

# Términos de referencia (TdR) para la adquisición de servicios por debajo de los umbrales de la UE

CONFIDENTIAL

---

	N.º de proyecto / unidad de costos:
<b>ANÁLISIS DEL DESPLAZAMIENTO DE LA POTENCIA DE PUNTA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) Y SUS EFECTOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE BOLIVIA</b>	<b>2022.2215.6-001.00</b>

---

0.	Índice de abreviaturas .....	2
1.	Contexto .....	3
2.	Tarea para el contratista .....	8
3.	Concepción .....	10
	Concepción técnico-metodológica .....	10
	Gestión de proyectos del contratista (1.6).....	¡Error! Marcador no definido.
	Otros requisitos (1.7) .....	¡Error! Marcador no definido.
4.	Plan de .....	11
	Jefe o jefa de equipo .....	11
	Experto o experta clave 1 .....	11
	Contingente de expertos y expertas en misión de corto plazo con un mínimo de y un máximo de expertos o expertas.....	¡Error! Marcador no definido.
5.	Pautas para el cálculo .....	12
	Asignación de personal y gastos de viaje .....	12
	Aspectos de sostenibilidad en relación con los viajes ....	¡Error! Marcador no definido.
	<i>Alternativa para</i> contratos de obra:.....	¡Error! Marcador no definido.
	Talleres, eventos, formación inicial y perfeccionamiento	¡Error! Marcador no definido.
6.	Contribuciones del comitente o de otros actores .....	¡Error! Marcador no definido.
7.	Pautas sobre el formato de la oferta .....	13
8.	Opción .....	¡Error! Marcador no definido.
	Tipo y alcance .....	¡Error! Marcador no definido.
	Condiciones .....	¡Error! Marcador no definido.
	Pautas para el cálculo de las prestaciones opcionales ..	¡Error! Marcador no definido.
	Pautas sobre el formato de la oferta de la opción.....	¡Error! Marcador no definido.
9.	Tratamiento de datos subcontratado .....	¡Error! Marcador no definido.
10.	Anexos.....	¡Error! Marcador no definido.

## 0. Índice de abreviaturas

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
CCG	Condiciones Contractuales Generales aplicables a la contratación de obras y servicios
CESSA	Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA)
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CRE R.L.	Cooperativa Rural de Electrificación R.L.
DELAPAZ	Distribuidora de Electricidad La Paz S.A.
ELFEC S.A.	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.
EMDEECRUZ S. A.	Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A.
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
GIZ	Cooperación Alemana al desarrollo (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH)
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energías
MW	Mega Watts
SA	Sistemas Aislados
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SEPSA	Servicios Eléctricos Potosí S.A.
SETAR	Servicios Eléctricos de Tarija
STI	Sistema Troncal de Interconexión
TdR	Términos de referencia
VMEER	Viceministerio de Electricidad y Tecnología Nuclear

## 1. Contexto

### 1.1 La Industria Eléctrica en Bolivia

La Industria Eléctrica boliviana obedece a un modelo que funciona conforme a las estipulaciones contenidas en la Ley N° 1604 (Ley de Electricidad) que fue promulgada el 21 de diciembre de 1994 y a sus Reglamentos aprobados con Decretos Supremos.

Esta industria está conformada por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que abarca a más del 90% del mercado eléctrico nacional y abastece a ocho de las nueve capitales de departamento. Asimismo, cuenta con Sistemas Aislados que permiten tener energía eléctrica en poblaciones menores.

El modelo boliviano conforme la ley mencionada, contempla políticas que desintegran la estructura de la industria por propiedad en tres actividades: generación, transmisión y distribución, no pudiendo una empresa realizar más de una actividad, siendo el objetivo principal de estas políticas la eficiencia de la industria y que esta sea alcanzada a través de respuestas del mercado, especialmente en la actividad que puede ser competitiva, que es la generación.

Además, el artículo 20 de la Constitución Política del Estado aprobada el 07 de febrero de 2009, dispone que toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios, entre ellos el de electricidad y que es responsabilidad del Estado en todos los niveles de gobierno, la provisión de este servicio a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarios; asimismo, determina que en los casos de electricidad y otros se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada y su provisión debe responder a criterios de universalidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria: con participación y control social.

