

ACUERDO Nro. MAE-MAE-2026-0066-AM

**SR. MGS. JUAN CARLOS DAMIÁN BLUM BAQUERO
MINISTRO DE AMBIENTE Y ENERGÍA**

CONSIDERANDO:

Que, el numeral 1 del artículo 154 de la Constitución de la República del Ecuador dispone: “A las ministras y ministros de Estado, además de las atribuciones establecidas en la ley, les corresponde: 1. Ejercer la rectoría de las políticas públicas del área a su cargo y expedir los acuerdos y resoluciones administrativas que requieran su gestión (...);”

Que, el artículo 226 de la Constitución de la República del Ecuador dispone: “Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución”;

Que, el artículo 227 de la Constitución de la República del Ecuador determina: “(...) la administración pública constituye un servicio a la colectividad que se rige por los principios de eficacia, eficiencia, calidad, jerarquía, desconcentración, descentralización, coordinación, participación, planificación, transparencia y evaluación”;

Que, el primer inciso del artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador dispone: “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia”;

Que, el artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador dispone: “El estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de (...) energía eléctrica (...). El estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad universalidad accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad (...)”;

Que, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su artículo 7 determina: “Constituye deber y responsabilidad privativa del Estado, a través del Gobierno Central, satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general del país, mediante el aprovechamiento eficiente de sus recursos, de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Maestro de Electricidad, y los demás planes sectoriales que fueren aplicables”;

Que, el artículo 8 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica dispone: “Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación, definición y dirección de las políticas públicas y servicios públicos que garanticen los derechos reconocidos por la Constitución, para los participantes y consumidores o usuarios finales. Para tales efectos, la Función Ejecutiva actuará por intermedio del Ministerio de Ambiente y Energía y demás organismos que se determinan en esta ley”;

Que, el artículo 12 del mismo cuerpo normativo, dentro de las atribuciones y deberes del Ministerio de Ambiente y Energía en materia eléctrica, energía renovable y eficiencia energética, establece en los numerales 2 y 3 que le corresponde: “(...) 2. Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación; y, 3. Elaborar el Plan Maestro de Electricidad (PME) (...)”;



Que, en temas de planificación la LOSPEE, en su artículo 13 establece: "*El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable será el responsable de la planificación del sector eléctrico, de las energías renovables y de la eficiencia energética, acorde con las disposiciones de la Constitución de la República, el Plan Nacional de Desarrollo y la política nacional emitida por el Presidente de la República, considerando los siguientes instrumentos, que serán de cumplimiento obligatorio para el sector público e indicativo para el sector privado: 1. El Plan Maestro de Electricidad, PME, será elaborado por el Ministerio Electricidad y Energía Renovable, en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico (...). Los mecanismos de coordinación de los instrumentos, en lo relacionado con el sector eléctrico, serán definidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*";

Que, el artículo 53 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que el PME, se elaborará con una proyección a diez años, y en él se identificarán los proyectos de generación prioritarios para el sector eléctrico; así como también los programas de expansión y mejora en generación, transmisión, distribución y energización de zonas rurales aisladas, puesto que el Plan Maestro de Electricidad garantizará que se incremente la cobertura de energía eléctrica en zonas rurales aisladas de manera progresiva;

Que, el artículo 13 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica determina: "*(...) El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovable, en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico, realizará la planificación de la expansión del sector, estableciendo el conjunto de planes, programas y proyectos de generación, transmisión, distribución y comercialización y alumbrado público general, que deberán desarrollarse para garantizar el abastecimiento de la demanda nacional en el corto, mediano y largo plazo, considerando criterios de eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad y responsabilidad social y ambiental en la prestación del servicio público de energía eléctrica (...)*";

Que, el artículo 15 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica dispone: "*El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovable será el responsable del desarrollo, implementación y ejecución del proceso de planificación, articulando las etapas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público general en el corto, mediano y largo plazo. (...)*";

