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6	\$57.6
Clove Lakes TL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$20.3	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4
Clove Lakes TL	Costos netos de los productos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.7	\$0.2	\$0.0	-\$0.5	-\$0.3	-\$0.2	-\$0.1	-\$0.1	\$0.1	\$0.0	\$0.0	-\$0.2
Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$17.5	\$17.3	\$17.2	\$17.0	\$16.8	\$16.7	\$16.5	\$16.4	\$16.2	\$16.1
Clove Lakes TL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$152.8	\$293.6	\$442.2	\$174.0	-\$36.4	-\$123.6	-\$107.0	-\$108.9	-\$111.4	-\$112.1	-\$112.5	-\$114.5	-\$116.8
Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4
Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$20.3	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4
Barcaza de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.4	\$0.5	\$0.7	\$0.2	-\$0.2	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.1	-\$0.1	\$0.1	\$0.0	\$0.0	-\$0.2
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$17.5	\$17.3	\$17.2	\$17.0	\$16.8	\$16.7	\$16.5	\$16.4	\$16.2	\$16.1
Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$192.4	\$370.2	\$553.1	\$224.8	\$8.5	-\$89.3	-\$77.0	-\$78.7	-\$80.8	-\$80.9	-\$80.7	-\$82.6	-\$84.2
2 barcazas de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$83.9	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4
2 barcazas de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$20.3	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4
2 barcazas de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.4	\$0.5	\$0.7	\$0.2	-\$0.2	-\$0.2	-\$0.4	-\$0.3	-\$0.1	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.3	\$0.3
2 barcazas de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$17.5	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2
2 barcazas de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$192.4	\$370.2	\$553.1	\$186.5	-\$30.1	-\$123.6	-\$107.0	-\$108.9	-\$111.4	-\$112.1	-\$112.5	-\$114.5	-\$116.8
Micro-GNL + Clove Lakes TL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$7.2	\$28.8	\$43.2	\$57.6	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0
Micro-LNG + Clove Lakes TL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$20.3	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4
Micro-LNG + Clove Lakes TL	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.7	\$0.5	\$0.2	-\$0.2	-\$0.2	-\$0.1	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.2	\$0.3	\$0.1
Micro-LNG + Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$17.5	\$17.3	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2

Informe sobre la capacidad a largo plazo de Gas Natural 2021

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Micro-LNG + Clove Lakes TL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$113.9	\$218.8	\$331.7	\$148.2	\$8.5	-\$89.3	-\$77.0	-\$78.7	-\$80.8	-\$80.9	-\$80.7	-\$82.6	-\$84.2
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$14.4	\$57.0	\$99.6	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$20.3	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Costos netos de los productos	\$0.0	\$0.4	\$0.6	\$0.7	\$0.2	\$0.0	-\$0.3	-\$0.6	-\$0.5	-\$0.3	-\$0.1	\$0.1	\$0.2	\$0.4	\$0.3
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2	\$8.2
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$152.8	\$293.6	\$439.1	\$157.1	-\$66.3	-\$162.4	-\$147.0	-\$155.6	-\$159.0	-\$161.0	-\$162.3	-\$164.3	-\$166.9
Sin infraestructura	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	-\$4.1	-\$8.2	-\$20.3	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4	-\$32.4
Sin infraestructura	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.4	\$0.5	\$0.7	\$0.2	-\$0.2	-\$0.7	-\$0.4	-\$0.3	-\$0.3	-\$0.5	-\$0.4	-\$0.4	-\$0.4	-\$0.6
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$17.5	\$17.3	\$17.2	\$17.0	\$16.8	\$16.7	\$16.5	\$16.4	\$16.2	\$16.1
Sin infraestructura	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$231.5	\$446.4	\$665.6	\$336.2	\$93.0	-\$36.6	-\$30.8	-\$31.3	-\$33.6	-\$33.2	-\$32.7	-\$33.4	-\$34.2

Tabla D-6. Costo anual para la empresa de servicios públicos por categoría en relación con la solución de infraestructura distribuida bajo el 80% de DSM en DI Sol'n [millones de dólares/año]

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4	\$56.4
Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Barcaza de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.1	\$0.3	\$0.3	\$0.0	\$0.1	\$0.3	\$0.4	\$0.5	\$0.6	\$0.7	\$0.7	\$0.5
Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$9.8	\$9.7	\$9.5	\$9.3	\$9.2	\$9.0	\$8.9	\$8.7	\$8.5	\$8.3	\$8.2	\$8.1	\$8.0
Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
2 barcazas de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$28.2	\$83.9	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4	\$111.4
2 barcazas de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
2 barcazas de GNL	Costo neto del producto	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.1	\$0.3	\$0.4	\$0.2	\$0.1	\$0.2	\$0.3	\$0.4	\$0.6	\$0.7	\$0.8	\$0.9
2 barcazas de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
2 barcazas de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$86.1	-\$171.3	-\$133.7	-\$15.8	-\$15.9	-\$16.0	-\$16.3	-\$16.3	-\$16.6	-\$17.2
Micro-GNL + Clove Lakes TL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$7.2	\$28.8	\$43.2	\$57.6	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0	\$72.0
Micro-LNG + Clove Lakes TL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Micro-GNL + Clove Lakes TL	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.1	\$0.3	-\$0.1	\$0.2	-\$0.1	\$0.1	\$0.2	\$0.3	\$0.4	\$0.5	\$0.7	\$0.8
Micro-GNL + Clove Lakes TL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Micro-GNL + Clove Lakes TL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$86.1	-\$171.3	-\$133.7	-\$15.8	-\$15.9	-\$16.0	-\$16.3	-\$16.3	-\$16.6	-\$17.2
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$14.4	\$57.0	\$99.6	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0	\$114.0
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Costos netos de los productos	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.1	\$0.3	\$0.0	-\$0.1	-\$0.2	\$0.0	\$0.2	\$0.4	\$0.5	\$0.6	\$0.8	\$1.0
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$132.4	-\$265.3	-\$258.9	-\$160.3	-\$97.1	-\$33.6	-\$33.2	-\$32.7	-\$33.4	-\$34.2

Informe sobre la capacidad a largo plazo de Gas Natural 2021

Solución	Categoría	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
Sin infraestructura	Costos de infraestructura anuales añadidos	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos fijos de infraestructura evitados	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0
Sin infraestructura	Costos netos de los productos básicos	\$0.0	\$0.1	\$0.2	\$0.1	\$0.3	\$0.4	\$0.0	\$0.3	\$0.4	\$0.4	\$0.2	\$0.3	\$0.3	\$0.3	\$0.1
Sin infraestructura	Respuesta a la demanda	\$0.0	\$0.0	\$48.5	\$54.8	\$17.6	\$17.5	\$17.3	\$17.2	\$17.0	\$16.8	\$16.7	\$16.5	\$16.4	\$16.2	\$16.1
Sin infraestructura	Electrificación	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	-\$45.5	-\$91.3	-\$26.4	\$109.4	\$111.5	\$112.6	\$114.5	\$116.3	\$117.8	\$118.8

Appendix E. Valor actual neto a la empresa de servicios públicos

E.1. Enfoque

El valor actual neto para la empresa de servicios públicos es el valor actual de los costos anuales enumerados en Appendix D durante el horizonte temporal de 15 años del análisis, de 2021/22 a 2035/36, utilizando una tasa de descuento del 6,3%, el costo medio ponderado del capital (WACC) en KEDNY y KEDLI. A continuación se presenta el valor actual neto por componente de costo y en total.

E.2. Valor actual neto para la empresa de todas las soluciones

En los gráficos siguientes, un valor positivo indica un aumento neto del costo para la empresa de servicios públicos en comparación con la solución de infraestructura distribuida, mientras que un valor negativo indica una disminución neta del costo para la empresa de servicios públicos en comparación con la solución de infraestructura distribuida.

Figura E-1. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL A tiempo)

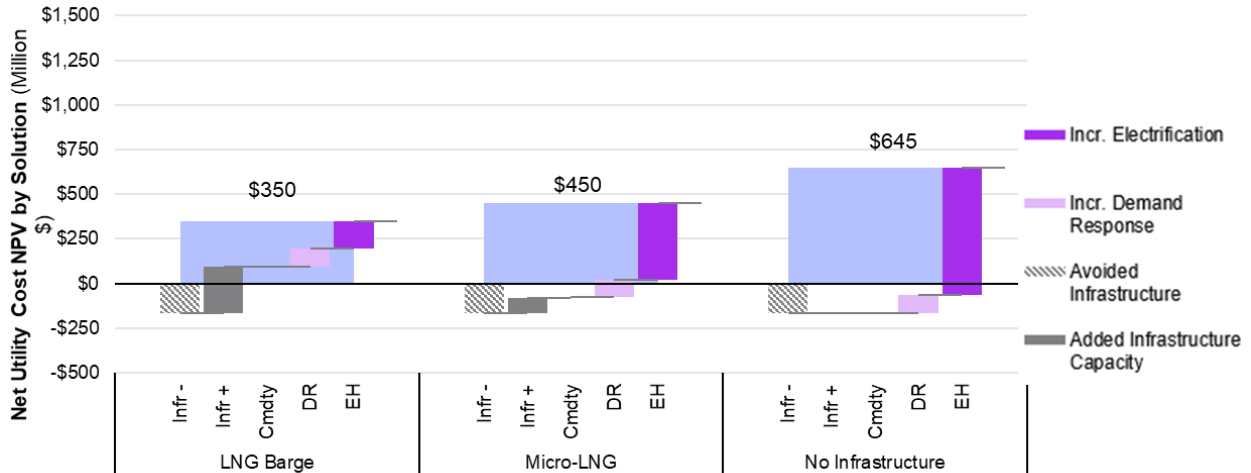


Figura E-2. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. retrasado (ExC a tiempo)