El Mercado Eléctrico Mayorista se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Spot, que se supone impone el mercado y debían servir de señal económica para que las empresas públicas y privadas puedan realizar inversiones en la expansión óptima del sistema eléctrico.

En tanto que la actividad de Transmisión tiene un sistema tarifario conforme a su condición de monopolio natural que garantiza un retomo a las inversiones; asimismo, la actividad de Distribución también por ser monopólica tiene un sistema de tarifas máximas con garantía de un retomo a las inversiones eficientes que son aprobadas por el Organismo Regulador cada cuatro años.

La Autoridad Reguladora de la industria eléctrica en Bolivia, es la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con jurisdicción nacional que cumple y hace cumplir el marco normativo regulatorio. El operador y administrador del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), institución que está conformada por representantes de las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados, siendo actualmente el presidente un representante del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, además de planificar la operación del sistema, en los últimos años se le encomendó la realización de los estudios de planificación de la expansión del SIN.

En cuanto a la matriz eléctrica boliviana es variada pero predominantemente térmica a gas natural porque ENDE Corporación a través de sus empresas de generación, si

bien realizaron inversiones en hidroelectricidad, eólica y solar, también continuaron realizando inversiones de mayor envergadura en este tipo de tecnologías.

En el principal sistema eléctrico que es el Sistema Interconectado Nacional (SIN), operan las siguientes empresas de generación, transmisión y distribución.

- **Generación:** Empresa Eléctrica ENDE CORANI S.A. (ENDE CORANI S.A.), ENDE VALLE HERMOSO S.A. (ENDE VALLE HERMOSO S.A.), Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. (ENDE GUARACACHI S.A.), Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE), CHACO ENERGÍAS S.A., Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB S.A.), ENDE ANDINA SOCIEDAD ANÓNIMA MIXTA S.A.M. (ENDE ANDINA S.A.M.), Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA S.A.), Empresa Río Eléctrico S.A. (RIOELEC S.A.), Guabirá Energía S.A., Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. (SDB S.A.) y AGUAI ENERGIA S.A.
- **Transmisión:** ENDE TRANSMISIÓN S.A. (ENDE TRANSMISIÓN S.A.), Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A. (ISA Bolivia S.A.), San Cristóbal Transmisora de Electricidad S.A. (SAN CRISTOBAL TESA) y Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).
- **Distribución:** Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.), Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA), Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.), Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) y Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.).

Adicionalmente, operan en el SIN Consumidores No Regulados, pequeñas centrales de Generación y empresas menores de Distribución.

Los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados en el SIN, están conectados a una red de Transmisión que opera líneas de 500 kV, 230 kV, 115 kV y 69 kV, que se denomina Sistema Troncal de Interconexión (STI).

## 1.2 Potencia de Punta en el SIN, proyección y reliquidación.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está conformado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra - venta y transporte de electricidad en el SIN.

La Potencia de Punta en el SIN es la demanda máxima de potencia que se produce en un período anual (de noviembre a octubre del año siguiente), registrada por el sistema de medición comercial. Para un Distribuidor y para un Consumidor No Regulado su potencia de punta es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del SIN.

Para las transacciones comerciales en el MEM, cada seis (6) meses se calcula la proyección de la demanda de punta. Una para el periodo de noviembre - abril y la otra para el periodo de mayo - octubre.

Asimismo, en el mes de noviembre de cada año el CNDC realiza la reliquidación por Potencia de Punta, recalculados en base a la energía demandada y potencia de punta reales registradas en el MEM.

