

**MODELADO DE ESCENARIOS**

**Políticas consideradas - Modelo de Hidrógeno**

| Política o medida                | Descripción  | Tendencial        | Políticas Anunciadas  | TEJ   | COP 26  |
|----------------------------------|--|-------------------|---|---|---|
| Hoja de Ruta de Hidrógeno        | <p><b>2030</b><br/>7.2 kt - Transporte (Terrestre pesado, autobuses y camiones)<br/>112.8 kt - Industria (Solo como insumo para fertilizantes y refinerías (azul))</p> <p><b>2040</b><br/>371 kt - Transporte (Terrestre, aéreo y marítimo)<br/>387 kt - Industria (Insumo para fertilizantes, minería, siderurgia y refinerías (azul))<br/>31.6 kt - Generación eléctrica</p> <p><b>2050</b><br/>1184 kt - Transporte (Terrestre, aéreo y marítimo)<br/>629 kt - Industria (Insumo para fertilizantes, minería, siderurgia y refinerías (azul))<br/>37 kt - Generación eléctrica</p>  | No se implementa. | <p>Se incorpora para transporte según la velocidad del mercado y la tendencia histórica para transporte terrestre.</p> <p>Se incorpora para industria solo para producción de fertilizantes y se adiciona el uso para de SAF.</p> | <p>Se incorpora para transporte incrementando su participación en transporte terrestre, especialmente en vehículos pesados de carga y pasajeros.</p> <p>Se incorpora para industria como insumo para producción de fertilizantes, SAF y refinerías, además se incorpora su uso directo en procesos de sectores como alimentos, bebidas, minerales no metálicos, hierro y acero y productos químicos. También se considera blending de 5% con gas natural.</p> | <p>Se incorpora para transporte incrementando su participación en transporte terrestre, especialmente en vehículos pesados de carga y pasajeros. Sin embargo, el uso de vehículos se reduce después del 2040 por masificación en la electromovilidad</p> <p>Se incorpora para industria como insumo para producción de fertilizantes, SAF y refinerías, además se adiciona su uso directo en procesos de sectores como alimentos, bebidas, minerales no metálicos, hierro y acero y productos químicos. También se considera blending de 20% con gas natural.</p> |
| Hubs de hidrógeno verde Colombia | <p>Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia:</p> <p><b>2030</b><br/>41.8 kt - Transporte, 16.7 kt - Industria<br/>16.7 kt - Residencial, 8.4 kt - Comercial y público<br/>8.4 kt - Otros sectores, 1% de la demanda de exportación de Alemania, Corea del sur y Japón</p> <p><b>2040</b><br/>1244 kt - Transporte, 434 kt - Industria<br/>41.8 kt - Residencial, 8.4 kt - Comercial y público<br/>66.7 kt - Otros sectores, 1% de la demanda de exportación de Alemania, Corea del sur y Japón</p> <p><b>2050</b><br/>2717 kt - Transporte, 1998 kt - Industria<br/>25 kt - Residencial, 8.4 kt - Comercial y público<br/>485 kt - Otros sectores<br/>3% de la demanda de exportación de Alemania, Corea del sur y Japón</p> | No se implementa. | No se implementa.   | Se incorpora del 1% de la demanda de exportación de Alemania, Corea del sur y Japón en todos los años   | No se implementa.   |