Que, el inciso final del artículo 16 del Reglamento General a la LOSPEE determina: "*El PME será actualizado con una periodicidad de cuatro (4) años y podrá ser ajustado dentro de dicho período debido a variaciones significativas en los parámetros de entrada, según establezca el Ministerio de Ambiente y Energía a través del procedimiento correspondiente*";

Que, el artículo 17 del citado Reglamento determina: "*El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovable efectuará el seguimiento y evaluación del cumplimiento del PME, para lo cual las empresas eléctricas e instituciones del sector, tienen la obligación de entregar la información técnica, financiera, legal y ambiental que les sea requerida (...)*";

Que, el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos del Ministerio de Ambiente y Energía establece como atribución y responsabilidad de la Dirección de Prospectiva y Planificación Eléctrica (DPPE), entre otras la de: "*(...) Elaborar la Propuesta de Plan Maestro de Electricidad - PME, en base a los estudios y análisis realizados (...)*";

Que, el Ministerio de Ambiente y Energía mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0017-AM de 30 de junio de 2024, aprobó el Plan Maestro de Electricidad PME 2023-2032;

Que, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 94 de 14 de agosto de 2025, el señor Presidente Constitucional de la República, dispuso la fusión por absorción del Ministerio de Ambiente, Agua y



Transición Ecológica al Ministerio de Energía y Minas, modificándose su denominación a Ministerio de Ambiente y Energía (MAE);

Que, el Ministerio de Ambiente y Energía mediante Acuerdo Ministerial Nro. MAE-MAE-2026-0049-AM de 29 de abril de 2026, aprobó los ajustes al Plan Maestro de Electricidad vigente 2023-2032;

Que, mediante Memorando Nro. MAE-SGTEE-2026-0281-ME de 02 de junio de 2026, la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica presentó al Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, el análisis realizado respecto de las obras de generación y transmisión para evaluación, indicando la necesidad de realizar un ajuste al Plan Maestro de Electrificación 2023–2032 (PME) y manifestó: "(...) *Estos proyectos son prioritarios porque permitirán sumar nueva generación eléctrica, reducir el déficit de producción y robustecer la red de transmisión. Con esto se garantizará el transporte eficiente de la energía y se mitigará la saturación de los sistemas actuales, factores que hoy limitan el uso de fuentes renovables. Asimismo, para las obras a cargo de empresas públicas, es indispensable incluirlas en el Plan Maestro de Electricidad. Esto agilizará la obtención de financiamiento con organismos multilaterales cuyos trámites toman más de un año y asegurará su incorporación en los Estudios de Costos de Generación, Transmisión y Distribución, bases regulatorias que utiliza ARCONEL para fijar las tarifas del servicio*";

Que, el 03 de junio de 2026, mediante Memorando Nro. MAE-VEER-2026-0356-ME, el Viceministro de Electricidad y Energía Renovable, solicitó a la Subsecretaría de Planificación Técnica y Desarrollo del Sector Eléctrico, el inicio urgente del proceso de ajuste a los planes de expansión de generación y transmisión del Plan Maestro de Electricidad (PME) 2023-2032;