En la Cuadro N° 1 se muestran las potencias máximas coincidentales registrados en diferentes años eléctricos desde el periodo noviembre 1996 - octubre 2023:

**Cuadro N° 1**

**Potencia Máximas Coincidentales SIN (MW)**

AÑO ELÉCTRICO	HORA	DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTAL MW	AÑO ELÉCTRICO	HORA	DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTAL MW
NOV1996 - OCT 1997	19:30	584	NOV2010 - OCT 2011	19:15	1.053
NOV1997 - OCT 1998	19:30	622	NOV2011 - OCT 2012	19:30	1.103
NOV1998 - OCT 1999	19:45	642	NOV2012 - OCT 2013	19:30	1.166
NOV1999 - OCT 2000	19:30	645	NOV2013 - OCT 2014	20:00	1.298
NOV2000 - OCT 2001	19:15	674	NOV2014 - OCT 2015	19:30	1.370
NOV2001 - OCT 2002	19:15	674	NOV2015 - OCT 2016	19:30	1.434
NOV2002 - OCT 2003	19:30	684	NOV2016 - OCT 2017	19:45	1.457
NOV2003 - OCT 2004	19:15	700	NOV2017 - OCT 2018	19:45	1.511
NOV2004 - OCT 2005	19:30	746	NOV2018 - OCT 2019	19:45	1.512
NOV2005 - OCT 2006	19:45	796	NOV2019 - OCT 2020	20:00	1.566
NOV2006 - OCT 2007	19:15	886	NOV2020 - OCT 2021	19:30	1.573
NOV2007 - OCT 2008	19:30	899	NOV2021 - OCT 2022	19:45	1.586
NOV2008 - OCT 2009	19:30	915	NOV2022 - OCT 2023	19:30	1.735
NOV2009 - OCT 2010	19:45	999	NOV2023 - OCT 2024	19:30	1.752

Fuente: Elaboración propia de AETN con base a información publicada por el CNDC.

**1.3 Horario de la Potencia de Punta histórico en el SIN (hasta octubre de 2023)**

Desde la vigencia de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, la potencia de punta en el SIN se registró invariablemente en horas de la noche, entre horas 19:00 y 20:00.

**1.4 El desplazamiento de la potencia de punta en el SIN**

En el Cuadro N° 2, se presentan los horarios y los valores registrados de las demandas Máximas y los aportes de las demandas en los nodos de retiro transaccionales de los últimos tres (3) años eléctricos:

## Cuadro N° 2

### Historial de Potencias Máximas en el SIN y los horarios en los que se registraron

MES	HORA	POTENCIA PUNTA MÁXIMA COINCIDENTAL (SIN) MW	MES	HORA	POTENCIA PUNTA MÁXIMA COINCIDENTAL (SIN) MW	MES	HORA	POTENCIA PUNTA MÁXIMA COINCIDENTAL (SIN) MW
nov-21	20:00	1.574,09	nov-22	15:00	1.649,41	nov-23	20:00	1.751,68
dic-21	19:45	1.570,22	dic-22	15:00	1.658,13	dic-23	15:00	1.701,20
ene-22	20:15	1.532,41	ene-23	20:00	1.561,04	ene-24	15:30	1.696,61
feb-22	20:00	1.571,43	feb-23	20:00	1.578,47	feb-24	20:15	1.647,79
mar-22	19:45	1.550,03	mar-23	19:30	1.602,03	mar-24	19:45	1.692,67
abr-22	19:15	1.552,47	abr-23	19:30	1.581,27	abr-24	19:30	1.665,51
may-22	19:00	1.474,32	may-23	19:00	1.525,40	may-24	19:00	1.646,54
jun-22	19:00	1.483,66	jun-23	19:00	1.513,99	jun-24	19:00	1.565,68
jul-22	19:15	1.523,62	jul-23	19:00	1.497,37	jul-24	19:00	1.558,28
ago-22	19:30	1.533,13	ago-23	19:30	1.627,66	ago-24	19:30	1.666,72
sep-22	19:30	1.577,55	sep-23	19:15	1.697,87	sep-24	19:30	1.752,02
oct-22	19:45	1.585,96	oct-23	19:30	1.734,84	oct-24	19:30	1.743,65

Fuente: Elaboración propia de AETN con base a información publicada por el CNDC.