MODELADO DE ESCENARIOS

Políticas consideradas - Modelo de Oferta de energía Eléctrica

| Política o medida   | Descripción  | Tendencial  | Políticas Anunciadas  | TEJ   | COP 26  |
|---|--|---|---|---|---|
| NDC - 2020  | <p>Medida #5 : Gestión integral de Residuos Sólidos<br/>Aprovechamiento de biogás para producción de energía eléctrica en el relleno sanitario de doña juana</p> <p>Medida #4: Generación de electricidad<br/>Participación de la autogeneración a pequeña escala<br/>Impulso a la generación distribuida<br/>Diversificación de la matriz energética<br/>Disminución del consumo de energía<br/>Disminución del precio de energía eléctrica<br/>Dinamismo del mercado mayorista<br/>Participación del usuario final en la formación del precio de bolsa<br/>Atención a situaciones críticas de escasez<br/>Mejora en el desempeño de las redes eléctricas (Calidad de potencia y cargabilidad)<br/>Aumento de la competitividad de la energía<br/>Optimización de la infraestructura eléctrica<br/>Reducción de la contaminación</p> <p>Medida #3: Gestión de la demanda.<br/>Se asumen unos desplazamientos horarios de energía en promedio del 2.5 % promedio; y en los periodos pico (horas 19 y 20) la disminución de energía es en promedio de 6.9% debido a los programas de respuesta de la demanda.</p> | <p>Incluido dentro de la capacidad instalada UPME o proyección antes del 2030</p> <p>La autogeneración a pequeña escala, generación distribuida y diversificación de la matriz energética se incorporan según la dinámica de mercado.</p> <p>No se implementa</p> | <p>Incluido dentro de la capacidad instalada UPME o proyección antes del 2030</p> <p>La autogeneración a pequeña escala, generación distribuida y diversificación de la matriz energética se incorporan según la dinámica de mercado.</p> <p>No se implementa</p> | <p>Mayor despliegue de biogás (4,2 GW a 2050) en comparación con 11 MW instalados a la fecha y 100 MW que se esperan a 2026. Principalmente en rellenos sanitarios, PTAR y en aprovechamientos de biomasa residual pecuaria y agrícola</p> <p>Se da un impulso a las figuras de generación distribuida y autogeneración, no solo con recurso solar, sino con agua y biomasa. La matriz se diversifica para aprovechar efectos de complementariedad y distribución de cargas y beneficios en los territorios.</p> <p>Se considera una redistribución de la demanda horaria, haciendo que el requerimiento de máxima potencia sea inferior en proporción al que se tiene hoy en día</p> | <p>Se mantienen las mismas condiciones del escenario TEJ</p> <p>Se requiere mayor despliegue de renovables como eólica onshore y solar fotovoltaica para satisfacer la demanda de energía eléctrica.</p> <p>Se considera una redistribución de la demanda horaria, haciendo que el requerimiento de máxima potencia sea inferior en proporción al que se tiene hoy en día</p> |
| PND 2022-2026   | <p>Artículo 235<br/>Pequeños aprovechamientos hidreléctricos (50 kW)<br/>Comunidades energéticas</p>   | No se implementa  | No se implementa  | Se supone un crecimiento de PCH filo de agua, de 1,25 GW en 2026 a 6 GW en 2050, viendo reflejado el impacto del cambio normativo   | Se plantean los mismos resultados que para TEJ  |
| Ley 1715 de 2014 y 2099 de 2021   | <p>Leyes de transición energética<br/>Promoción de las FNCER mediante condiciones que mejoran su competitividad</p>  | Entran proyectos de renovables con capacidad de transporte asignada que se benefician en el marco de estas leyes  | Entran proyectos de renovables con capacidad de transporte asignada que se benefician en el marco de estas leyes  | Entran proyectos de renovables con capacidad de transporte asignada que se benefician en el marco de estas leyes. Con fuertes incrementos en participación de Geotermia y Bioenergía  | Entran proyectos de renovables con capacidad de transporte asignada que se benefician en el marco de estas leyes. Con fuertes incrementos en participación de Geotermia y Bioenergía  |