Que, la Subsecretaría de Planificación Técnica y Desarrollo del Sector Eléctrico, mediante Memorando Nro. MAE-SPTDSE-2026-0292-ME de 04 de junio de 2026, en respuesta a la solicitud de ajuste al Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, para la incorporación de obras prioritarias de generación y transmisión, manifestó lo siguiente: "(...) *El referido informe propone un proceso de ajuste complementario al PME vigente, clarificando y precisando la propuesta tanto en el plan de Expansión de Generación como en el Plan de Expansión de Transmisión, con base en estudios técnicos adicionales y el análisis de la secuencia óptima de incorporación de proyectos al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.). En particular, el informe sustenta: (i) la estructuración por fases de los proyectos de generación Tugaduaja 1, Tugaduaja 2 y El Palmar, a fin de armonizar su incorporación al S.N.I. con las fechas de ingreso de las obras de transmisión requeridas para la evacuación de su producción energética; y, (ii) la revisión de las fechas de ingreso de operación de las obras de transmisión, conforme a un análisis detallado de cronogramas de ejecución, estado de gestión de estudios, financiamiento y condiciones técnicas identificadas para cada proyecto. Asimismo, se da atención a la Disposición General Tercera de la Resolución Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0077-RM, de 19 de diciembre de 2025, instrumento mediante el cual se Declaró de interés público el proyecto de iniciativa privada, presentado por LINEACATACOCCHA S.A. respecto del SISTEMA DE TRANSMISIÓN "PASAJE - COLECTORA - CEIBA - MATALA - MEMBRILLO", que dispone a esta Subsecretaría que "(...) en el ámbito de sus competencias, realice las actualizaciones que correspondan al Plan Maestro de Energético, conforme la normativa aplicable y los insumos técnicos pertinentes". De la misma manera, el informe delimita los proyectos de transmisión con fechas de ingreso posteriores al año 2023 que, por superar el horizonte de planificación del PME vigente, no son susceptibles de ser incorporados en el presente ajuste. Finalmente, me permito recomendar: se sirva aprobar el presente ajuste complementario al PME 2023-2032, incorporando la estructuración por fases de los proyectos de generación y las fechas de ingreso revisadas de las obras de transmisión, conforme a los Anexos A, B y C del informe adjunto; y, con este sustento, disponer la remisión del presente informe, conjuntamente con el Informe Técnico de abril de 2026, a la Coordinación General Jurídica del Ministerio de Ambiente y Energía, para la elaboración del instrumento legal que formalice el ajuste del PME vigente, conforme lo establece el artículo 16 del Reglamento General de la Ley Orgánica del*



Servicio Público de Energía Eléctrica”;

Que, el 04 de junio de 2026, la Subsecretaría de Planificación Técnica y Desarrollo del Sector Eléctrico, por medio de la Dirección de Prospectiva y Planificación Eléctrica emitió el “Informe Técnico Complementario sobre el Ajuste al Capítulo 4: Plan de Expansión de la Generación y Capítulo 5: Plan de Expansión de la Transmisión del Plan Maestro de Electricidad (PME) 2023-2032”, en el que indicó: “(...) **8.1. Conclusiones. a.** El presente informe complementario profundiza el ajuste al PME 2023-2032 iniciado en abril de 2026, incorporando criterios de coordinación generación-transmisión que optimizan la secuencia de incorporación de proyectos al S.N.I. **b.** La estructuración por fases de los proyectos de generación Tugaduaja 1, Tugaduaja 2 y El Palmar garantiza que el ingreso de cada bloque de potencia esté respaldado por la infraestructura de transmisión necesaria para la evacuación segura de su producción energética. **c.** La revisión minuciosa de las fechas de ingreso de las obras de transmisión permite establecer un cronograma realista y ejecutable, considerando los plazos de gestión de estudios y construcción, y asegurando la disponibilidad de la infraestructura de evacuación antes del ingreso de los proyectos de generación asociados. **d.** Los proyectos de transmisión con fechas de ingreso posteriores a 2032, correspondientes principalmente a segundos circuitos de sistemas de evacuación a 230 kV y 500 kV, que forman parte del sistema declarado de interés público en la Resolución Nro. MAE-VEER-2025-0077-RM, quedan excluidos del presente ajuste por superar el horizonte de planificación del PME vigente, pero deberán ser incorporados como elementos prioritarios en la actualización integral del PME con horizonte al año 2035. **e.** La incorporación de los primeros circuitos del Sistema de Transmisión “Pasaje – Colectora – Ceiba – Matala – Membrillo” en el presente ajuste da estricto cumplimiento a la Disposición General Tercera de la Resolución Nro. MAE-VEER-2025-0077-RM, viabilizando la estructuración del Proceso Público de Selección (PPS) correspondiente. **f.** El presente ajuste, en conjunto con el Informe Técnico de abril de 2026, proporciona la base técnica necesaria para la elaboración del instrumento legal que permita la formalización del ajuste al PME 2023-2032, conforme lo establece el artículo 16 del Reglamento General de la LOSPEE. **8.2. Recomendaciones** Sobre la base de este informe, mediante el procedimiento correspondiente, se recomienda: **a.** Aprobar el presente ajuste complementario al PME 2023-2032, incorporando la estructuración por fases de los proyectos de generación y las fechas de ingreso revisadas de las obras de transmisión, conforme a los ANEXOS A, B y C. **b.** Remitir el presente informe, conjuntamente con el Informe Técnico de abril de 2026, a la Coordinación General Jurídica del Ministerio de Ambiente y Energía, para la elaboración del instrumento legal que formalice el ajuste al PME vigente. **c.** Disponer a las áreas que conforman el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (VEER), a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), al Operador Nacional de Electricidad (CENACE), a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a las empresas generadoras y a los promotores privados; el cumplimiento de lo establecido en el Plan Maestro de Electricidad vigente, con los ajustes efectuados, conforme lo determina la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento General. **d.** Disponer a la Dirección de Prospectiva y Planificación Eléctrica dar continuidad al proceso de actualización integral del PME, tomando como línea base los resultados del presente ajuste. **e.** Disponer a la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica el seguimiento técnico-administrativo de los proyectos incorporados. **f.** Disponer a la Dirección de Prospectiva y Planificación Eléctrica que, en el marco de la actualización integral del PME con horizonte al año 2035, considere como insumo base y prioritario los segundos circuitos del Sistema de Transmisión “Pasaje – Colectora – Ceiba – Matala – Membrillo”, en estricto apego a lo dispuesto en la Resolución Nro. MAE-VEER-2025-0077-RM”;