Sin embargo, en el SIN en algunos meses de las gestiones 2022, 2023 y 2024 se registraron de manera inédita valores de la potencia de punta en el SIN en horas de la tarde como se puede observar en el cuadro siguiente:

## Cuadro N° 3

### Potencias Máximas Registradas en horarios de la tarde

MES	HORA	POTENCIA PUNTA MÁXIMA COINCIDENTAL (SIN) MW
nov-22	15:00	1.649
dic-22	15:00	1.658
dic-23	15:00	1.701
ene-24	15:30	1.696
dic-24	15:30	1.726

Fuente: Elaboración propia de AETN con base a información publicada por el CNDC.

Este desplazamiento de la potencia de punta de horas de la noche a horas de la tarde, coincide con las demandas elevadas registradas en el área oriental del SIN, que representa más del 40% de participación del Mercado Eléctrico Mayorista, que influyen y determinan esta realidad, debiéndose a los efectos de las temperaturas elevadas que se registran en esos meses que ocasionan un mayor consumo energético de parte de los consumidores por el uso intensivo y masivo de equipos de refrigeración y aire acondicionado principalmente.

En ese sentido, este cambio de la máxima demanda de punta coincidente del SIN de horas de la noche a horas de la tarde conforme a los datos disponibles en el CNDC, traería efectos entre los cuales se podría identificar:

- Importantes cambios de demandas de punta para las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados.
- Diferencias importantes en las transacciones del MEM entre los montos pagados y los recalculados mensualmente por Potencia, Reserva Fría, Peajes y Compensación por Disponibilidades.
- Proyección menor (muy diferente) de la demanda de punta para las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados.
- Señales económicas cambiantes para el consumo de electricidad por horario por parte de Consumidores No Regulados.
- Alteración en la modelación tarifaria para transferir los costos de compra de potencia y peaje al consumidor final.
- Impactos tarifados al consumidor final debido a alteraciones en la estructura de costos porque se contemplarían mayores costos de compra de electricidad por parte de las Distribuidoras.:

Por lo cual se ve necesario el desarrollo de la presente consultoría.

## **OBJETIVO GENERAL**

Proponer al menos dos (2) propuestas de soluciones a los efectos que derivarían de un posible desplazamiento de horario de la potencia de punta que actualmente se presenta en horario nocturno, a un horario diurno (tarde) en las Transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las transacciones en el Mercado de Distribución.

## **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Determinar de manera fundamentada si el desplazamiento de la demanda de punta de horas de la noche a la tarde será el nuevo comportamiento del SIN o los registros observados en la gestión 2022, 2023 y 2024 son aislados y obedecen a circunstancias particulares no repetitivas.
- Determinar si el desplazamiento de hora de la potencia de punta será el nuevo patrón de comportamiento del SIN.
- Determinar los efectos y/o consecuencias en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en el Mercado Minorista, particularmente en las Distribuidoras seleccionadas y en el consumidor final.
- Determinar el efecto que tendría en el desplazamiento del horario de la potencia de punta coincidental, la aplicación del inciso d) del artículo 15 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, por parte de las Distribuidoras de Electricidad, considerando los proyectos previamente identificados de al menos dos (2) Empresas Distribuidoras.
- Identificados los efectos y/o consecuencias para todos los actores del SIN; analizar el tratamiento de remuneración por la potencia punta, en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, de otros países que cuentan con temporadas de invierno y verano bien marcadas, que permita considerar el cambio de modelo de remuneración en Bolivia, si corresponde, tanto técnica como normativamente.
- Proponer soluciones específicas y plantear al menos dos (2) propuestas concretas que pueden ser a través de mecanismos de mercado o de modificación y/o actualización

de la normativa para no afectar la estabilidad y sostenibilidad de la industria eléctrica de Bolivia.