| Hoja de Ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia   | <p>Identificación de áreas potencialmente aprovechables a través de proyectos eólicos costa afuera, hitos y despliegue estimado.<br/>Escenario bajo: 500 MW a 2040, 1,5 GW a 2050<br/>Escenario alto: 3 GW a 2040, 9 GW a 2050</p>   | Solo se aprovecha, de manera conservadora, 1,5 GW entrando en 2034. (Primera Subasta)   | Se aprovechan 2 subastas. 1,5 GW a 2034, 4,5 GW a 2040  | Se propone aprovechar de manera más ambiciosa las áreas disponibles por debajo de la zona de influencia del resguardo indígena de la media y alta Guajira, teniendo los mismos hitos de despliegue del escenario Políticas Anunciadas hasta alcanzar 20 GW en 2050  | Se propone aprovechar de manera más ambiciosa las áreas disponibles por debajo de la zona de influencia del resguardo indígena de la media y alta Guajira, teniendo los mismos hitos de despliegue del escenario Políticas Anunciadas hasta alcanzar 20 GW en 2050  |
| Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036  | <p>Proyectos de transmisión en el plan de expansión que habilitaría potenciales en determinadas áreas del país, especialmente en La Guajira y en la Región Caribe</p>  | Solo impacta como garantía de entrada de proyectos cuya conexión se encontrara supeditada a alguno de los mencionados en el Plan  | Solo impacta como garantía de entrada de proyectos cuya conexión se encontrara supeditada a alguno de los mencionados en el Plan  | Habilita la entrada de renovables en el mediano plazo. Especialmente, la entrada de 3 GW más de eólica onshore  | Habilita la entrada de renovables en el mediano plazo. Especialmente, la entrada de 3 GW más de eólica onshore. En este escenario se requiere mayor despliegue de eólica costa adentro, lo que demandará más proyectos de expansión del STN que a la fecha no están contemplados  |
| Proyectos con capacidad de transporte asignada UPME   | <p>Proyectos registrados, en trámite, con garantías de conexión y capacidad de transporte asignada. Proyectos que se espera entren de acá al 2032</p>  | Ingresan todos los proyectos con supuestos de retrasos según tecnología y supeditación a proyectos de expansión del STN   | Ingresan todos los proyectos con supuestos de retrasos según tecnología y supeditación a proyectos de expansión del STN   | Ingresan todos los proyectos con supuestos de retrasos según tecnología y supeditación a proyectos de expansión del STN   | Ingresan todos los proyectos con supuestos de retrasos según tecnología y supeditación a proyectos de expansión del STN   |
| E2050 - Apuesta 7: Matriz energética diversificada para atender la demanda a través de fuentes renovables y que permitirá el acceso a recursos limpios y al uso de tecnologías más eficientes | <p>Opción de transformación 33: Generación eléctrica distribuida y descentralizada a través de redes inteligentes para incorporar agentes público privados en la producción de electricidad más cerca de los puntos de consumo y optimizar el acceso continuo a la electricidad por todos los usuarios</p> <p>Opción de transformación 34: Energías renovables distribuidas según las regiones con mayor potencial para la generación de cada una de las tecnologías y conectadas a la red nacional mediante transmisión HVAC-corriente alterna y de HVDC-corriente continua</p> <p>Opción de transformación 35: Digitalización para incorporar nuevos equipamientos en el uso final y en la gestión automatizada de redes</p> <p>Opción de transformación 36: Las plantas termoeléctricas a carbón y gas adoptan tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) y estrategias de compensación para ser competitivas a 2050</p>   | <p>No se implementa</p> <p>Se asume que las expansiones del STN y STR para garantizar la entrada de los proyectos con conexión asignada se desarrollan efectivamente</p> <p>No se implementa</p> <p>No se implementa</p>  | <p>No se implementa</p> <p>Se asume que las expansiones del STN y STR para garantizar la entrada de los proyectos con conexión asignada se desarrollan efectivamente</p> <p>No se implementa</p> <p>No se implementa</p>  | <p>Disminución de pérdida en STN y STR. Redistribución de la demanda horaria.</p> <p>Habilita la entrada masiva de renovables en el mediano y largo plazo</p> <p>Redistribución de la demanda horaria</p> <p>Para la generación con gas natural que se conserva en el escenario, se plantea la posibilidad de implementar captura y almacenamiento de carbono para reducir emisiones.</p>   | <p>Disminución de pérdida en STN y STR. Redistribución de la demanda horaria.</p> <p>Habilita la entrada masiva de renovables en el mediano y largo plazo</p> <p>Redistribución de la demanda horaria</p> <p>No se implementa puesto que no se genera con fuentes fósiles al final del escenario.</p>   |