Que, mediante Memorando Nro. MAE-SPTDSE-2026-0293-ME de 04 de junio de 2026, la Subsecretaría de Planificación Técnica y Desarrollo del Sector Eléctrico solicitó a la Coordinación General Jurídica la emisión del informe jurídico y elaboración de Acuerdo Ministerial para realiza un ajuste complementario al Plan de Expansión de Generación y Transmisión del Plan Maestro de Electricidad (PME) 2023-2032;

Que, mediante Memorando Nro. MAE-COGEJ-2026-0757-ME de 05 de junio de 2026, la

Coordinación General Jurídica indicó que es procedente la emisión del Acuerdo Ministerial mediante el cual se efectúan los ajustes al Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, tomando en consideración que existen las justificaciones técnicas correspondientes;

Que, el 08 de junio de 2026, mediante Memorando Nro. MAE-SPTDSE-2026-0297-ME, la Subsecretaría de Planificación Técnica y Desarrollo del Sector Eléctrico, efectuó un alcance al Memorando Nro. MAE-SPTDSE-2026-0293-ME, en el que se informó la modificación en la denominación en uno de los proyectos de transmisión, el cual pasa a registrarse como: “*Línea de Transmisión Palmar - San Juan Manta 500 kV (doble circuito)*”, retirándose de la nomenclatura el detalle del calibre del conductor y manteniéndose su fecha prevista de ingreso en operación para el segundo semestre de 2029; y,

En ejercicio de las facultades que confiere la Constitución de la República del Ecuador, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, el Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y demás normativa vigente:

ACUERDA:

Artículo 1.- Aprobar los ajustes al Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, referentes al:

a) Capítulo 4: Expansión de la Generación, numeral 4.6.3, "Resumen del Plan de Expansión de Generación 2023-2032", conforme al ANEXO A del presente Acuerdo.

b) Capítulo 5: Expansión de la Transmisión, numerales 5.9.4 "Plan de obras mediano plazo – Proyectos en gestión de estudios y financiamiento" y 5.9.5 "Plan de obras largo plazo – Gestión de financiamiento", conforme al ANEXO B y ANEXO C del presente Acuerdo Ministerial.

DISPOSICIONES GENERALES:

PRIMERA.- Los ajustes al Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 serán publicados en las páginas web institucionales del Ministerio de Ambiente y Energía; la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL; el Operador Nacional de Electricidad, CENACE; la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP; y, las Empresas Públicas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía, a través de las áreas respectivas.

