**Nicaragua**

Programa para fortalecer el sector eléctrico en Nicaragua III

**MATRIZ COMPARADA**

La tabla a continuación presenta la comparación entre el texto de los mecanismos activadores aprobados por el Directorio Ejecutivo dentro de la Matriz de Políticas de la primera operación (NI-L1074 en 2013), en la segunda operación (NI-L1089 en 2015), y la redacción de los Compromisos de la Matriz de Política de la operación NI-L1144 en 2017, tercera de la serie programática.

|  |  |
| --- | --- |
| **Objetivo:** | Apoyar al Gobierno de Nicaragua en la consolidación de un marco sectorial que garantice la sostenibilidad financiera, técnica y operativa del sector. |

| **Mecanismos Activadores del Tercer programático (según Matriz de Política del****NI-L1074 – (2013))** | **Mecanismos Activadores del Tercer programático (según Matriz de Política del****NI-L1089 - (2015))** | **Compromisos Tercer programático****(según Matriz de Política del****NI-L1144 – (2017))** | **Comentarios** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1. **Marco general de políticas macroeconómicas**
 |
| 3.1 Marco macroeconómico estable, conducente al logro de los objetivos del Programa. | 3.1 Marco macroeconómico estable, conducente al logro de los objetivos del Programa. | 3.1 Marco macroeconómico estable, conducente al logro de los objetivos del Programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial. | Se modificó redacción para hacer incluir la Carta de Política Sectorial. |
| **II. Sostenibilidad financiera del sector eléctrico** |
| 3.2 Haber confirmado que todas las medidas contempladas en la Ley No. 839 vienen siendo implementadas satisfactoriamente. | 3.2 Haber confirmado que todas las medidas contempladas en la Ley No. 839 vienen siendo implementadas satisfactoriamente. | 3.2 Continuar implementado satisfactoriamente las acciones regulatorias de ordenamiento y equilibrio del sector que permiten recuperar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico a nivel de distribución (medidas contempladas en la Ley No. 839) y para este efecto:1. Aplicar la modificación del Factor de Expansión de Pérdidas (FEP) reconocido en tarifas de 1,15 a 1.14; en el marco de la continuidad al proceso de ajuste desde 1,13 (vigente en 2013) a 1,16 y reducción gradual a 1,14 en 5 años contados a partir del año 2013, a fin de facilitar la recuperación financiera de la distribuidora y darle los incentivos para gestionar la reducción de pérdidas en los próximos años.
 | Se incluyen en forma explícita las medidas contempladas en los incisos de la Ley 839 a que se hacía referencia en la condición.Se modifica redacción para reforzar que se trata de una continuidad en las acciones que permiten ir consolidando la reforma |
|  |  | 1. Mantener el subsidio de los asentamientos en 2% de la energía vendida valorada al precio medio de compra.
 |
|  |  | 1. Emitir los títulos de deuda que permitirán incluir los costos financieros por retraso de pago a los generadores en el período 2009-2013 y los intereses corrientes en la base de cálculo de la tarifa a nivel de distribución hasta el efectivo pago de las deudas generadas en dicho período, de acuerdo con el numeral 5 del Artículo 113 de la Ley 272, manteniendo los términos de la conciliación realizada por parte de los generadores y distribuidoras (DISNORTE y DISSUR).
 |
|  |  | 1. Continuar aplicando las disposiciones Anti-Fraude contenidas en la Ley No. 661 “Ley para la Distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica” que penaliza el hurto de energía a todos los clientes, consumidores y usuarios del servicio eléctrico.
 |
|  |  | 1. Continuar implementando el acuerdo con las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) ejecutando el plan de inversiones por la suma de US$75 millones en un período de 5 años (2013- 2018) para mejorar la calidad y el control de suministro eléctrico, ampliar la cobertura y contribuir a reducir pérdidas.
 |
| 3.3 Haber realizado revisiones periódicas de tarifa y emitido, por parte del INE, en los casos que sean necesarios, las correspondientes resoluciones de ajustes tarifarios para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución. | 3.3 Haber realizado revisiones periódicas de tarifa y emitido, por parte del INE, en los casos que sean necesarios, las correspondientes resoluciones de ajustes tarifarios para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución. | 3.3 Realizar las revisiones periódicas de la tarifa en el sector eléctrico y que se hayan emitido por parte del INE, las correspondientes resoluciones de ajuste tarifario para la actualización del costo de abastecimiento, transmisión y distribución, que permiten mantener el precio promedio de venta al consumidor igual al precio promedio de venta indicativo, con lo que se asegura que el precio de energía compensa el 100% de los costos de abastecimiento, transmisión y distribución. | No hay cambios, solo se modificó redacción para especificar con más detalle la condición de política.  |