## 2. Tarea para el contratista

El contratista será responsable de la realización de las prestaciones y considerar las actividades descritas en la presente sección, sin ser estas limitativas, para el cumplimiento del objetivo indicado:

- Para la realización del Trabajo, el Consultor debe considerar el marco normativo conformado principalmente de la Constitución Política del Estado, La Ley de Electricidad N° 1604, sus Reglamentos aprobados con Decretos Supremos, las Normas Operativas aprobadas con Resoluciones Regulatorias y otros documentos referenciales que vea conveniente, tomando como base los siguientes:
  - a) La Constitución Política del Estado promulgada el 7 de febrero de 2009.
  - b) La Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994.
  - c) El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001.
  - d) El Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001.
  - e) Resolución N° 186/2012 de 05 de abril de 2012 que aprobó los Porcentajes de Reserva Rotante de acuerdo a la “Determinación de la Reserva Rotante” del Anexo 1.1 de la Resolución AE N° 110/2011 de 11 de marzo de 2011.
  - f) Resolución AE N° 0216/2012 de 20 de abril de 2012 que aprobó los Bloques Horarios complementarios a la Metodología” Determinación de la Reserva Rotante” del Anexo 1.1 de la Resolución N° 110/2011 de 11 de marzo de 2011.
  - g) Resolución AETN N° 109/2021 de 07 de abril de 2021 que aprobó el “Procedimiento para la Conversión de los Precios de energía de 5 a 3 Bloques Horarios”.
  - h) Las normas legales sectoriales nacionales vigentes que correspondan.
- Elaborar un plan de trabajo para la ejecución de cada actividad, considerando los tiempos necesarios para el desarrollo de cálculos, solicitudes de información y otras acciones vinculadas al cumplimiento del objetivo, tomando en cuenta los días de trabajo determinados en puntos posteriores.
- Participar de una reunión inicial para exponer el plan de trabajo y la metodología (número de revisiones) de ejecución de actividades junto al flujo de comunicación. Asimismo, para el desarrollo eficiente de la consultoría, la institución a cargo de compartir información, revisar y aprobar el informe será la AETN.
- Establecer un flujo de comunicación con la AETN para la coordinación directa de: solicitud de información, revisión y aprobación del informe, en donde, GIZ estará en el acompañamiento de la ejecución de actividades.
- Recopilar y analizar la información histórica de los últimos diez (10) años disponible en el CNDC, así como toda otra información de fuentes oficiales, adecuada para el análisis de la evolución de la demanda máxima del SIN y de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados.
- Analizar las curvas de carga de días hábiles y características del SIN y de las Distribuidoras y Consumidores No Regulados, así como su contribución a la demanda máxima del SIN, evolución e identificar las causas de las variaciones de los últimos diez (10) años.

- Determinar el Factor de Carga anual del SIN, su evolución y perspectivas de comportamiento, así también de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados.
- Elaborar la proyección de demanda máxima para los próximos cinco (5) años del SIN y su contribución de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados, así como sus demandas máximas.
- Proyectar la tendencia de las formas de las curvas de carga característica de días hábiles mensuales para el SIN, para las empresas Distribuidoras y para los Consumidores No Regulados.
- Tomando en cuenta un desplazamiento en la hora de potencia de punta en el MEM, cuáles serían los efectos en el precio de Nodo para los consumos para dos semestres eléctricos posteriores al cambio.
- Determinar el efecto de la reliquidación de potencia de punta que considere el del horario de punta desplazado mostrando sus efectos económicos y compararlo con la reliquidación de potencia de punta en las condiciones actuales.
- Analizar y determinar los efectos que provocaría la aplicación del inciso d) del artículo 15 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, por parte de las Distribuidoras de Electricidad, considerando los proyectos previamente identificados de al menos dos (2) Empresas Distribuidoras.
- Analizar el cambio de los cinco (5) Bloques Horarios de Demanda que podría ocasionarse por el desplazamiento de la demanda máxima y su incidencia en la determinación de los tres (3) Bloques Horarios de Demanda.
- El consultor con la justificación correspondiente deberá proponer si los bloques horarios actualmente vigentes para la energía deben ser utilizados para la potencia o si se deben redefinir nuevos bloques horarios.
- En los Estudios de Tarifas de Distribución, uno de los costos principales es el costo de compra de electricidad y para determinar el mismo, se requiere determinar la cantidad de energía y potencia eléctrica demandada y se utiliza el factor de coincidencia, el mismo que se determina en función de los registros históricos, es decir, con que la potencia registrada históricamente en horas de la noche. En este escenario, el consultor debe analizar que impactos o repercusiones ocurrirían en la remuneración de al menos dos (2) empresas distribuidoras representativas, si hay un desplazamiento de la demanda máxima de horas de la noche a horas de la tarde y proponer una solución que mitigue este efecto.
- Se requiere también que el Consultor proponga al menos un (1) nuevo escenario de remuneración por la compra de electricidad por parte de los distribuidores dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con experiencias de otros países que sobre todo tienen variaciones de temperatura entre invierno y verano, que cambian la característica del horario en que se da la potencia de punta en sus Sistemas Eléctricos.
- Distribuidores dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con experiencias de otros países que sobre todo tienen variaciones de temperatura entre invierno y verano, que cambian la característica del horario en que se da la potencia de punta en sus Sistemas Eléctricos.
- Si se determina que el desplazamiento de la potencia máxima del SIN será la nueva realidad, el consultor deberá proponer soluciones para la aplicación de los bloques horarios en la facturación de las Distribuidoras a sus Consumidores Regulados por variaciones en el costo de compra de potencia proyectado en los estudios tarifarios con respecto a lo ocurrido realmente en el MEM.
- El Consultor deberá indicar los lugares precisos de la legislación vigente (Decretos Supremos y Normas Operativas) y el texto que deberá modificarse o actualizarse para que los efectos del desplazamiento de la demanda tengan un tratamiento que cuide la estabilidad de los Generadores, Transmisores y Distribuidores.