SEGUNDA.- La Dirección de Prospectiva y Planificación Eléctrica se encargará de dar continuidad al proceso de actualización integral del Plan Maestro de Electricidad, acorde con la periodicidad y procedimientos establecidos en la normativa sectorial, incorporando los resultados de este ajuste como línea base para los estudios de simulación, planificación y evaluación de riesgos a mediano y largo plazo.

TERCERA.- Las áreas que conforman el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable; la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL; el Operador Nacional de Electricidad, CENACE; la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP; las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía, se encargarán del cumplimiento estricto de lo establecido en el Plan Maestro de Electricidad vigente con los ajustes efectuados en el presente instrumento, conforme lo determina la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, su Reglamento General y demás normativa aplicable.



DISPOSICIÓN DEROGATORIA:

ÚNICA.- Deróguese el Acuerdo Ministerial Nro. MAE-MAE-2026-0049-AM de 29 de abril de 2026.

DISPOSICIONES FINALES:

PRIMERA.- Encárguese a la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, el seguimiento técnico-administrativo de los proyectos incluidos en el presente ajuste.

SEGUNDA.- Encárguese de la ejecución y socialización del presente Acuerdo Ministerial, a la Dirección de Prospectiva y Planificación Eléctrica.

TERCERA.- Encárguese a la Secretaría General la publicación del presente Acuerdo Ministerial en el Registro Oficial.

CUARTA.- El presente Acuerdo Ministerial entrará en vigencia a partir de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en Quito, D.M. , a los 11 día(s) del mes de Junio de dos mil veintiséis.

Documento firmado electrónicamente

SR. MGS. JUAN CARLOS DAMIÁN BLUM BAQUERO
MINISTRO DE AMBIENTE Y ENERGÍA

Anexos ajuste PME 2023-2032

ANEXO A: Resumen del Plan de Expansión de Generación 2023-2032

Año de entrada en Operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Provincia	Cantón
2023	Sarapullo	CELEC EP - Hidrotoapi	Hidroeléctrico	49,00	211,9	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2023	Minas de Huascachaca	Elecaastro S.A.	Eólico	50,00	130,0	Loja	Saraguro
2023	Huayquichuma	SIPENERGY S.A.	Hidroeléctrico	6,50	42,7	El Oro	Zaruma-Atahualpa
2024	Bloque 1 de generación firme - 400 MW	Estado	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por definir	Por definir
2024	Alluriquín	CELEC EP - Hidrotoapi	Hidroeléctrico	205,40	888,1	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2025	El Aromo	Solarpack	Fotovoltaico	200,00	340,0	Manabí	Manta / Montecristi
2025	Villonaco III	Cobra Zero-E Villonaco	Eólico	110,00	360,0	Loja	Loja
2025	Bloque 2 de generación firme - 300 MW	Estado	Termoeléctrico	300,00	2.250,0	Por definir	Por definir
2026	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2026	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2026	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2026	Bloque 1 ERNC: Fotovoltaico - 318 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	317,60	763,1	Varias	Varios
2026	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	6,82	37,7	Cañar	Azogues
2026	Soldados Yanuncay: Central Soldados	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	7,20	33,8	Azuay	Cuenca
2026	El Salto	Hidroquinoccio EP	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
2026	Bloque 1 ERNC: Eólica - 45 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	45,00	181,3	Por definir	Por definir
2026	Soldados Yanuncay: Central Yanuncay	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	14,60	82,1	Azuay	Cuenca
2027	Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Hidroeléctrico	30,00	208,0	Carchi	Bolívar
2027	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2027	Maravilla	Hidroquinoccio EP	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2027	La Magdalena	Hidroquinoccio EP	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
2027	Bloque 1 ERNC: Hidroeléctrico - 149 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	149,00	912,85	Varias	Varios
2027	Bloque 2 ERNC: Fotovoltaico - 170 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	170,00	327,62	Varias	Varios
2028	Bloque de Ciclo Combinado I - 400 MW	El adjudicatario del PPS	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por definir	Por definir
2028	Bloque 1 Reposición Parque Termoeléctrico - 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200,00	1.500,0	Definirá CELEC	Definirá CELEC
2028	Bloque 3 ERNC: Fotovoltaico - 130 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	130,00	250,54	Por definir	Por definir
2028	Bloque 2 ERNC: Eólico - 300 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	300,00	1.314,0	Varias	Varios
2028	Bloque 3 ERNC: Eólico Villonaco II	Estado	Eólico	80,00	350,4	Loja	Loja
2028	Bloque 2 ERNC: Hidroeléctrico - 200 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	200,00	1.224,6	Varias	Varios
2028	Bloque 2 ERNC: Biomasa 30 MW	Los adjudicatarios del PPS	Biomasa	30,00	236,5	Varias	Varios
2028	Quijos	CELEC EP	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2029	Chachimbero	CELEC EP	Geotérmico	50,00	394,2	Imbabura	Urcuquí
2029	Bloque 2 Reposición Parque Termoeléctrico - 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200,00	1.500,0	Definirá CELEC	Definirá CELEC
2029	Tugaduaja 1 – Fase 1	EPESA EP	Fotovoltaico	130,00	250,54	Santa Elena	Santa Elena
2029	Tugaduaja 2 – Fase 1	EPESA EP	Termoeléctrico	130,00	969,35	Santa Elena	Santa Elena