|  |  |                  |                  |  |  |
|--|--|------------------|------------------|--|--|
| <p>Política de salida de térmicas -<br/>Propuesta en TEJ y COP26</p> | <p>Política adicional propuesta en esta Hoja de Ruta de TEJ.</p> | <p>No existe</p> | <p>No existe</p> | <p>Salida de plantas a carbón a medida que se cumplen las obligaciones de energía firme. Última planta sale en 2036. Se mantienen plantas actuales de gas natural y las que tienen conexión asignada a la fecha de elaboración de este estudio, para respaldo a las FNCER variables.</p> | <p>Salida programada de plantas a carbón antes de vencimiento de obligaciones de energía firme, y acordada con los generadores para 2030. Salida de plantas de gas natural al cumplir su tiempo de vida útil (supuesto 20 años).</p> |
|--|--|------------------|------------------|--|--|

MODELADO DE ESCENARIOS

Políticas consideradas - Modelo sector residencial y terciario

| Política o medida  | Descripción  | Tendencia   | Políticas Anunciadas  | TEJ   | COP 26  |
|--|--|---|---|---|---|
| PROURE - Edificaciones<br><br>NDC 2020   | <p>Eficiencia energética en edificaciones.</p> <p>Construcción sostenible (Implementación de la Resolución 549 de 2015), 100% de edificaciones nuevas en 2026.</p> <p>Reducción de consumo de gas natural y energía eléctrica en vivienda nueva, excluyendo VIS y VIP.</p> <p>NAMA para el sector de Refrigeración Doméstica en Colombia: Sustitución y disposición adecuada de 300.000 refrigeradores domésticos para 2030. 17 millones de neveras de bajas emisiones puestas en el mercado entre 2020-2035.</p> <p>Promoción de Distritos térmicos para la sustitución de sistemas de enfriamiento en ciudades: A 2030, Implementación de ocho distritos térmicos en ciudades principales y tres en ciudades intermedias, 100% eléctricos.</p> | <p>Se modela de forma agregada como factor de eficiencia de los diferentes usos. Se mantiene eficiencia actual.</p> | <p>Se modela de forma agregada como factor de eficiencia de los diferentes usos. Se hace supuesto de mejoras en eficiencia para alcanzar la mejor disponible a nivel nacional (BAT nacional).</p> | <p>Se modela de forma agregada como factor de eficiencia de los diferentes usos. Se hace supuesto de mejoras en eficiencia para alcanzar la mejor disponible a nivel internacional (BAT internacional), consistente con la introducción de cocción por inducción.</p> | <p>Se modela de forma agregada como factor de eficiencia de los diferentes usos. Se hace supuesto de mejoras en eficiencia para alcanzar la mejor disponible a nivel internacional (BAT internacional), consistente con la introducción de cocción por inducción.</p>   |
| Plan nacional de sustitución de leña (PNSL) 2022.<br>NDC (2020) Sustitución de fogones tradicionales de leña por estufas eficientes: Instalación de 1 millón de estufas eficientes de cocción de leña para 2030. | Políticas de sustitución de leña.  | Sustitución a la velocidad tendencial.  | Se cumple con lo propuesto en el PNSL.  | <p>Se condeira el PNSL con mayor ambición en electricidad, y conservación de usos culturales con estufas eficientes de leña.</p> <p>Se consideran nuevas tecnologías como biogás y solar concentrada, en especial para hogares rurales dispersos.</p>                 | <p>Se condeira el PNSL con mayor ambición en electricidad, y conservación de usos culturales con estufas eficientes de leña.</p> <p>Se consideran nuevas tecnologías como biogás y solar concentrada, en especial para hogares rurales dispersos.</p>   |
| Plan Integral de Expansión de Cobertura Eléctrica  | Tiene en cuenta expansión de cobertura del servicio de electricidad, tanto para conexión de nuevos hogares al SIN como en ZNI  | Se mantiene cobertura actual.   | Proyección de hogares conectados al SIN según el PIEC. Meta de cobertura de 100% a 2030 en ZNI.   | Proyección de hogares conectados al SIN según el PIEC. Meta de cobertura de 100% a 2030 en ZNI, y se hace supuesto de cumplimiento de un consumo de subsistencia para todos lo hogares en ZNI.  | Proyección de hogares conectados al SIN según el PIEC. Meta de cobertura de 100% a 2030 en ZNI, y se hace supuesto de cumplimiento de un consumo de subsistencia para todos lo hogares en ZNI.  |
| Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible (UPME, 2017).<br>PND 2022 - 2026  | Tiene en cuenta expansión de cobertura de gas natural y GLP como gases combustibles para cocción.  | Se mantiene proporción tendencial de hogares y edificaciones que utilizan gas natural.                              | Se considera aumento de cobertura de gas natural en zonas urbanas y de GLP en zonas rurales   | Se considera 1.5 Millones nuevos usuarios gas natural según meta de PND 2022-2026, a 2026, y expansión de GLP consistente con plan de sustitución de leña.  | No se considera expansión de nuevos usuarios de gas natural a partir de 2023, y expansión de GLP consistente con plan de sustitución de leña.   |
| Adopción de cocción eléctrica eficiente (inducción) - propuesta TEJ  | Política adicional propuesta en esta Hoja de Ruta de TEJ.  | No existe como política específica.   | No existe como política específica.   | Habilitación de infraestructura para cocción con inducción en el corto y mediano plazo. Reemplazo gradual de GLP y gas natural en el largo plazo.   | Habilitación de infraestructura para cocción con inducción en el corto y mediano plazo. Reemplazo acelerado de GLP y gas natural por electricidad a partir de 2030, hasta alcanzar cocción 100% eléctrica a 2050.   |
| Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia (E2050)<br><br>Hoja de ruta para edificaciones neto cero en carbono 2050.  | Se brindan recomendaciones para alcanzar la carbono neutralidad a 2050.  | No se implementa.   | No se implementa.   | <p>Se modela de forma agregada en los elementos de eficiencia energética y adopción de cocción eléctrica eficiente.</p> <p>Los elementos relacionados con autogeneración de energía eléctrica se consideran en el módulo de oferta de electricidad.</p>               | <p>Se modela de forma agregada en los elementos de eficiencia energética y adopción de cocción eléctrica eficiente.</p> <p>Se alcanzan edificaciones 100% electrificadas en zonas urbanas a 2050.</p> <p>Los elementos relacionados con autogeneración de energía eléctrica se consideran en el módulo de oferta de electricidad.</p> |