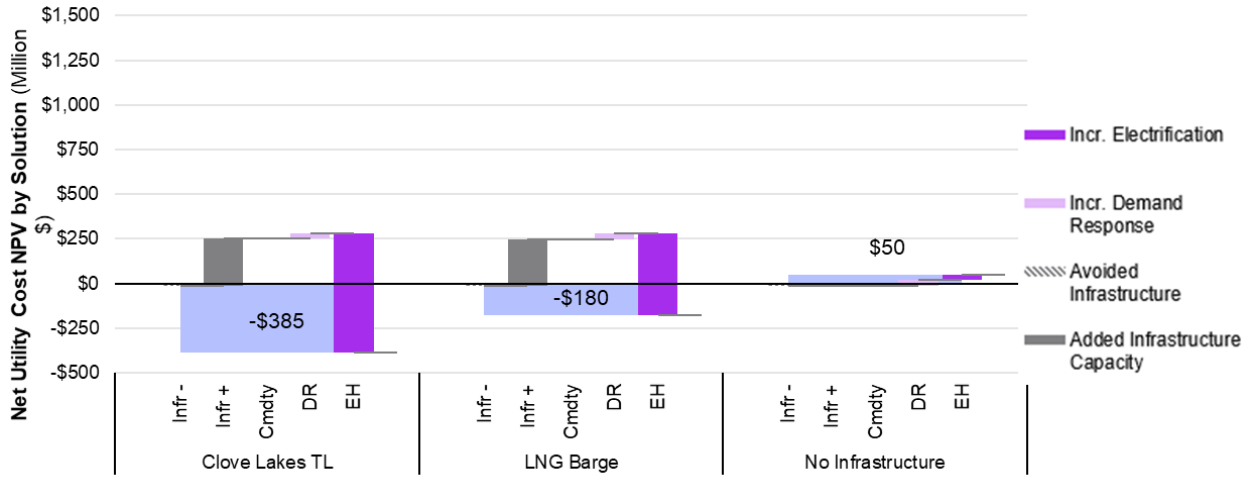


Figura E-3. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. (ExC a tiempo)

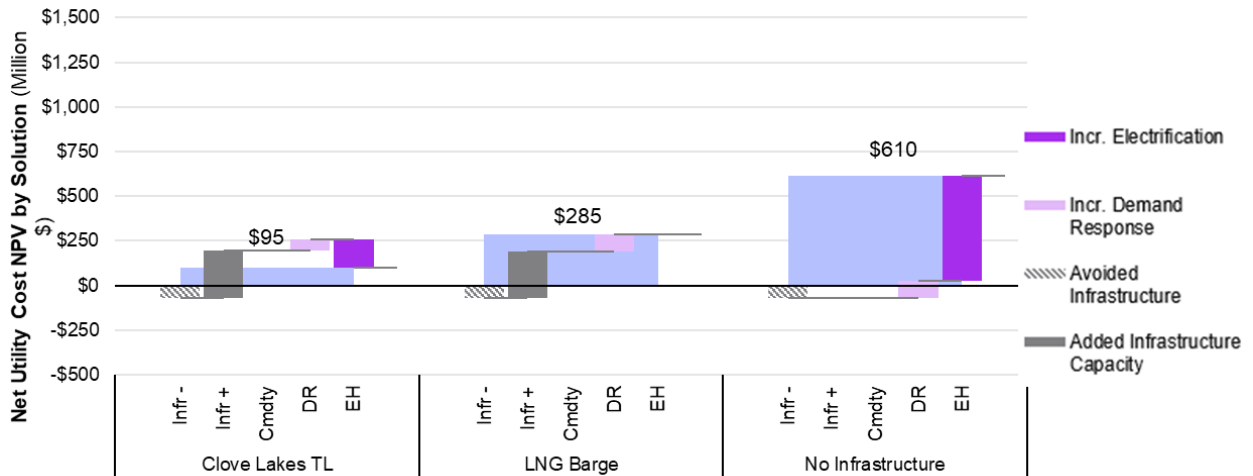


Figura E-4. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado

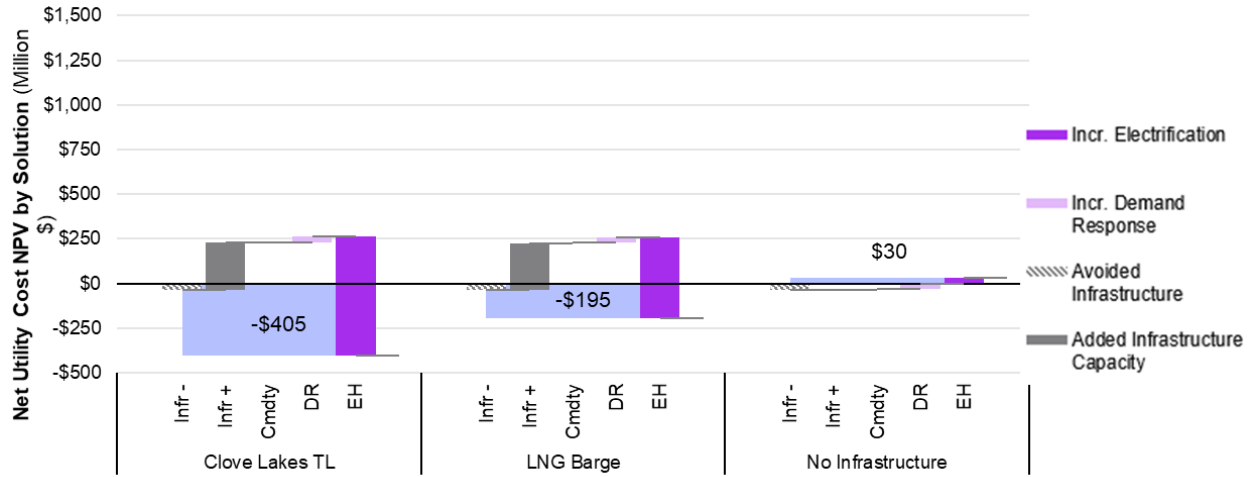


Figura E-5. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. rechazado

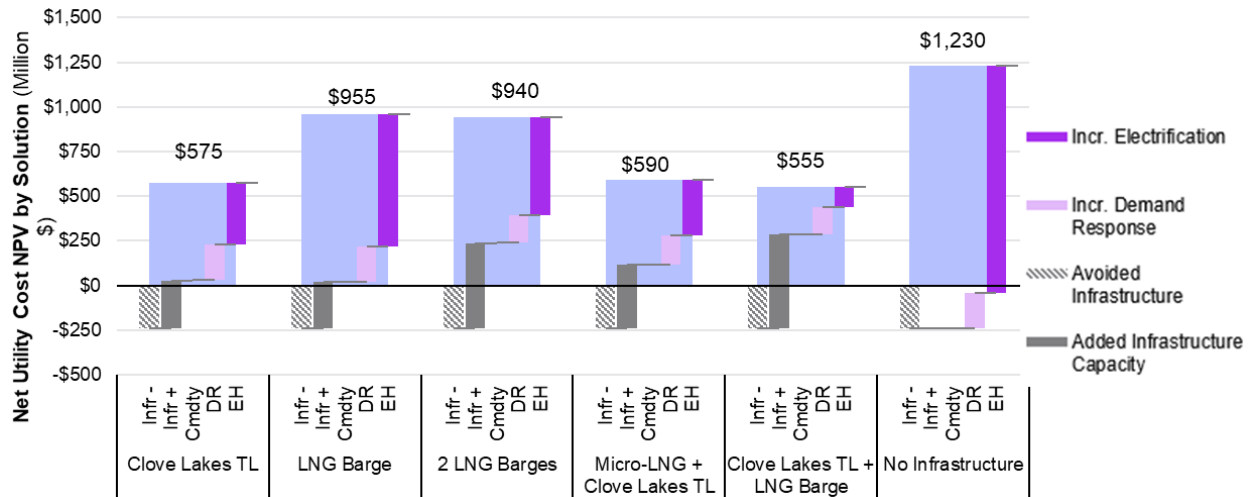
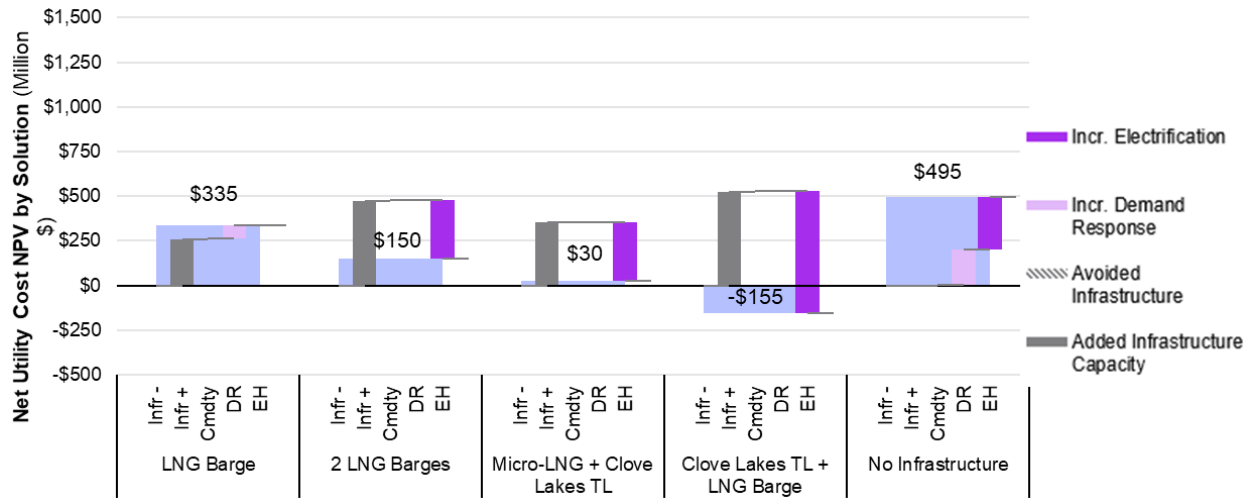


Figura E-6. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el 80% de los ahorros de DSM en DI Sol'n



Appendix F. Valor actual neto para la sociedad

F.1. La prueba del costo social (SCT)

Las orientaciones actuales del Departamento de Servicios Públicos (DPS) de Nueva York especifican que debe utilizarse la prueba de costos sociales (SCT) para los análisis de costos y beneficios (BCA). Esta prueba evalúa el impacto de las iniciativas desde una perspectiva amplia y abarca el impacto de los clientes, el impacto del sistema de servicios públicos y el impacto en la sociedad en su conjunto.