| 3.4 Haber aprobado por parte del Gabinete Económico las medidas de ajustes sobre los subsidios del sector eléctrico. | 3.4 Haber aprobado por parte del Gabinete Económico las medidas de ajustes sobre los subsidios del sector eléctrico. | 3.4 Aprobar por el Gabinete de Energía y el Gabinete Económico la propuesta de medidas de ajuste sobre los subsidios del sector eléctrico que le fueron remitidas por el MHCP y remitir a la Presidencia juntamente con las metas a alcanzar, las acciones y el cronograma para su implementación. El marco referencial de la propuesta incluirá, entre otros, lo siguientes: : (i) un periodo de ajuste que inicia en el año 2018 y concluye en el 2022; (ii) se elimina la base de subsidios con referencia a tarifas históricas y se pasa a determinar los subsidios como un porcentaje de la tarifa plena en vigencia; (iii) hasta el final del periodo de ajuste, año 2022, el subsidio social para el segmento de consumo igual o menor a 150 kWh/mes, actualmente subsidiado en una proporción superior al 50% de la tarifa plena, no será superior a los siguientes porcentajes de la tarifa plena vigente: 50% para los primeros 50 kWh, 45% para los siguientes 50 kWh y 25% para los últimos 50 kWh; (iv) hasta el cuarto año del periodo de ajuste, año 2021, el segmento de consumo mayor a 150 kWh/mes, actualmente subsidiado en un rango de 53% a 100% en materia de Impuesto al Valor Agregado (IVA), elimina por completo dicho subsidio; y (v) hasta el final del periodo de ajuste, año 2022, el subsidio al segmento de jubilados actualmente definido en un 50% de la tarifa eléctrica para los primeros 150 kWh consumidos, no será superior a 25% para los consumos hasta 300 kWh y se elimina para los consumos mayores a 300 kWh. | se modificó para reflejar que dicha aprobación se realizó tanto por el Gabinete de Energía como el Gabinete Económico. Se modificó la redacción para especificar con más detalle la condición de política  |
| **III. Transparencia de resultados en la gestión del sector** |
| 3.5 Publicar por parte del INE los términos de financiamiento de la tarifa eléctrica con vigencia posterior a marzo de 2015. | 3.5 Publicar por parte del INE los términos de financiamiento de la tarifa eléctrica con vigencia posterior a marzo de 2015. | 3.5 Publicar, en el sitio web del INE los contratos que el INE haya suscrito para el financiamiento de la tarifa eléctrica y su balance actualizado. | No hay cambios, solo se modificó redacción para especificar con más detalle la condición de política. |
| 3.6 ENEL y ENATREL publican anualmente en sus respectivos sitios web, sus estados financieros auditados correspondientes a los años 2012. | 3.6 ENEL y ENATREL publican anualmente en sus respectivos sitios web, sus estados financieros auditados correspondientes a los años 2012 y posteriores, con la aprobación de la Contraloría General de la República. | 3.6 Publicar en el sitio web de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), sus Estados Financieros auditados por auditores independientes y aprobados por la Contraloría General de la República (CGR), correspondientes a cada año del periodo 2012 hasta el año inmediatamente anterior de aquel en que se realice el desembolso. | No hay cambios, solo se modificó para definir los compromisos de ENEL y ENATREL en condiciones separadas 3.6 y 3.7. Desde el segundo PBP se incluyó la aprobación de la CGR. |
|  |  | 3.7 Publicar en el sitio web de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), sus Estados Financieros auditados por auditores independientes y aprobados por la CGR, correspondientes a cada año del periodo 2012 hasta el año inmediatamente anterior de aquel en que se realice el desembolso | No hay cambios. La condición es nueva del tercer PBP resultado de la separación de la condición anterior. |
| 3.7 El INE publica anualmente el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR. | 3.7 El INE publica anualmente el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de pérdidas, e Índice de cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR. | 3.8 Publicar anualmente, por parte del INE, el Índice de Recuperación de Efectivo (índice combinado), Índice de Pérdidas, e Índice de Cobro según sea suministrado por DISNORTE y DISSUR. | No hay cambios, solo se modificó redacción para especificar con más detalle la condición de política. Se ajustó numeración. |
| 3.8 El INE ha dado continuidad a la publicación mensual de los desvíos de costos mayoristas. | 3.8 El INE ha dado continuidad a la publicación mensual de los desvíos de costos mayoristas. | 3.9 Publicar, por parte del INE, los desvíos de costos mayoristas – que reflejan la diferencia entre el precio de compra de electricidad real y el precio reconocido en tarifa – para el periodo 2013 hasta el año inmediatamente anterior a aquel en que se realice el desembolso. | No hay cambios, solo se modificó redacción para especificar con más detalle la condición de política. Se ajustó numeración. |
| **IV. Matriz energética sostenible, fomento de energías renovables, inversión privada y eficiencia energética** |
| 3.9 El Gabinete de Energía ha aprobado las acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada. | 3.9 Aprobación por el Gabinete de Energía de las acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada. | 3.10 Aprobar por el Gabinete de Energía las acciones para mejorar los procesos en la contratación de energía y potencia en el mercado mayorista como estímulo a la inversión privada que le fue presentada por el MEM incluyendo, entre otros: (i) la planeación integral del sistema para construir una matriz eléctrica eficiente; (ii) la introducción oportuna de procesos competitivos para asegurar la renovación de la generación más costosa e ineficiente; (iii) la definición de facilidades para la competencia en proyectos de recursos renovables con mayor riesgo de inversión; y (iv) la introducción de condiciones de participación en el mercado eléctrico regional. | No hay cambios, solo se modificó redacción para especificar con más detalle la condición de política. Se ajustó numeración. |