2030	Bloque 3 ERNC: Hidroeléctrico - 250 MW	Estado	Hidroeléctrico	250,00	1.492,7	Por definir	Por definir
2030	Paute - Cardenillo	El adjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
2030	El Tambo	EPESA EP	Fotovoltaico	200,00	385,44	Santa Elena	Santa Elena
2030	Fotovoltaico Uchucaj	Elecaastro S.A.	Fotovoltaico	25,00	39,42	Loja	Saraguro
2030	Fotovoltaico Yuluc	Elecaastro S.A.	Fotovoltaico	25,00	39,42	Loja	Saraguro
2030	Eólico Yuluc	Elecaastro S.A.	Eólico	30,00	59,00	Loja	Saraguro
2030	Infiernillos	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	19,64	120,43	Loja	Saraguro
2030	Santa Elena Fotovoltaico	El adjudicatario del PPS	Fotovoltaico	200,00	385,44	Santa Elena	Santa Elena
2030	Palmar – Fase 1	EPESA EP	Termoeléctrico	200,00	1.489,20	Santa Elena	Santa Elena
2031	Santiago (G8), Fase I	El adjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
2031	Tugadujaja 1 – Fase 2	EPESA EP	Fotovoltaico	150,00	289,00	Santa Elena	Santa Elena
2031	Huapamala	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	5,20	31,76	Loja	Saraguro
2032	Santiago (G8), Fase II	El adjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
2032	Tugadujaja 2 – Fase 2	EPESA EP	Termoeléctrico	150,00	2.058,00	Santa Elena	Santa Elena
2032	Palmar – Fase 2	EPESA EP	Termoeléctrico	350,00	1.489,20	Santa Elena	Santa Elena
Concepto				Potencia (MW)	Energía (GWh/año)		
TOTAL EXPANSIÓN DE GENERACIÓN				7.708,75	39.163		
TOTAL GENERACIÓN FIRME PARA SEGURIDAD Y CALIDAD				710	5.25		
TOTAL REPOSICIÓN				400	3		
TOTAL EXPANSIÓN + CALIDAD + REPOSICIÓN				8.818,75	47.413		

ANEXO B: Plan de obras mediano plazo – Proyectos en gestión de estudios de financiamiento