Las empresas de servicios públicos conjuntos de Nueva York elaborarán un manual de BCA de alternativas no tubulares. A falta de dicho marco coherente, este análisis sigue las orientaciones publicadas anteriormente por el DPS de Nueva York y las mejores prácticas del sector. Dado que este análisis compara tanto las alternativas de infraestructura distribuida como las que no lo son, no todos los costos de infraestructura evitados se monetizan en el análisis. En cambio, compara el valor actual neto de los costos netos de todas las soluciones para un determinado escenario de contingencia.

Este apéndice contiene una descripción de los beneficios y costos incluidos en el análisis junto con las fuentes de valores utilizadas para monetizarlos. Los valores actuales netos de los costos y beneficios de cada escenario de contingencia se presentan junto con una comparación con los resultados del costo actual neto para la empresa.

F.2. Definiciones de las prestaciones incluidas

Los costos evitados del producto del gas incluyen el componente de la mercancía, asociado a las moléculas físicas de gas natural que se entregan a la puerta de la ciudad por el gasoducto y la capacidad de almacenamiento.

Los beneficios **de las infraestructuras evitadas en el sistema** son el resultado de las reducciones de carga en el sistema o de los recursos de suministro que se valoran según el costo marginal de la infraestructura del sistema de transmisión, regulación o distribución que se evita o se aplaza mediante un proyecto o programa de Gas BCA. El proyecto o programa debe coincidir con el pico de equipamiento en el sistema o, de otro modo, aplazar o evitar la necesidad de infraestructuras incrementales de transporte, regulación o distribución en función de las características del proyecto o programa específico.

Las emisiones de CO2 evitadas contabilizan las emisiones de CO2 evitadas en las instalaciones del cliente debido a una reducción neta del uso de gas natural o a la sustitución del gas que normalmente se suministra por gasoducto con un combustible alternativo.

Las **otras emisiones evitadas** representan el valor de las emisiones contaminantes evitadas (excluyendo las emisiones de CO2).

F.3. Definiciones de los costos

Los costos de administración del programa incluyen el costo de administrar y medir un programa o proyecto análisis costo beneficio de gas. Esto puede incluir el costo de los incentivos, la medición y la verificación, y otros costos de administración del programa para iniciar y mantener un programa específico. Estos costos pueden incluir incentivos únicos o anuales, como los reembolsos, pagos

únicos o anuales a los proveedores, y costos de administración del programa relacionados con el marketing, evaluación, medición y verificación.

Las **inversiones incrementales en el sistema** incluyen los costos en los que incurre la empresa de servicios públicos para apoyar el proyecto o programa. Son distintos de los costos de administración del programa y pueden incluir los costos incrementales de las infraestructuras del sistema de transmisión, regulación o distribución. Además, se puede incluir la operación y el mantenimiento, cualquier gasto directo de capital o de otro tipo (por ejemplo, medidores especiales, sistemas de control y/o mejoras), los costos de oportunidad asociados a cualquier terreno o infraestructura de propiedad de la empresa de servicios públicos concedido o dedicado al proyecto, y los costos administrativos indirectos relacionados con el programa (es decir, su impacto en los costos administrativos más amplios).

Los Costos Incrementales de los Participantes son los costos en los que incurrirían los proveedores de análisis costo-beneficio servicios de Gas, menos los incentivos reconocidos por los Costos de Administración del Programa con un mínimo de cero. Esto incluye los costos de equipamiento y participación asumidos por los proveedores análisis costo-beneficio de Gas, que deben tenerse en cuenta al evaluar los costos sociales de un proyecto o programa. A efectos de realizar el análisis costo-beneficio, los costos incrementales de los participantes se aplican netos de los descuentos e incentivos que se han contabilizado en los costos de administración del programa.

Los costos de los combustibles alternativos incluyen el costo de utilizar una fuente de energía distinta del gas.

Las emisiones de CO2 de los combustibles alternativos incluyen las emisiones generadas por el combustible alternativo utilizado por el consumidor.

Las emisiones de otros combustibles alternativos incluyen las emisiones distintas del CO2 asociadas a la utilización de una fuente de energía distinta del gas para sustituir el servicio prestado por éste.

F.4. Valores de costos evitados para monetizar los costos y beneficios

Los valores de los costos evitados se utilizan para monetizar algunos de los beneficios y costos enumerados anteriormente. Por ejemplo, el costo social del carbono es un costo evitado que, multiplicado por la cantidad de CO2 evitada por una solución, proporciona un valor en dólares para el beneficio que esa solución proporciona. Estos costos evitados y otros supuestos asociados para el análisis se enumeran a continuación.

Tabla F-1. Supuestos fijos durante el periodo de análisis

Entrada	Descripción	Fuente	Valor
Tasa de inflación nominal	Tasa de inflación aplicada si no se dispone de datos previstos	Manuales BCA de Utility1	2%
Tasa de descuento	Costo anual ponderado del capital (WACC) aplicado para calcular el valor actual de los beneficios y los costos	KEDNY y KEDLI califican a los caes	6.3%
Gas retenido por la empresa	Gas perdido entre el envío y el punto de consumo; incluye el gas perdido y no contabilizado (LAUF)	Asumido para KEDNY y KEDLI	1.3%

Índice de pérdidas eléctricas	Electricidad perdida entre negocios de venta al por mayor y minoristas	Manuales BCA de las empresas de servicios públicos basados en los informes de pérdidas eléctricas ¹	6.64%
-------------------------------	--	--	-------

¹ Basado en los porcentajes de pérdida proporcionados en el Manual BCA v3.0 de ConEd, publicado para el caso 16-M-0412

Tabla F-2. Beneficios de capacidad y suministro de gas evitados

Entrada	Descripción	Fuente
Costos de los productos básicos del gas	Costos del gas en temporada no invernal	Precios del hub de gas natural CARIS 1 de 2019
Costo marginal del servicio de gas (infraestructura evitada en el sistema)	Costo marginal del mantenimiento de la capacidad del sistema	Estudios del costo marginal del servicio ¹
Costo social del carbono (emisiones de CO2 evitadas)	Costo social del carbono (\$/tonelada) utilizado para las emisiones de gas y aceite combustible	Costo social del carbono de NY DEC con una tasa de descuento del 2% ²
Costo social de los contaminantes (otras emisiones evitadas)	Costo social de los contaminantes (\$/tonelada) utilizado para las emisiones de gas y aceite-combustible	Costo social del carbono de NY DEC con una tasa de descuento del 2%

¹ La fuente más reciente para KEDNY/KEDLI es 2017 Marginal Cost Studies, Anexo A pgs. 1-2, suma de los costos marginales de transmisión y distribución, menos el LAUF.

² Disponible en <https://www.dec.ny.gov/regulations/56552.html>

Tabla F-3. Beneficios de capacidad y suministro eléctrico evitados

Entrada	Descripción	Fuente
Pico eléctrico de verano LBMP	Costos de energía eléctrica de 7AM a 11PM, de junio a septiembre	2019 CARIS 1 LBMPs ¹
LBMP eléctrico de verano fuera de horas pico	Costos de los productos eléctricos de 11PM a 7AM, de junio a septiembre	2019 CARIS 1 LBMPs
Pico de invierno eléctrico LBMP	Costos de energía eléctrica de 7AM a 11PM, de octubre a mayo	2019 CARIS 1 LBMPs
LBMP eléctrico de invierno fuera de horas pico	Costos de los productos eléctricos de 11PM a 7AM, de octubre a mayo	2019 CARIS 1 LBMPs
Costo evitado de la capacidad de generación (AGCC)	Costo evitado de la capacidad asociada a la generación	Hoja de cálculo del ICAP del personal del DPS, publicada en 14-M-00581
Costo marginal de la transmisión	Costo evitado de la capacidad asociada a la transmisión	Manuales de Análisis de Costo Beneficio de servicios públicos basados en estudios de costos marginales ²
Costo marginal de distribución	Costo evitado de la capacidad asociada a la distribución	Manuales de Análisis de Costo Beneficio de servicios públicos basados en estudios de costos marginales ²

Costo de daño marginal eléctrico del carbono	Costo del carbono (\$/kWh) utilizado para las emisiones eléctricas	Costo social del carbono del NY DEC con una tasa de descuento del 2%, sin incluir las provisiones de la ^{RGGI3} , multiplicado por la tasa de emisiones eléctricas prevista
--	--	--

¹ Datos del estudio CARIS disponibles en <https://www.nyiso.com/espwg?meetingDate=2020-05-22>

² En el caso de KEDNY, se basa en el manual de BCA más reciente de ConEd. En el caso de KEDLI, como PSEG-LI no publica su Manual BCA, se utilizan los valores de NMPC en el norte del estado de Nueva York como aproximación

³ El costo del carbono a través de la RGGI ya se recoge en los LBMP, por lo que para evitar la doble contabilización del costo previsto de la RGGI en los valores de los LBMP se resta el costo social del carbono

Como se indica en las tablas anteriores, las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas se monetizan utilizando el Costo Social de los Contaminantes del Departamento de Conservación Medioambiental de Nueva York de diciembre de 2020. Para monetizar las emisiones netas asociadas al consumo neto de gas natural y fuel-oil, se utilizaron las tasas de emisión que figuran en Tabla F-4. Obsérvese que el ahorro de gas procedente de los recursos de gestión de la demanda se supone que emite a los niveles del gas de gasoducto, y que las emisiones asociadas a la mercancía neta (tal como se comenta en la sección E.1) se basan en el índice de emisiones relativo de un tipo de recurso.