- Todos los análisis realizados deben estar acompañados de resultados numéricos de afectación y posibles soluciones.
- Realizar la presentación de las actividades ejecutadas y mostrar los resultados obtenidos durante la consultoría.

Durante el período de vigencia del contrato se deberán alcanzar determinados hitos, tal como se recoge en la siguiente tabla:

<b>Hitos / pasos del proceso / prestaciones parciales</b>	<b>Plazo / lugar / persona responsable</b>
Plan de trabajo (cronograma de actividades y metodología)	28.03.2025 / La Paz / Personal técnico a designar
Análisis de las proyecciones del comportamiento de la demanda en el SIN	11.04.2025/ La Paz / Personal técnico a designar
Determinación de reliquidación y análisis del cambio en los bloques horarios.	09.05.2025/ La Paz / Personal técnico a designar
Análisis de impacto por el desplazamiento en al menos dos (2) empresas distribuidoras.	28.05.2025/ La Paz / Personal técnico a designar
Presentación escenarios e indicaciones de cambios en la legislación vigente.	20.06.2025/ La Paz / Personal técnico a designar
Presentación del informe en su versión preliminar.	11.07.2025/ La Paz / Personal técnico a designar
Presentación de los resultados y el informe en su versión final.	23.07.2025/ La Paz / Personal técnico a designar

Período de asignación: 62 días de trabajo, desde el **26/03/2025** al **15/08/2025**.

### 3. Concepción

#### Concepción técnico-metodológica

**Estrategia (1.1):** El licitador deberá analizar la tarea teniendo en cuenta los objetivos de las prestaciones objeto de licitación (véase el capítulo 1 “Contexto”) (1.1.1). A continuación, deberá exponer y justificar la estrategia explícita con la cual se propone realizar las prestaciones de las que es responsable (véase el capítulo 2 “Tarea para el contratista”) (1.1.2).

El licitador deberá presentar a los actores relevantes para las prestaciones de las que es responsable y describir la **cooperación (1.2)** con ellos.

El licitador deberá exponer y explicar su enfoque y su procedimiento para la **conducción** de las medidas con los socios del proyecto (1.3.1) y su contribución al **seguimiento de los resultados** (1.3.2).

El licitador deberá describir los **procesos** centrales de las prestaciones bajo su propia responsabilidad y elaborar un **plan de operaciones** o un plan de desarrollo del proyecto (1.4.1) que ilustre cómo deben realizarse las prestaciones conforme al capítulo 2 (“Tarea para el contratista”). En particular, deberá describir los pasos de trabajo necesarios teniendo

en cuenta, si procede, los hitos y las **contribuciones** de otros actores (contribuciones de los socios) conforme al capítulo 2 (“Tarea para el contratista”) (1.4.2).