Proyecto / Descripción	Ingreso de Operación	Financiamiento
Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	1er sem 2026	En Gestión
Subestación Quevedo 230/69 kV, 225 MVA, reposición autotransformador	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA
Subestación San Rafael 500/230 kV, ampliación	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA
Subestación Orquídeas, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	2do sem 2026	En Gestión
Subestación Baba 230/69 kV, ampliación	2do sem 2026	CALIDAD-TARIFA
Sistema de Transmisión Nueva Macas 230/138 kV	2do sem 2026	CONF-TARIFA
Subestación Concordia 138kV, ampliación	1er sem 2027	En Gestión
Sistema de Transmisión Urcuquí - Pimampiro 230 kV	2do sem 2027	En Gestión
Sistema de Transmisión Mazar Flotante - Taday 230 kV	2do sem 2027	En Gestión
Sistema de Transmisión Durán Norte 230/138 kV	2do sem 2027	En Gestión
Sistema de Transmisión Durán 230 kV	1er sem 2028	En Gestión
Subestación San Gregorio 138 kV, ampliación (Jipijapa) 1 bahía de línea 138 kV	2do sem 2028	En Gestión
Capacitores móviles S/E San Gregorio 2x30 MVAR a nivel de 230 kV	1er sem 2028	En Gestión
Capacitores móviles S/E Nueva Prosperina 2x60 MVAR 230 kV	1er sem 2028	En Gestión
Sistema de Transmisión Chongón Posorja 230 kV	2do sem 2028	En Gestión
Sistema de Transmisión El Pímo - San Idelfonso 230 kV	2do sem 2028	En Gestión
Sistema de Transmisión Membrillo - Matala - La Avanzada 230 kV	2do sem 2028	En Gestión
Sistema de Transmisión Jaramijó - San Gregorio 138 kV	1er sem 2029	En Gestión
Sistema de Transmisión Las Brisas 230/69 kV	2do sem 2029	En Gestión
Capacitores móviles S/E Chone 20 MVAR a nivel de 69 kV	2do sem 2029	En Gestión
Capacitores móviles S/E Durán 2x60 MVAR 230 kV	2do sem 2029	En Gestión
Capacitores móviles Lago de Chongón 2x30 MVAR 138 kV	2do sem 2029	En Gestión
Capacitores móviles S/E Santa Elena 2x30 MVAR 138 kV	2do sem 2029	En Gestión
Subestación Las Brisas, ampliación a 69 kV, 2x60 MVAR	2do sem 2029	En Gestión
Adquisición de cinco (5) bahías móviles de línea: dos (2) a nivel de 230 kV, dos (2) a nivel de 138 kV y uno (1) a nivel de 69 kV. Incluye un cabezal para traslado de bahías móviles	2do sem 2029	En Gestión
Modernización de subestaciones del SNT: Subestación Portoviejo 138/69 kV 2x167 MVA	2do sem 2029	En Gestión
Línea de Transmisión San Gregorio – Portoviejo, 138 kV, 7 km, repotenciación	2do sem 2029	En Gestión
Subestación Pimampiro 230/138 kV, 225 MVA, ampliación	2do sem 2029	En Gestión
Adquisición de dos S/E móviles: 230/69/4 kV 60 MVA y 138/69/4 kV 60 MVA, incluye cabezal	2do sem 2029	En Gestión
Capacitor móvil S/E Francisco de Orellana 5 MVAR a nivel de 69 kV	2do sem 2029	En Gestión
Modernización y repotenciación de S/E Portoviejo 138/69 kV 2x225 MVA	2do sem 2029	En Gestión
Sistema de Transmisión Taday - Cuenca 138 kV	1er sem 2029	En Gestión
Sistema de Transmisión Durán - Las Brisas 230/69 kV	2do sem 2029	En Gestión
Línea de Transmisión Palmar- San Juan Manta 500 kV (doble circuito)	2do sem 2029	En Gestión
Subestación La Avanzada, ampliación a 138 kV, 3x30 MVAR	1er sem 2029	En Gestión
Subestación Puerto Inca, ampliación a 138 kV, 2x30 MVAR	1er sem 2029	En Gestión
Subestación Chorrillos 500/230 kV, ampliación	1er sem 2029	En Gestión
Sistema de transmisión Pasaje – La Avanzada 230 kV	2do sem 2029	En Gestión
Sistema de Transmisión Ibarra – Pimampiro, 138 kV, 25.88 km	2do sem 2029	En Gestión
Línea de Transmisión Pomasqui- Ibarra 138 kV, 60 km, repotenciación	2do sem 2029	En Gestión
Subestación Palestina 230/138 kV, 3X125+ 125 MVA, ampliación	2do sem 2029	En Gestión
Adquisición de dos subestaciones móviles 60 MVA 138/69 kV	2do sem 2029	En Gestión
Adquisición de diez (10) bahías móviles de línea, dos (2) a nivel de 230 kV, tres (3) a nivel de 138 kV y cinco (5) a nivel de 69 kV. Incluye un cabezal para traslado de subestaciones móviles	2do sem 2029	En Gestión
Sistema de Transmisión Chachimbiro - Urcuquí 138 kV	1er sem 2029	En Gestión
Sistema de Transmisión Ibarra - Pimampiro 138 kV	2do sem 2029	En Gestión
Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reposición de transformador 225 MVA	2do sem 2030	En Gestión
Sistema de transmisión San Gregorio – Palestina 230 kV	2do sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión Chorrillos – Lago Chongón 230 kV	2do sem 2030	En Gestión
Subestación Dos Cerritos 230/69 kV, 4x75 MVA, reemplazo (4x55MVA)	2do sem 2030	En Gestión
Subestación Samborondón 230 kV, 138 kV y 69 kV	2do sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión la Paz - Molino 230 kV (S/E LA PAZ 230/138 kV, 300 MVA; L/T LA PAZ - MOLINO 230 kV, 145 Km, doble CKT)	2do sem 2030	En Gestión
L/T Shushufindi - Seccionamiento Loreto - Orellana 138 kV, aislado 230 kV	1er sem 2030	En Gestión
Proyecto de Innovación Tecnológica de la Central Molino para Garantizar el abastecimiento de la demanda de electricidad	2do sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión Severino 230/138 kV	1er sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión Shushufindi – Orellana 138 kV, aislado en 230 kV	1er sem 2030	En Gestión
Subestación Palestina 230/138 kV, Ampliación	1er sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Taday 230 kV	1er sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión Abitagua - San Francisco - Topo 230 kV	1er sem 2030	En Gestión
Sistema de Transmisión La Unión - Pasaje 230 kV	1er sem 2030	En Gestión