Tabla F-4. Tasa de emisión supuesta del gas natural y el fuel-oil de los oleoductos

Gases de efecto invernadero	Gasoducto [lb por MMBtu]	Combustible [lb por MMBtu]
CO2	117	205
N2O	0.00022	0.0013
CH4	0.44	0

Para monetizar las emisiones netas asociadas a la electricidad, es necesario asumir el índice de emisiones de la red eléctrica para desarrollar un valor de \$/kWh. Tabla F-5 que aparece a continuación.

Tabla F-5. Tasa de emisiones de la red eléctrica asumida

Año	Tasa de emisiones eléctricas [lb CO2/MWh]
2020	375
2025	282
2030	188
2035	94
2040, y el	0

F.5. Valor actual neto para la sociedad de todas las soluciones

En los gráficos siguientes, un valor positivo indica un aumento neto del costo para la sociedad en comparación con la solución de infraestructura distribuida, mientras que un valor negativo indica una disminución neta del costo para la sociedad en comparación con la solución de infraestructura distribuida.

Figura F-1. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si se rechaza el proyecto ExC (Vaporizador de GNL A tiempo)

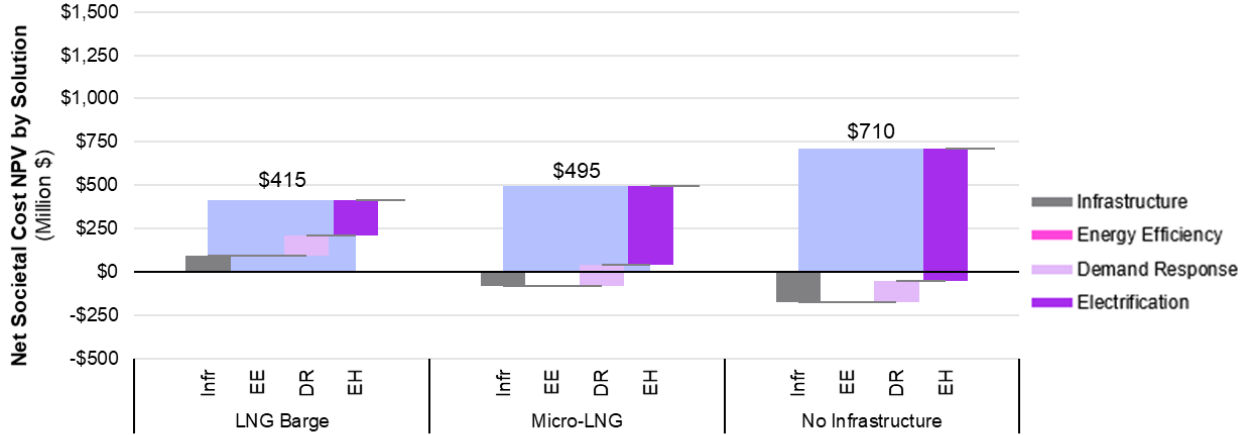


Figura F-2. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. retrasado (ExC a tiempo)

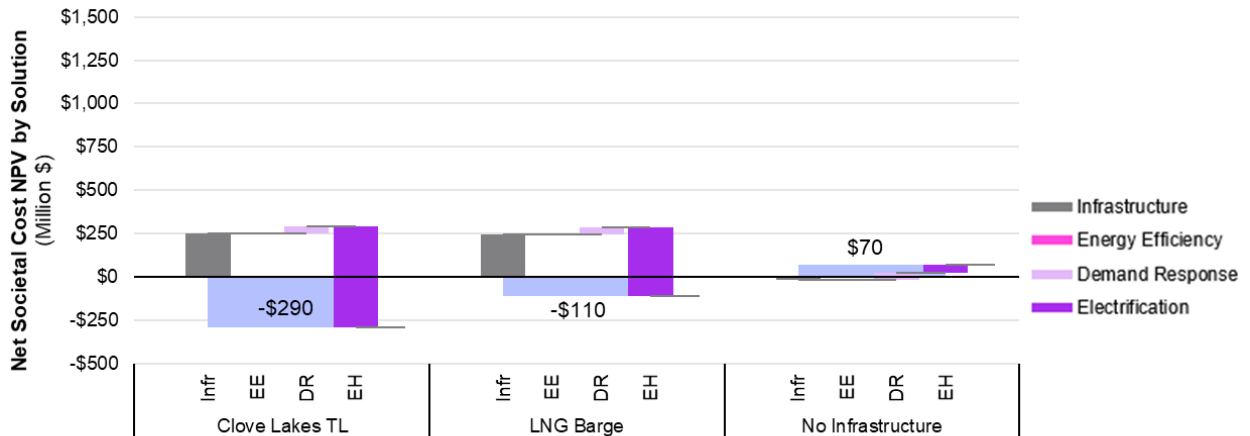


Figura F-3. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el gas natural licuado se utiliza como combustible. (ExC a tiempo)