| 3.10 El MEM ha elaborado y aprobado la revisión bi-anual del Plan Indicativo de Expansión, que incluya los proyectos de generación basados en recursos renovables e incorpore los criterios de calidad y seguridad operativa del sistema. | 3.10 Elaborar y aprobar por partedel MEM la revisión bi-anual delPlan Indicativo de Expansión, queincluya los proyectos de generaciónbasados en recursos renovables eincorpore los criterios de calidad yseguridad operativa del sistema. | 3.11 Aprobar por el MEM, como resultado de una revisión bi-anual, el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. El Plan o los planes aprobados deberán incluir los proyectos de generación basados en recursos renovables y haberse elaborado con base en la metodología de seguridad operativa definida por ENATREL-CNDC con ocasión de la segunda operación bajo esta serie programática. | No hay cambios, solo se modificó redacción para especificar con más detalle la condición de política. Se ajustó numeración. |
| Haber elaborado y aprobado por parte del ENATREL-CNDC la evaluación con base al estudio de seguridad operativa para el año 2015 al fin de analizar la incorporación de nuevos proyectos de energía renovable en el Plan Indicativo de Expansión. | 3.11 Aprobación por parte del ENATREL-CNDC de la evaluación con base al estudio de seguridad operativa para el 2015 al fin de analizar la incorporación de nuevos proyectos de energía renovable en el Plan Indicativo de Expansión. | 3.12 Confirmar por el Centro Nacional de Despacho de Carga dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL-CNDC), que con base en la metodología de seguridad operativa aprobada como condición de la segunda operación, los Planes Indicativos de Expansión de Generación y Transmisión 2017-2026 garantizarían el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño. |  No hay cambios, solo se modificó la redacción para especificar con más detalle la condición de política. Se ajustó la numeración. |
|  | 3.12 Haber aprobado por parte del MEM y puesto en vigencia una normativa para generación eléctrica distribuida en el país. | 3.13 Aprobar por parte de la Asamblea Nacional las modificaciones necesarias a la Ley de la Industria Eléctrica que viabilice la aprobación de la normativa para generación eléctrica distribuida en el país y aprobar por el MEM dicha normativa. El alcance de la normativa incluirá, entre otros: (i) los niveles de potencia, (ii) los mecanismos de compra y venta de energía, y (iii) los mecanismos de remuneración. | Se modificó para reflejar la aprobación dela reforma a la Ley de la Industria Eléctrica que se identificó como necesaria para dar la base legal a la normativa desarrollada. Esta condición se estableció inicialmente como compromiso del segundo PBP, y se trasladó al tercer PBP. Se ajustó la numeración. |
| 3.11 El Gabinete de Energía ha aprobado la propuesta de ley de Eficiencia Energética y la misma se ha remitido como iniciativa de ley a la Asamblea Nacional. | 3.14 El Gabinete de Energía ha aprobado la propuesta de ley de Eficiencia Energética y la misma se ha remitido como iniciativa de ley a la Asamblea Nacional. | 3.14 Aprobar por el Gabinete de Energía la propuesta de Ley de Eficiencia Energética, que establecerá el marco legal y regulatorio conteniendo mecanismos institucionales y financieros para incentivar la eficiencia energética, y que la misma se haya remitido como iniciativa de Ley a la Asamblea Nacional. | Se modificó para especificar con más detalle la condición de política. Se ha dado un paso adicional en este compromiso porque la iniciativa ha alcanzado el carácter de Ley al haber sido aprobada por la Asamblea Nacional. |
| 3.12 El Gabinete de Energía ha aprobado el Programa Nacional de Eficiencia Energética. | 3.15 El Gabinete de Energía ha aprobado el Programa Nacional de Eficiencia Energética. | 3.15 Aprobar por el Gabinete de Energía el Programa Nacional de Eficiencia Energética remitido por el MEM, que contenga, entre otros, objetivos y metas de eficiencia energética, las responsabilidades, funciones y roles de los actores relevantes del sector, así como los mecanismos institucionales y de financiamiento necesarios. | No hay cambios, solo se modificó para especificar con más detalle la condición de política. |
| **V. Impulso a la Integración regional del sector eléctrico** |
| 3.13 Se han realizado los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la CRIE, resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea SIEPAC mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional. | 3.16 Se han realizado los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la CRIE, resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea SIEPAC mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional. | 3.16 Realizar los ajustes a las regulaciones y normativas nacionales que, como resultado de las evaluaciones periódicas que realiza la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), resulten necesarios para mantener la adecuada integración de Nicaragua con la regulación regional del sector y para garantizar que la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) mantiene su capacidad de transmisión para el sistema regional. | No hay cambios, solo se modificó la redacción para especificar con más detalle la condición de política. Es de anotar que para el tercer PBP no resultó necesario hacer ningún ajuste a la regulación nacional. |