#### **4. Plan de personal**

##### **Jefe o jefa de equipo**

###### Tareas del jefe o de la jefa de equipo

- Responsabilidad general sobre los paquetes de asesoramiento del contratista (calidad y plazos).
- Revisar, comprender y analizar la normativa actual vigente para el desarrollo efectivo de la consultoría.
- Atender las consultas y solicitudes de modificación y/o complementos necesarios para la elaboración del informe.
- Conducción de personal, en particular identificación de la necesidad de actividades de corto plazo dentro de los requerimientos.
- Materializar la experiencia regional e internacional para el desarrollo de los productos y el informe final.
- Presentar los informes de manera periódica y puntual.
- Presentar los resultados obtenidos para la elaboración del informe final.

###### Cualificaciones del jefe o de la jefa de equipo

- Formación (2.1.1): Título universitario (licenciatura / máster) en ingeniería, economía y/o ramas afines.
- Idioma (2.1.2): Nivel B2 de competencia lingüística en inglés.
- Experiencia profesional general (2.1.3): Contar con diez (10) años de experiencia comprobada en trabajos con el sector eléctrico y/o económico boliviano y/o regional.
- Experiencia profesional específica (2.1.4): Haber realizado cinco (5) estudios y análisis tarifarios para empresas distribuidoras y/o similares, con la identificación de sus respectivos impactos. Experiencia en cuatro (4) proyectos y/o estudios en análisis y cargos de transmisión y distribución. Experiencia en temas relacionados con la regulación del mercado eléctrico nacional, regional y/o internacional (legal, normativo y regulatorio).
- Experiencia en dirección / gestión (2.1.5): Contar con cinco (5) años de experiencia en la dirección de equipos en proyectos o como directivo o directiva en empresas.
- Experiencia regional (2.1.6): Contar con cinco (5) años de experiencia en proyectos de la región sobre modificación de propuestas tarifarias y sus impactos.
- Experiencia en la cooperación para el desarrollo (2.1.7): Contar con dos (2) años de experiencia en proyectos de cooperación para el desarrollo.
- Otros (2.1.8): Capacidades y/o habilidades que complementen y beneficien el desarrollo de la consultoría.

##### **Experto o experta clave 1**

###### Tareas del experto o de la experta clave 1

- Revisar, comprender y analizar la normativa actual vigente para el desarrollo efectivo de la consultoría.
- Establecer un flujo de comunicación para: la solicitud de información, presentación de avances según los hitos mencionados para su aprobación.

- Desarrollar las actividades descritas y sus análisis con las correspondientes recomendaciones en la normativa, regulaciones y/o metodologías aplicadas.
- Atender las consultas y solicitudes de modificación y/o complementos necesarios para la elaboración de cada hito.
- Presentar los resultados obtenidos para la elaboración del informe final.

#### Cualificaciones del experto o de la experta clave 1

- Formación (2.2.1): Título universitario (licenciatura / máster) en ingeniería, economía y/o ramas afines.
- Idioma (2.2.2): Nivel B2 de competencia lingüística en inglés.
- Experiencia profesional general (2.2.3): Contar con diez (10) años de experiencia comprobada en trabajos con el sector eléctrico y/o económico boliviano.
- Experiencia profesional específica (2.2.4): Experiencia en cinco (5) estudios y análisis tarifarios para empresas distribuidoras y/o similares, con la identificación de sus de sus respectivos impactos. Experiencia de cinco (5) proyectos y/o estudios de análisis de los cargos de transmisión y distribución. Experiencia en la región/internacional sobre la modificación de propuestas tarifarias y sus impactos. Experiencia en temas relacionados con la regulación del mercado eléctrico (legal, normativo y regulatorio).
- Experiencia en dirección / gestión (2.2.5): Contar con tres (3) años de experiencia en la dirección de equipos en proyectos o como directivo o directiva en empresas.
- Experiencia regional (2.2.6): Contar con dos (2) años de experiencia en proyectos de la región sobre modificación de propuestas tarifarias y sus impactos.
- Otros (2.2.8): Capacidades y/o habilidades que complementen y beneficien el desarrollo de la consultoría.