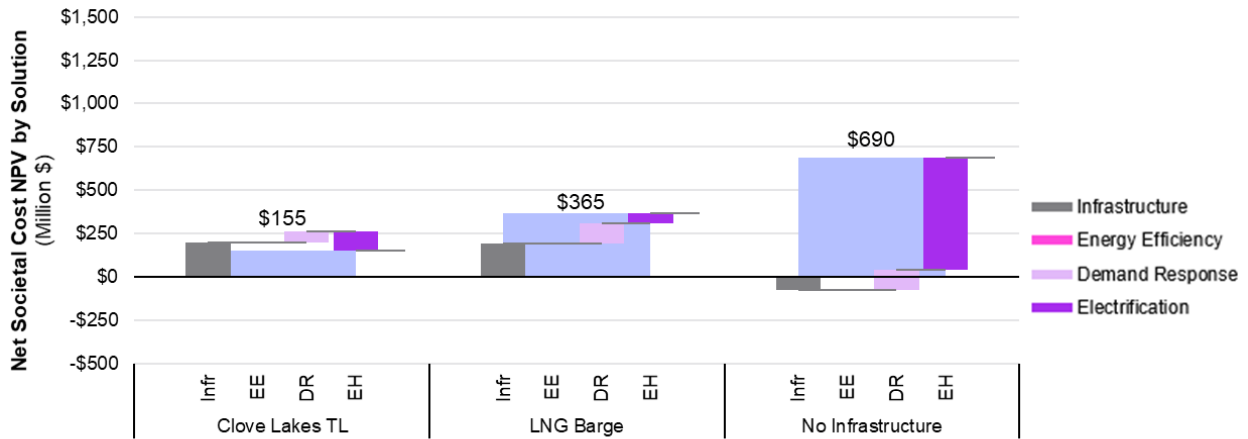


Figura F-4. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. retrasado

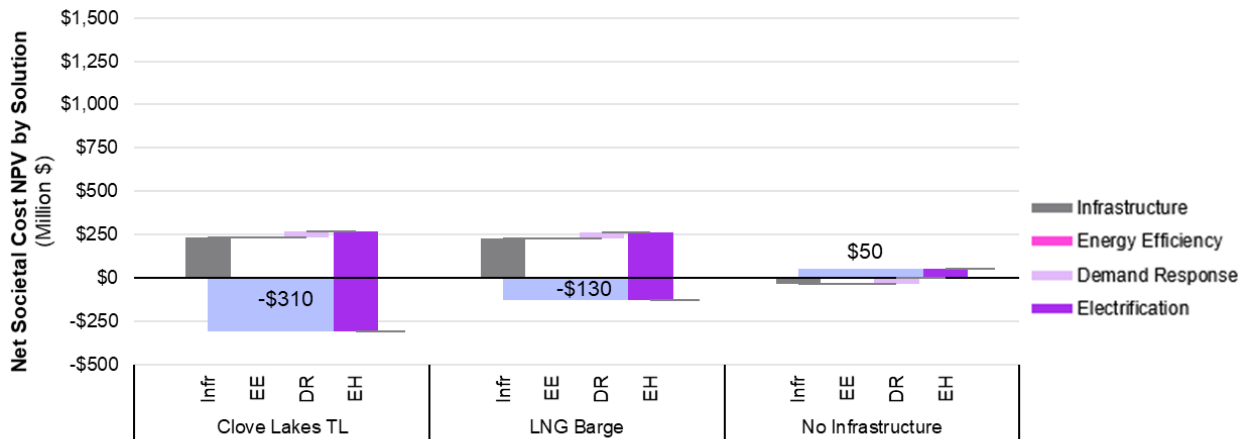


Figura F-5. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL. rechazado

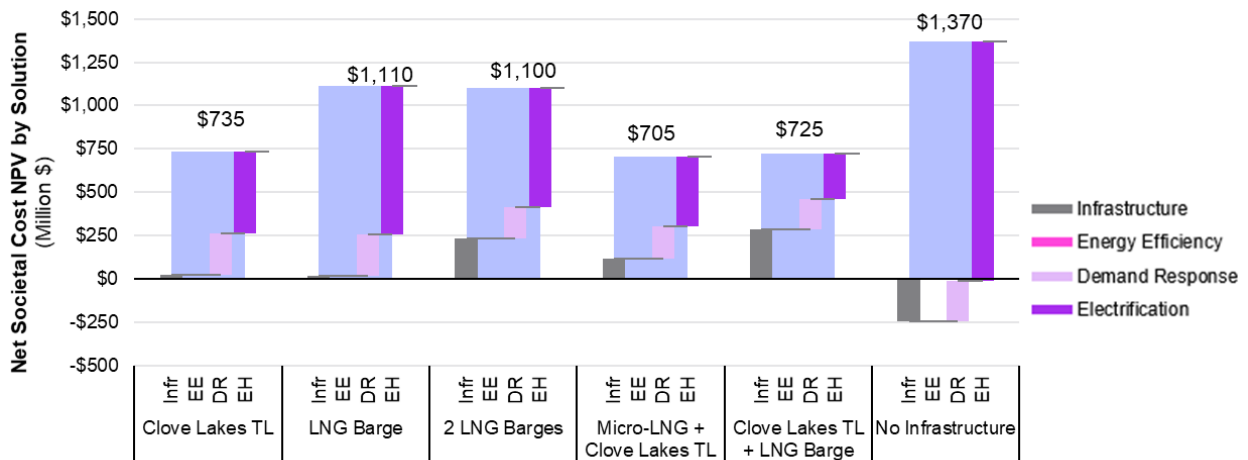
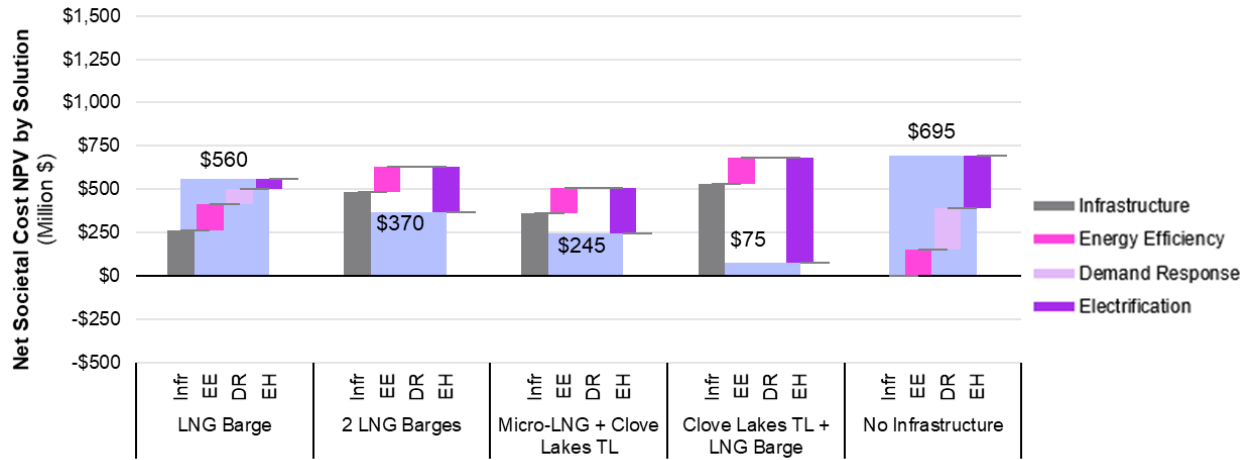


Figura F-6. Costo actual neto para la empresa de servicios públicos de las soluciones analizadas si el 80% de los ahorros de DSM en DI Sol'n



F.6. Costo de los servicios públicos en relación con el costo social Comparación

Lo que en este informe se denomina costo para la empresa de servicios públicos se suele denominar prueba del costo de la empresa de servicios públicos (UCT), también conocida como prueba del costo del administrador del programa. Evalúa el impacto de las iniciativas en el sistema de la empresa de servicios públicos, por lo que sólo incluye los costos y los beneficios para la empresa. En Nueva York se utiliza como prueba secundaria al SCT para evaluar y comparar las iniciativas únicamente desde la perspectiva de las necesidades de ingresos de la empresa. El UCT puede proporcionar relaciones beneficio-costos o un valor presente neto de los beneficios netos a lo largo de la vida de un proyecto.

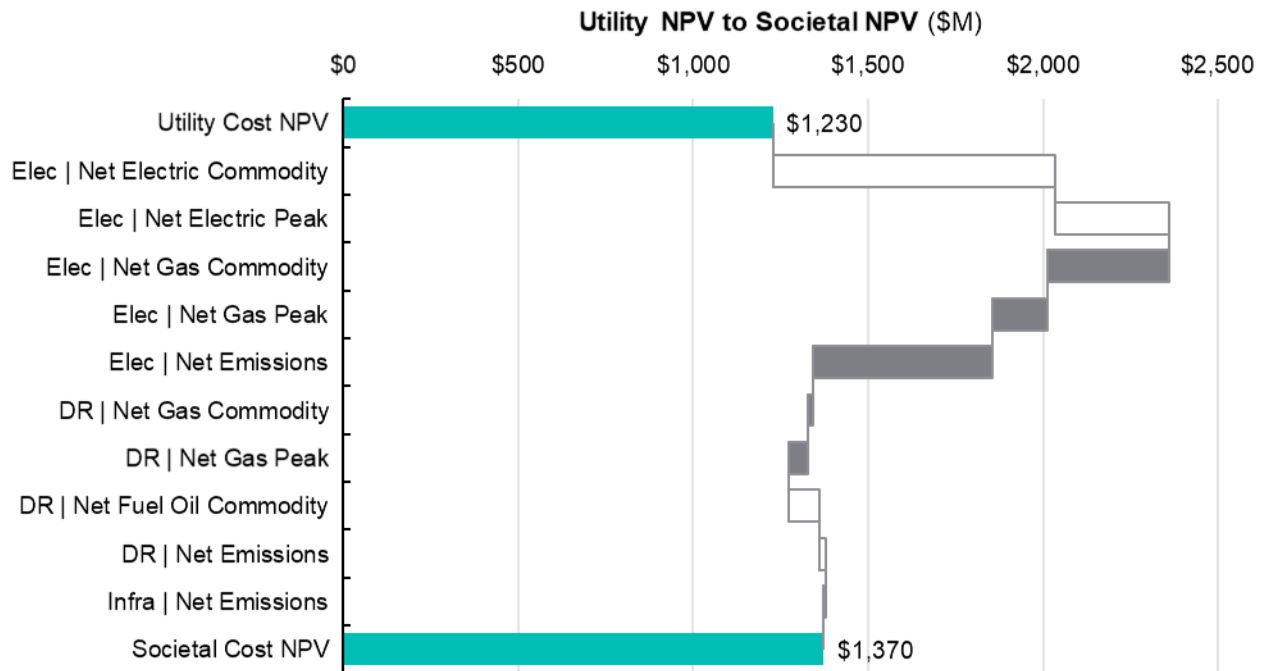
La siguiente tabla compara los componentes incluidos en cada prueba. Dado que National Grid sólo opera como empresa de gas en el sur del estado de Nueva York, en este informe sólo se incluyen los costos y beneficios de la empresa de gas en el costo de la empresa.

Tabla F-6. Prueba de Análisis de Costo-Beneficios de Comparación de beneficios y costos

Tipo	Componente	SCT	UCT
Beneficio	Costos evitados de los productos básicos del gas / Costos de los productos básicos de los servicios no relacionados con el gas	Sí	Sí
Beneficio	Infraestructura evitada en el sistema / Costo marginal del servicio de gas	Sí	Sí
Beneficio	Emisiones de CO2 evitadas / Costo social del carbono del gas	Sí	No
Beneficio	Otras emisiones evitadas	Sí	No
Beneficio	Fijación marginal de precios con base en la ubicación en horas pico de verano para servicio eléctrico	Sí	No
Beneficio	Fijación marginal de precios con base en la ubicación fuera de horas pico de verano para servicio eléctrico	Sí	No
Beneficio	Fijación marginal de precios con base en la ubicación en horas pico de invierno para servicio eléctrico	Sí	No
Beneficio	LBMP eléctrico de invierno fuera de horas Fijación marginal de precios con base en la ubicación en horas pico de invierno para servicio eléctrico	Sí	No
Beneficio	Costo evitado de la capacidad de generación (AGCC)	Sí	No
Beneficio	Costo marginal de la transmisión	Sí	No
Beneficio	Costo marginal de distribución	Sí	No
Beneficio	Costo de daño marginal eléctrico del carbono	Sí	No
Costo	Gastos de administración del programa	Sí	Sí
Costo	Inversiones incrementales en el sistema	Sí	Sí
Costo	Costos adicionales para los participantes	Sí	No
Costo	Costos de los combustibles alternativos	Sí	No
Costo	Emisiones de CO2 de los combustibles alternativos	Sí	No
Costo	Combustible alternativo Otras emisiones	Sí	No

La inclusión de diferentes beneficios y costos conduce a diferentes valores actuales netos para la utilidad frente a la sociedad para cada solución. En general, el costo social es mayor debido a que el costo añadido de la electricidad supera el costo evitado del gas y la reducción de emisiones de la electrificación, y debido a que el costo añadido del fuel y sus emisiones asociadas supera el costo evitado del gas y sus emisiones asociadas evitadas de la respuesta a la demanda. Esto se ilustra para una solución de un solo escenario de contingencia en Figura F-7.

Figura F-7. Cruce del VAN de los costos de los servicios públicos con el VAN de los costos sociales para la solución sin infraestructuras si el proyecto ExC y Vaporizador de GNL rechazado



Appendix G. Potencial de calentamiento global

G.1. Enfoque

El impacto atmosférico de cada solución en toneladas equivalentes de potencial de calentamiento global se estima para cada solución de contingencia. De este modo, se tienen en cuenta las emisiones netas de los recursos de infraestructuras distribuidas con índices de emisión ligeramente diferentes y las emisiones netas de las medidas de reducción de la demanda. Aquí se utilizan los mismos índices de emisiones asumidos que se muestran en Tabla F-4 y Tabla F-5. Los factores de potencial de calentamiento global utilizados para convertir los gases de efecto invernadero en equivalentes de CO₂ se muestran en Tabla G-1.