MODELADO DE ESCENARIOS

Políticas consideradas - Modelo de Industria

| Política o medida         | Descripción  | Tendencial   | Políticas Anunciadas  | TEJ  | COP 26  |
|---------------------------|--|--|---|--|---|
| NDC 2020                  | Medida #14 - Promoción de proyectos de gestión de la energía y eficiencia en el sector de la industria:<br>Aplicación entre el 40% y 60% del PROURE en usos térmicos y eléctricos<br>40% de energéticos con menor factor de emisión a 2050   | Se mantiene a la velocidad tendencial  | Se adopta aplicación del 100% del PROURE, incorporando el uso de residuos agrícolas como sustitución de carbón pasando de una participación de 22% en 2022 a 13% en 2050  | Se adopta aplicación del 40% del PROURE a 2030, en relación a estrategias de eficiencia energética que no involucren sustitución o cambio de tecnología. Sin embargo, se adopta una actualización tecnológica del 95% a 2050, lo que incrementa la eficiencia del sector.<br><br>El 80% de los energéticos son de menor factor de emisión que el año base. | Se adopta aplicación el 100% del PROURE a 2030. El 100% de los energéticos son de bajo o cero factor de emisión   |
|                           | Priorizar implementación en sectores que son grandes consumidores de sólidos (carbón)<br>Medida #15 - Gestión para el desarrollo integral de las ladrilleras:<br>Incremento de eficiencia 15% a 2030<br>Medida #17 - Procesos de producción sostenible en el sector cemento:<br>Uso de materiales alternativos para procesos térmicos entre el 7% y 15% a 2030 | Se mantiene a la velocidad tendencial  | Se incrementa la eficiencia del sector minerales no metálicos, donde se incluyen las ladrilleras<br><br>Se incorpora el uso de residuos en el sector minerales no metálicos 5% a 2030, donde se incluyen las cementeras, teniendo en cuenta la velocidad tendencial | Se adopta la mejor eficiencia disponible actualmente en el sector a 2050.<br><br>Se incorpora el uso de residuos en el sector minerales no metálicos con 10% a 2030  | Se adopta la mejor eficiencia disponible actualmente en el sector a 2050.<br><br>Se incorpora el uso de residuos en el sector minerales no metálicos con 11% a 2030   |
| PROURE 2022-2030          | Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía para la industria:<br>Implementación de estrategias de eficiencia energética a los procesos de calor directo, indirecto y fuerza motriz  | Se mantiene a la velocidad tendencial  | Se incorpora el 100% del PROURE   | Se adopta aplicación del 40% del PROURE a 2030, en relación a estrategias de eficiencia energética que no involucren sustitución o cambio de tecnología. Sin embargo, se adopta una actualización tecnológica del 95% a 2050, lo que incrementa la eficiencia del sector.  | Se incorpora el 100% del PROURE   |
| Resolución 40177 de 2020  | Por la cual se definen los energéticos de bajas o cero emisiones:<br>Hidrógeno<br>Gas natural  | Se mantiene el uso de gas natural tendencial   | Se mantiene el uso de gas natural y se incorpora el uso de hidrógeno verde como insumo en producción de fertilizantes y SAF   | Se mantiene el uso de gas natural y se incorpora el uso de hidrógeno verde como uso directo en las industrias cercanas a los hubs de hidrógeno y como insumo en producción de fertilizantes, SAF y refinerías  | 0% de uso de combustibles fósiles a 2050<br>Uso masivo del hidrógeno en nuevas tecnologías y como sustituto de gas natural en las industrias. Igual uso como insumo en la producción de fertilizantes, SAF y refinerías             |
| Hoja de Ruta de Hidrógeno | Uso de hidrógeno en industrias de fertilizantes, minería, siderurgia y refinerías:<br>112,8 kton hidrógeno en la industria 2030<br>387,1 kton hidrógeno en la industria 2040<br>629 kton hidrógeno en la industria 2050  | Uso de hidrógeno verde como insumo en producción de fertilizantes y SAF (con velocidad conservativa) | Uso de hidrógeno verde como insumo en producción de fertilizantes y SAF (con velocidad del mercado)   | Uso de hidrógeno como uso directo y como insumo en la industria manufacturera (minerales no metálicos, hierro y acero, alimentos y bebidas, productos químicos), refinería, SAF<br>160 kt a 2030<br>364 kt a 2040<br>698 kt a 2050   | Uso de hidrógeno como uso directo y como insumo en la industria manufacturera (minerales no metálicos, hierro y acero, alimentos y bebidas, productos químicos), refinería, SAF<br>169 kt a 2030<br>500 kt a 2040<br>1164 kt a 2050 |