#### Habilidades interpersonales de los y las miembros del equipo

Más allá de sus cualificaciones técnicas, los y las miembros del equipo también deberían poseer las siguientes aptitudes:

- Capacidad de trabajar en equipo
- Iniciativa propia
- Aptitudes comunicativas
- Competencia sociocultural
- Actuación eficiente orientada a socios y clientes
- Pensamiento interdisciplinario

### **5. Pautas para el cálculo**

#### **Asignación de personal y gastos de viaje**

Especificación de insumos (la presente consultoría no prevé la realización de viajes)

Días de honorarios	Número de expertos/as	Número de días por experto/a	Total	Comentarios
Designación de jefe/a de equipo	1	15	15	

<b>Designación de experto/a clave</b>	1	47	47	
---------------------------------------	---	----	----	--

## 6. Pautas sobre el formato de la oferta

La estructura de la oferta del licitador deberá corresponderse con la estructura de los TdR. En particular, la estructura detallada de la concepción (capítulo 3) debería estar organizada de acuerdo con la estructura de los criterios ponderados (no puestos a cero) en los criterios de valoración. La oferta deberá ser fácilmente legible (tamaño de fuente 11 o superior) y estar escrita en un estilo comprensible. El idioma de la oferta será el español.

La oferta al completo no podrá abarcar más de 10 páginas (excluidos los currículos). En caso de excederse uno de los números de páginas máximos establecidos, no se tendrán en cuenta para la evaluación los contenidos de las páginas que superen el límite. Tampoco se tendrán en cuenta los contenidos externos (p. ej., enlaces a páginas web).

Los currículos del personal ofrecido conforme al capítulo 4 de los TdR deberán presentarse en el formato especificado en las condiciones de solicitud. Los currículos no excederán las 4 páginas. Del CV debe desprenderse el puesto y la función asumidos por la persona propuesta en los proyectos relevantes mencionados y la duración de su actividad en dichos proyectos. Los CV también podrán estar redactados en español.

Calcule su oferta de precios exactamente sobre la base de los parámetros mencionados en el capítulo 5 "Pautas para el cálculo". En virtud del contrato no existe un derecho a agotar los días o presupuestos o realizar todos los viajes o talleres previstos. El número de días, viajes, talleres y el importe de los presupuestos se acordarán contractualmente como valor "máximo". Las pautas sobre la formación de precios están recogidas en la especificación de precios.

### FACTURACIÓN

La Empresa deberá necesariamente entregar la factura correspondiente por el total de cada pago percibido del costo de la consultoría, emitida a nombre de GIZ, con Número de Identificación Tributaria NIT 99001.

### PROPIEDAD INTELECTUAL

Los materiales producidos bajo los presentes Términos de Referencia, tales como diseños metodológicos, escritos, reportes, gráficos, fotografías, cintas magnéticas, programas de computación y demás son de propiedad exclusiva de la GIZ. Este derecho propietario continuará vigente aún después de la conclusión de la relación contractual de las partes.

El uso de estos por parte de la empresa será posible únicamente con la autorización formal de GIZ.

### CONFIDENCIALIDAD

La empresa deberá guardar confidencialidad sobre todo material que le sea entregado para el desempeño de su trabajo y que sea de propiedad del Programa de GIZ. De igual forma no podrá dar a dicho material otro uso que no sirva al cumplimiento de objetivos de la presente consultoría, salvo autorización explícita de la GIZ.

**Nota.-** La respuesta y participación a la presente, establece el pleno conocimiento por parte de la Empresa postulante de las obligaciones sociolaborales respecto a sus trabajadoras y trabajadores, y que da pleno cumplimiento a las mismas. Por lo que no se reconoce más allá

*de lo establecido en esta relación de carácter civil, siendo la normativa legal aplicable el Art. 732 y siguientes del código civil boliviano.*