Tabla G-1. Factores del potencial de calentamiento global

Gases de efecto invernadero	Factor GWP a 20 años	Factor GWP a 100 años
CO ₂	1	1
N ₂ O	264	265
CH ₄	84	28

Fuente https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf

G.2. Potencial de calentamiento global para todas las soluciones

En los gráficos siguientes, un valor positivo indica un ahorro neto de CO₂e total en comparación con la solución de infraestructura distribuida, mientras que un valor negativo indica un aumento neto de CO₂e total en comparación con la solución de infraestructura distribuida.

Figura G-1. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si se rechaza ExC (Vaporizador de GNL A tiempo)

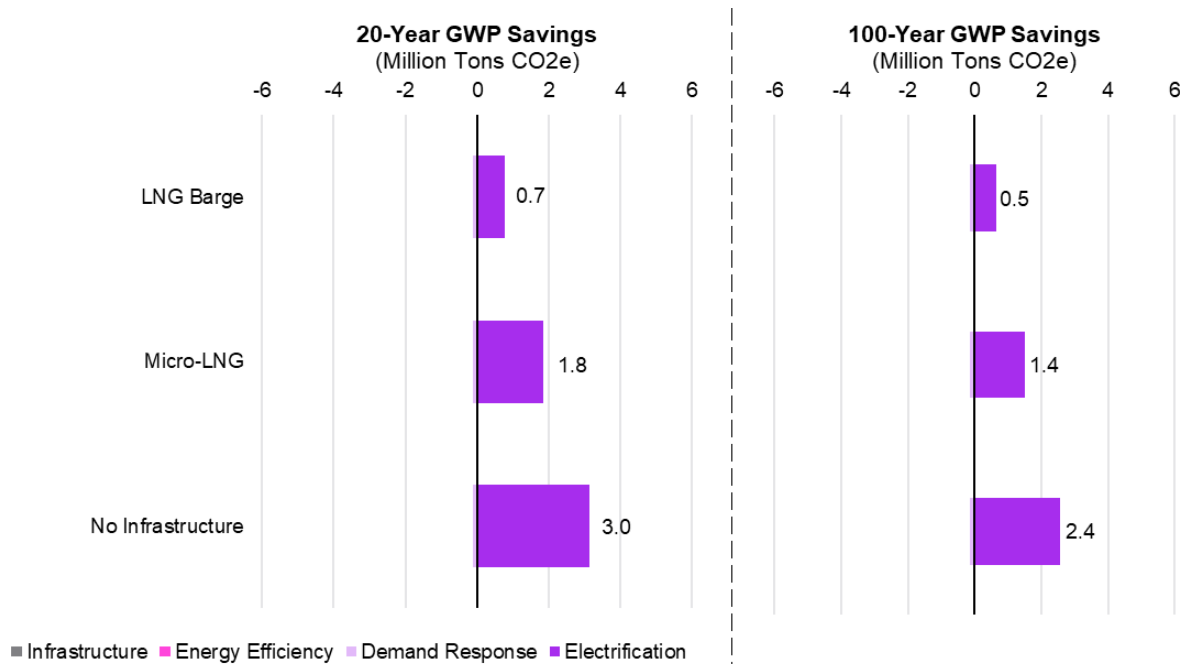


Figura G-2. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si el Vaporizador de GNL es retrasado (ExC a tiempo)

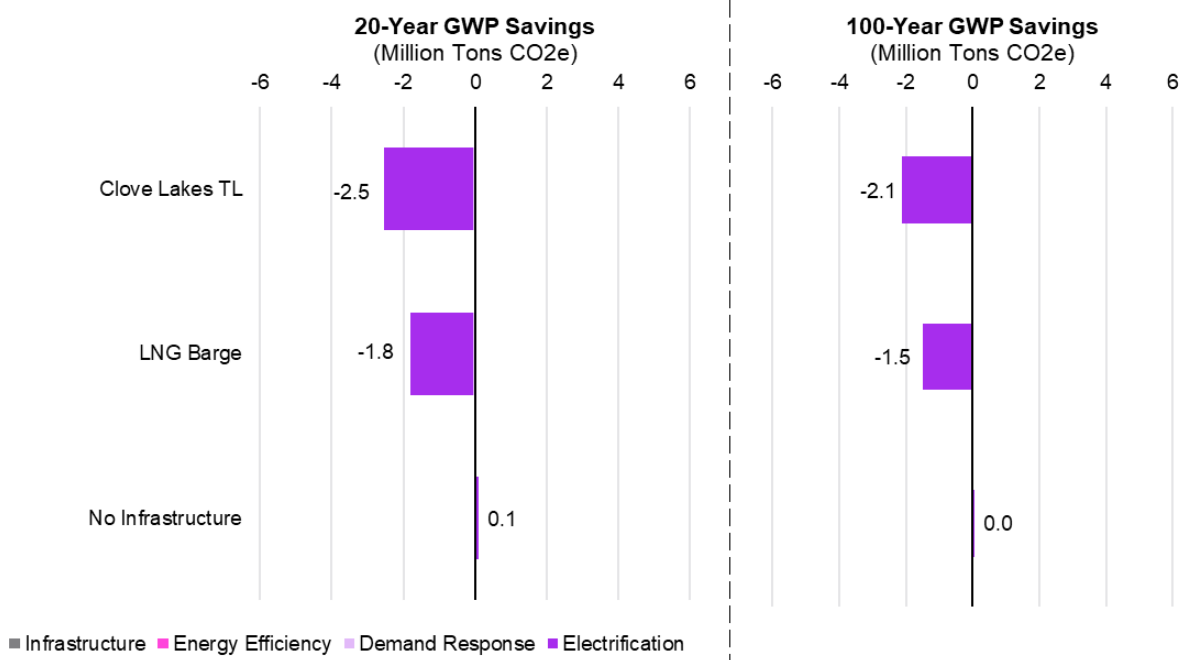


Figura G-3. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si el Vaporizador de GNL es (ExC a tiempo)

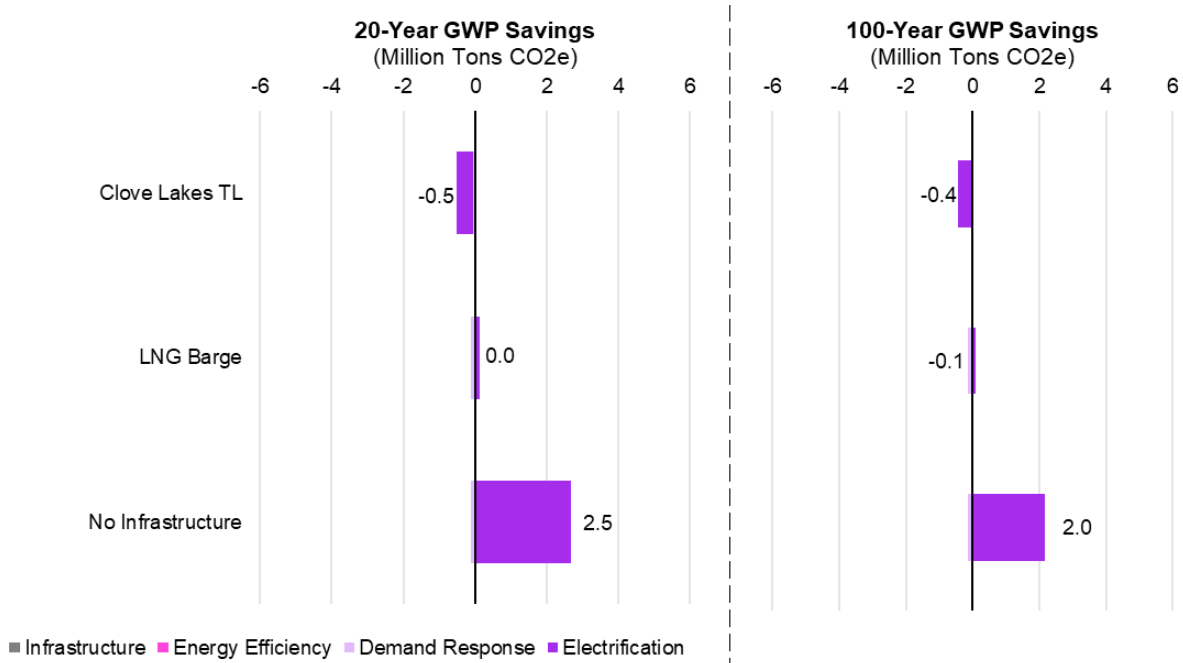


Figura G-4. Ahorro potencial de calentamiento global de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL son rechazados. retrasado

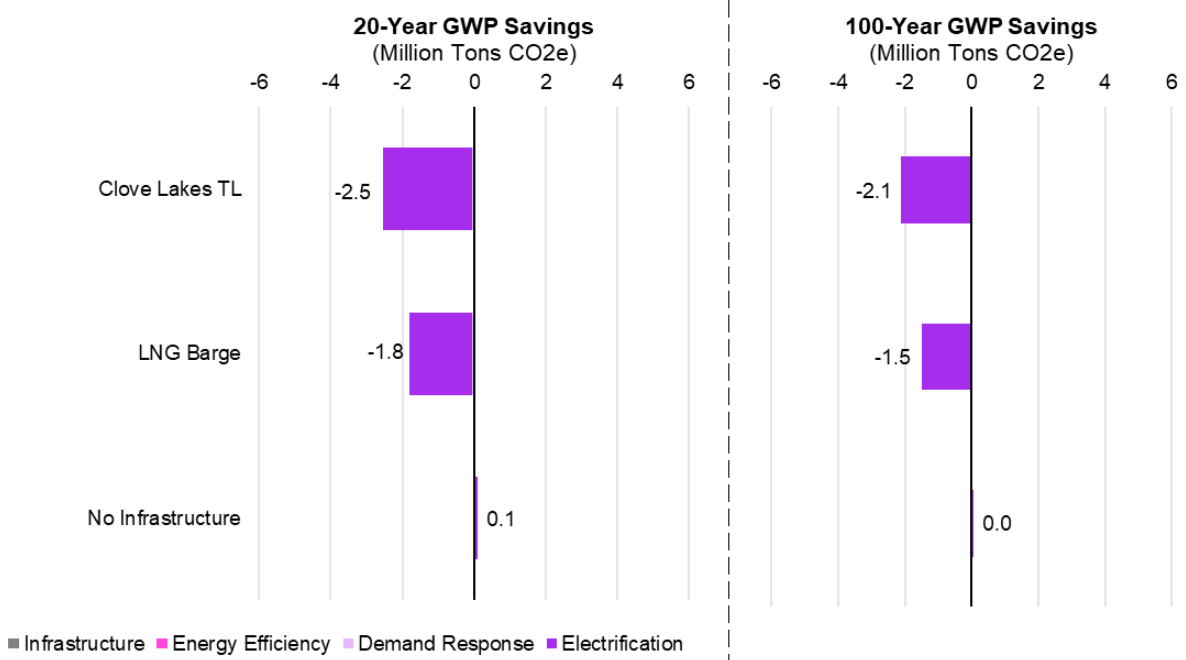


Figura G-5. Ahorro potencial de calentamiento global de las soluciones analizadas si ExC y el Vaporizador de GNL son rechazados. rechazado