MODELADO DE ESCENARIOS

Políticas consideradas - Combustibles Fósiles

| Política o medida  | Descripción  | Tendencial   | Políticas Anunciadas   | TEJ  | COP 26   |
|--|--|--|--|--|--|
| Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos UPME (2021)                       | Proyección indicativa de demanda y oferta de combustibles líquidos a 2035.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes. Se tiene en cuenta para validación de demanda estimada en el escenario tendencial.  | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   |
| Plan de Abastecimiento de Gas Natural (UPME, 2020)   | Proyección indicativa de demanda y oferta de gas natural a 2030.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes. Se tiene en cuenta para validación de demanda estimada en el escenario tendencial.  | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   |
| Plan Integral de Gestión de Cambio Climático (PIGCCme) (Ministerio de Minas y Energía, 2021) | Escenarios de carbono neutralidad del sector minero energético, y compromiso de reducción de emisiones del sector para 2030. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. |

MODELADO DE ESCENARIOS

Políticas consideradas - Combustibles Fósiles

| Política o medida  | Descripción  | Tendencial   | Políticas Anunciadas   | TEJ  | COP 26   |
|--|--|--|--|--|--|
| Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos UPME (2021)                       | Proyección indicativa de demanda y oferta de combustibles líquidos a 2035.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes. Se tiene en cuenta para validación de demanda estimada en el escenario tendencial.  | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   |
| Plan de Abastecimiento de Gas Natural (UPME, 2020)   | Proyección indicativa de demanda y oferta de gas natural a 2030.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes. Se tiene en cuenta para validación de demanda estimada en el escenario tendencial.  | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   | Se toma la información de producción esperada, de forma complementaria al reporte de reservas y recursos contingentes.   |
| Plan Integral de Gestión de Cambio Climático (PIGCCme) (Ministerio de Minas y Energía, 2021) | Escenarios de carbono neutralidad del sector minero energético, y compromiso de reducción de emisiones del sector para 2030. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. | Se tienen en cuenta las medidas contempladas para reducción de emisiones en el sector. Se toma como referencia para emisiones de 2030. En adelante, los escenarios parten de supuestos de demanda y producción distintos, por lo que no son comparables. |