ANEXO C: Plan de obras largo plazo – Gestión de financiamiento

Proyecto / Descripción	Ingreso de Operación	Financiamiento
Sistema de Transmisión Lago Chongón- Posorja, 230 kV	2do sem 2031	En Gestión
Línea de Transmisión Membrillo- Matala-Colectora 230 kV (primer circuito)	1er sem 2031	En Gestión
Línea de Transmisión La Ceiba-Colectora 230 kV (primer circuito)	1er sem 2031	En Gestión
Línea de Transmisión Colectora-Pasaje 500 kV (primer circuito)	1er sem 2031	En Gestión
Subestación Colectora 500/230 kV, 600 MVA	1er sem 2031	En Gestión
Ampliación Subestación Pasaje Bahía línea de transmisión 500 kV	1er sem 2031	En Gestión
Sistema de Transmisión Santiago 500kV (2400 MW)	1er sem 2031	En Gestión
Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, segundo circuito	2do sem 2031	En Gestión
Subestación Molino, 230/138 kV, 2x3X150+ 1X150 MVA	2do sem 2031	En Gestión
Línea de Transmisión Cuenca- La Paz- Yanacocha-Loja 138 kV, 140 km, repotenciación	2do sem 2032	En Gestión
Línea de Transmisión Santa Rosa – Santo Domingo-Quevedo a 230 kV, 185 km, repotenciación	2do sem 2032	En Gestión
Modernización y repotenciación de la Subestación Molino 230 kV	2do sem 2032	En Gestión
Sistema de Almacenamiento 100 MW/4 horas Subestación Milagro 230 kV	2do sem 2032	En Gestión
Sistema de Transmisión Chorrillos-Taday-Simón Bolívar-Samborondón 500/230 kV	2do sem 2032	En Gestión