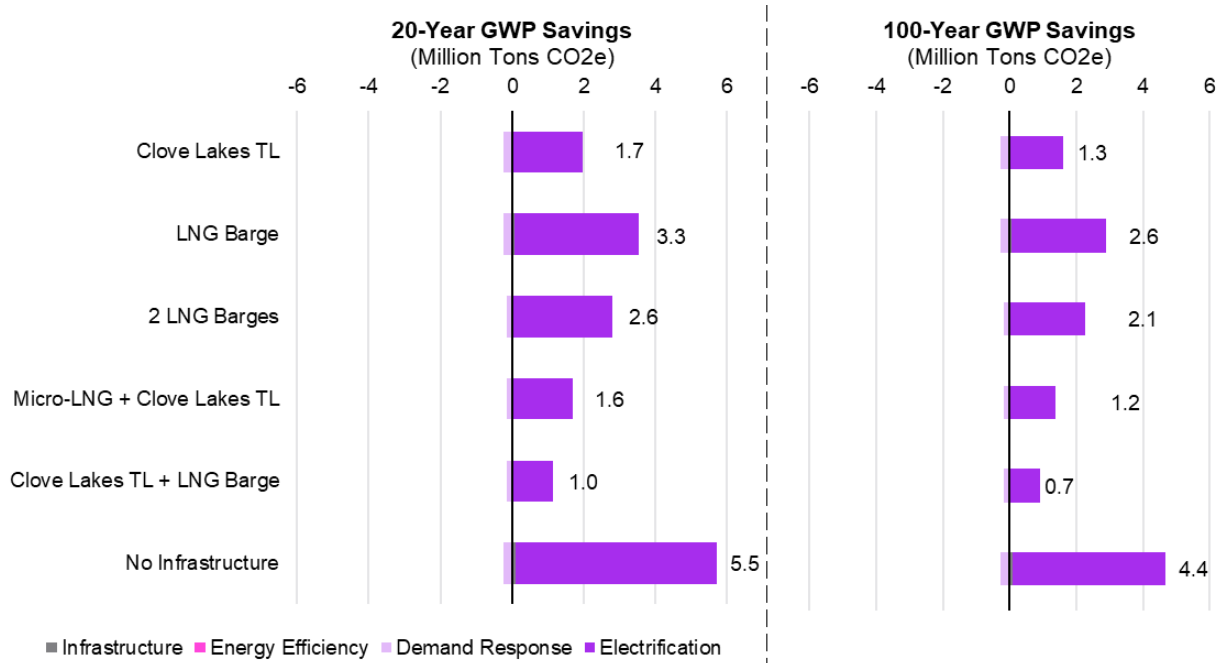
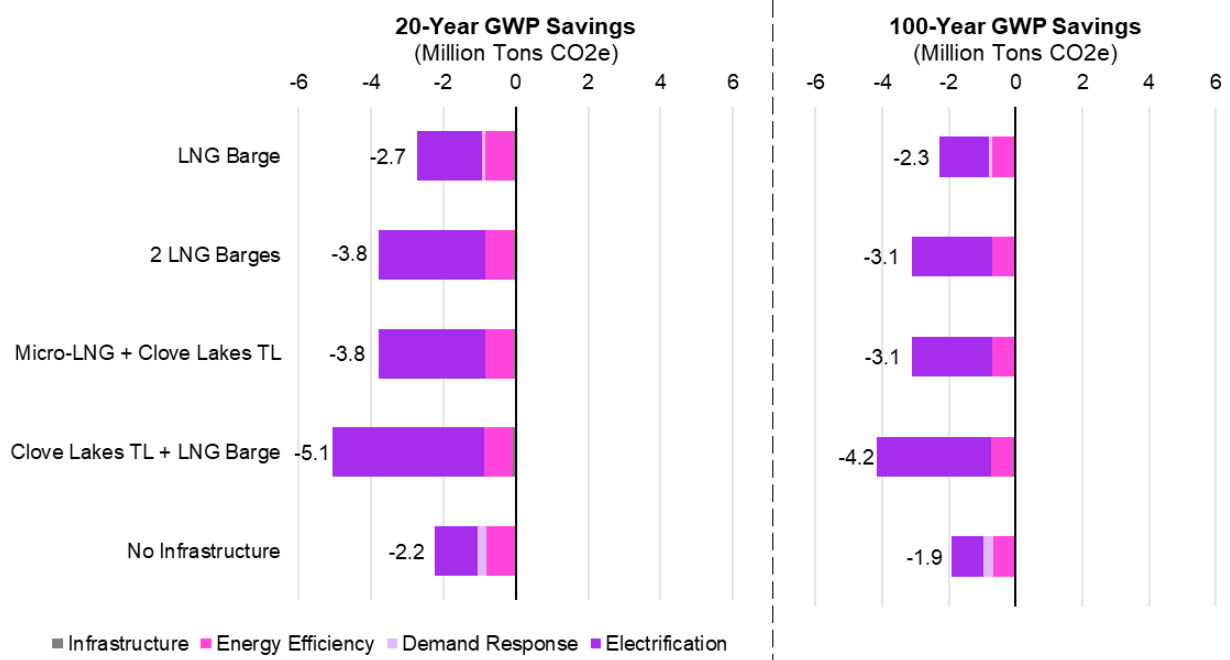


Figura G-6. Ahorro potencial neto de calentamiento global de las soluciones analizadas si el 80% del ahorro de DSM en DI Sol'n



Appendix H. Impacto en los costos de los clientes

H.1. Enfoque

Además del análisis del costo total que se muestra en otro lugar, National Grid también completó un análisis para cada una de las soluciones analizadas para cada uno de los escenarios de contingencia para estimar el impacto del costo para el cliente. Estos costos se evaluaron de forma aislada de cualquier otro costo de la red y de los programas, teniendo en cuenta los cambios previstos en el número de clientes a lo largo del tiempo. Así, en la medida en que el porcentaje de crecimiento del número de clientes sea mayor que el porcentaje de crecimiento neto del costo de la solución, el impacto de los costos podría ser de hecho negativo en este análisis.

Es importante señalar que este análisis no equivale a un aumento previsto de la factura para ningún cliente. Este análisis aísla el costo incremental de estas soluciones en una base de clientes uniforme proyectada (es decir, no evalúa los impactos potencialmente diferentes por tipo de cliente y uso de calefacción residencial, edificio multifamiliar, etc.). Tampoco se incluyen en este análisis otros posibles cambios que podrían repercutir en los costos y en las facturas de los clientes, como cambios en la combinación y el volumen de clientes, otros cambios en la inversión de capital, aumentos de los costos de explotación, inflación, etc.

H.2. Porcentajes de aumento de costos a lo largo del tiempo

En el primer paso, observamos el costo medio anual no descontado de cada opción en periodos de tiempo de cinco años (2021/2022 - 2025/2026, 2026/2027 - 2030/2031, y 2031/2032 - 2035/2036), y lo comparamos con los ingresos de referencia de 2018 para el Sur del Estado de Nueva York (ingresos de referencia de los informes anuales de 2018: KEDNY 1,85 mil millones de dólares, KEDLI 1,24 mil millones de dólares, Sur de NY total 3,1 mil millones de dólares) para calcular el % de aumento total de los costos resultante de cada opción.

Además, asumimos que la solución de infraestructura distribuida es la línea de base y comparamos el costo de las soluciones recomendadas para cada escenario de contingencia en relación con el costo de la solución de infraestructura distribuida. Los resultados de este análisis para cada una de las diferentes opciones se presentan en las siguientes tablas.

Tabla H-1. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones en ExC rechazadas (Vaporizador de GNL a tiempo) [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Barcaza de GNL	3.1%	-0.6%	0.2%	0.9%
Micro-GNL	3.2%	0.4%	-0.1%	1.2%
Sin infraestructura	4.6%	0.9%	-0.6%	1.6%

Tabla H-2. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones en el caso de que LNG Vap se retrase (ExC a tiempo) [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	1.5%	-4.0%	-2.3%	-1.6%
Barcaza de GNL	1.5%	-3.0%	-0.8%	-0.8%
Sin infraestructura	1.5%	-1.4%	0.0%	0.1%

Tabla H-3. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones en el marco del Vaporizador de GNL Rechazado (ExC a tiempo) [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	1.6%	-0.6%	-0.5%	0.1%
Barcaza de GNL	3.0%	-1.1%	0.3%	0.7%
Sin infraestructura	4.4%	0.9%	-0.7%	1.5%

Tabla H-4. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones de ExC y el Vaporizador de GNL Retraso [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	1.3%	-4.0%	-2.3%	-1.6%
Barcaza de GNL	1.3%	-3.0%	-0.8%	-0.8%
Sin infraestructura	1.3%	-1.4%	0.0%	0.0%

Tabla H-5. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para las soluciones de ExC y el Vaporizador de GNL Rechazado [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	6.1%	-0.5%	-2.3%	1.1%
Barcaza de GNL	7.6%	0.7%	-1.3%	2.3%
2 barcazas de GNL	7.6%	0.2%	-0.8%	2.3%
Micro-GNL + Clove Lakes TL	4.7%	0.5%	-1.1%	1.4%
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	6.1%	-0.6%	-2.4%	1.0%
Sin infraestructura	9.1%	1.6%	-1.6%	3.0%

Tabla H-6. Variación porcentual de los ingresos totales necesarios para soluciones inferiores al 80% de DSM en DI Sol'n [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Barcaza de GNL	0.2%	1.6%	2.1%	1.3%
2 barcazas de GNL	0.0%	-0.6%	3.1%	0.8%
Micro-GNL + Clove Lakes TL	0.1%	-1.0%	1.8%	0.3%
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	0.0%	-3.3%	2.6%	-0.2%
Sin infraestructura	0.8%	0.9%	4.3%	2.0%

Todos los aumentos porcentuales anteriores se calculan como cambios porcentuales en los requisitos totales de ingresos en comparación con la Solución de Infraestructura Distribuida. Por ejemplo, si estamos viendo la solución sin infraestructura en el ExC y **Vaporizador de GNL** El escenario de contingencia rechazado (fila inferior de Tabla H-5), indica que los costos serían un 9% más altos durante los próximos cinco años, pero dentro de diez años los costos serían aproximadamente un 1.5% más bajos, ya que el alto nivel de medidas de reducción de la demanda aplicadas anteriormente significa que más tarde serán menos necesarias.

Este análisis aísla el impacto de los costos de cada alternativa y no tiene en cuenta otros posibles cambios que podrían repercutir en los costos y en las facturas de los clientes, como cambios en la combinación y el volumen de clientes, otros cambios en la inversión de capital, aumentos de los costos de explotación, etc.

H.3. Porcentaje medio de aumento de costos por cliente

Una vez calculados los cambios en los costos totales a lo largo de los cinco años para cada una de las diferentes opciones, se tienen en cuenta los cambios en el número de clientes a lo largo del tiempo para obtener un impacto medio estimado en los costos de los clientes. De nuevo, utilizamos los mismos datos sobre el costo de cada opción, pero ahora tenemos en cuenta el cambio esperado en el número de clientes a lo largo del tiempo en cada escenario y combinación de soluciones. Los resultados de este análisis para cada una de las diferentes opciones se incluyen en las siguientes tablas.

Tabla H-7. Cambio porcentual en el costo por cliente para las soluciones en caso de que el proyecto ExC sea rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo) [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Barcaza de GNL	3.3%	0.0%	0.3%	1.2%
Micro-GNL	3.4%	1.4%	0.9%	1.9%
Sin infraestructura	4.9%	2.6%	1.1%	2.9%

Tabla H-8. Cambio porcentual en el costo por cliente de las soluciones en caso de que el Vaporizador de GNL sea retrasado (ExC a tiempo) [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	1.6%	-4.4%	-4.4%	-2.4%
Barcaza de GNL	1.6%	-3.4%	-2.3%	-1.4%
Sin infraestructura	1.6%	-1.3%	0.0%	0.1%

Tabla H-9. Variación porcentual de los costos por cliente de las soluciones en el caso de que el Vaporizador de GNL Rechazado (ExC a tiempo) [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	1.7%	-0.5%	-1.1%	0.0%
Barcaza de GNL	3.2%	-0.7%	-0.1%	0.8%
Sin infraestructura	4.8%	2.4%	0.6%	2.6%

Tabla H-10. Cambio porcentual en el costo por cliente de las soluciones en caso de que ExC y el Vaporizador de GNL. Retraso [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	1.5%	-4.4%	-4.4%	-2.5%
Barcaza de GNL	1.5%	-3.4%	-2.3%	-1.4%
Sin infraestructura	1.5%	-1.3%	0.0%	0.1%

Tabla H-11. Cambio porcentual en el costo por cliente de las soluciones en caso de que ExC y el Vaporizador de GNL. Rechazado [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Clove Lakes TL	6.6%	1.2%	-1.9%	2.0%
Barcaza de GNL	8.2%	3.1%	0.1%	3.8%
2 barcazas de GNL	8.2%	2.3%	-0.1%	3.5%
Micro-GNL + Clove Lakes TL	5.1%	1.9%	-0.7%	2.1%
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	6.6%	0.8%	-2.6%	1.6%
Sin infraestructura	9.9%	4.9%	1.3%	5.4%

Tabla H-12. Cambio porcentual en el costo por cliente para soluciones por debajo del 80% de DSM en DI Sol'n [%]

Solución	Media de 5 años - 25/26	Media de 5 años - 30/31	Media de 5 años - 35/36	Promedio de 15 años Total
Barcaza de GNL	0.2%	1.5%	2.0%	1.2%
2 barcazas de GNL	0.0%	-1.2%	1.9%	0.2%
Micro-GNL + Clove Lakes TL	0.0%	-1.6%	0.7%	-0.3%
Clove Lakes TL + Barcaza de GNL	0.0%	-4.4%	0.2%	-1.4%
Sin infraestructura	0.8%	0.8%	5.1%	2.2%

En algunos casos, un mayor nivel de electrificación de la calefacción significa menos clientes entre los que repartir los costos, lo que hace que el impacto de los costos por cliente sea mayor en comparación con el impacto de los costos totales (es decir, los porcentajes son mayores en las tablas de la sección H.3 que en las tablas de la sección H.2 para las soluciones con más electrificación de la calefacción). Tomando de nuevo como ejemplo la solución Sin Infraestructura en el proyecto ExC y el **Vaporizador de GNL** Escenario de contingencia rechazado (fila inferior de Tabla H-11), el costo por cliente es ahora un 1% más alto de media entre 2031/32 y 2035/36 que en la solución de Infraestructura Distribuida, a pesar de que el costo total en ese periodo es un 1.5% más bajo, como se identifica en Tabla H-5, porque hay menos clientes de gas restantes en tales años en comparación con la solución de Infraestructura Distribuida.

Este análisis no tiene en cuenta los cambios en la composición de la clientela ni otros cambios en los costos, como los cambios en las inversiones de capital, aumentos de los costos de explotación, etc. Se trata de un intento de aislar el impacto medio global en los costos de las diferentes opciones.

Este análisis agrega todos los tipos de clientes. Habría que llevar a cabo un análisis más segmentado que tenga en cuenta otros muchos factores para llegar a los impactos previstos en la factura de los clientes por clase de cliente y en todo KEDNY y KEDLI.

Appendix I. Brechas en términos de número de clientes

I.1. Enfoque

El tamaño de la brecha de un día de servicio emergente aparece para una serie de situaciones. En algunos casos se trata de brechas en el escenario sin ninguna solución para abordarlas. En un caso, se supone que la solución sin infraestructura para un escenario de contingencia cumple el 80% de sus objetivos de ahorro de DSM, lo que da lugar a una brecha neta.

A continuación, se muestra esta brecha en términos de un número de clientes representativos. Para ello, se calcula el uso medio del día de diseño por cliente agregado (es decir, el volumen firme total dividido por el total de clientes firmes, incluidos los clientes residenciales sin calefacción, los de calefacción residencial, los comerciales y los grandes multifamiliares). El día de servicio se calcula en función del uso anual por cliente de la previsión de referencia ajustada multiplicado por un factor de días de servicio implícito en dicha previsión. La brecha emergente en cada situación se divide entonces por el uso por cliente para obtener la brecha en términos de número de clientes representativos.

Obsérvese que estas tablas sólo se muestran para contextualizar la magnitud de estas brechas de forma tangible. Véase el apartado 7.4 para un análisis más completo del riesgo potencial de las pausas de conexión de los clientes y los recortes.

I.2. Brecha en el número de clientes

Tabla I-1. Brecha de días de diseño restante por situación [MDth/día]

Situación	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
ExC Rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo) sin solución	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	35.5	61.1	45.0	40.0	38.4	52.3	42.2	45.0	44.9	58.0
Vaporizador de GNL Rechazado (ExC a tiempo) sin solución	0.0	0.0	5.8	0.0	2.2	31.8	57.4	41.3	36.3	34.7	48.6	38.5	41.3	41.2	54.3
ExC y LNG Vap. Rechazado sin solución	0.0	0.0	5.8	33.1	64.7	94.3	119.9	103.8	98.8	97.2	111.1	101.0	103.8	103.7	116.8
80% de DI Sol'n DSM sin solución	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.0	14.4	16.0	20.9	41.3	37.6	46.8	52.9	72.3

Tabla I-2. Brecha de días de servicio restante por situación en términos de número de clientes "agregados" [# clientes]

Situación	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35	2035-36
ExC Rechazado (Vaporizador de GNL a tiempo) sin solución	0	0	0	0	3,900	23,100	39,600	28,800	25,600	24,400	33,000	26,300	28,000	27,700	35,600
Vaporizador de GNL Rechazado (ExC a tiempo) sin solución	0	0	3,900	0	1,500	20,700	37,200	26,400	23,200	22,000	30,700	24,000	25,700	25,400	33,300
ExC y Vaporizador de GNL. Rechazado sin solución	0	0	3,900	21,900	42,600	61,500	77,600	66,500	63,200	61,700	70,100	63,000	64,600	64,000	71,700
80% de DI Sol'n DSM sin solución	0	0	0	0	0	0	15,600	9,300	10,300	13,300	26,000	23,500	29,100	32,700	44,300

