

MOOT ENERGÍA

CASO

I. LAS PARTES

DEMANDANTE: Generadora del Sur S.A. (en adelante, “GDS” o la “Demandante”)

DEMANDADO: Estado de Zuqueistán

II. DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS

A. Antecedentes

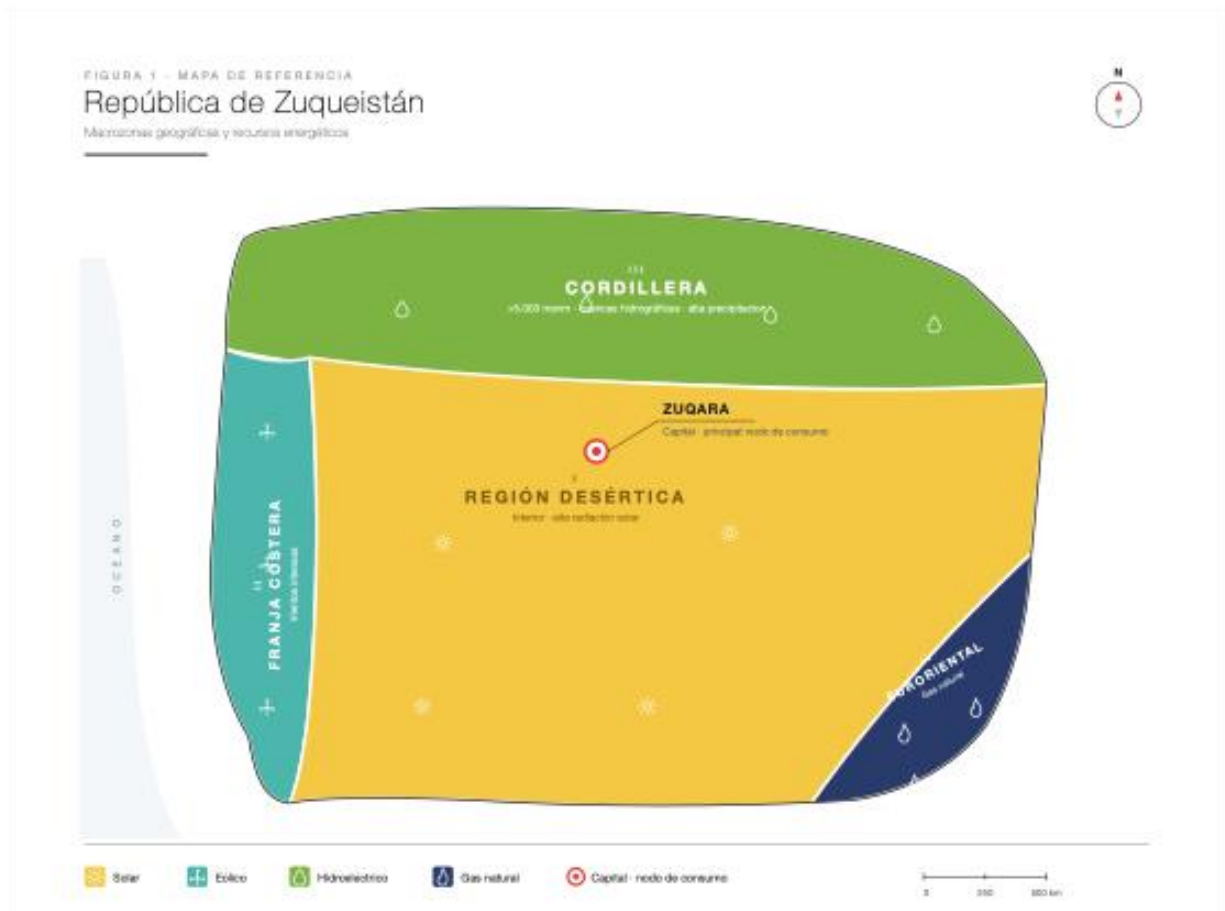
Zuqueistán es una nación soberana situada en la costa noroeste del continente Seteretu, el cual es similar a Sudamérica. Con una extensión territorial de 507.451 kilómetros cuadrados y una población de 8.671.500 habitantes, Zuqueistán es un Estado de densidad poblacional moderada, con dinámicas de asentamiento influenciadas por su acceso al océano.

El territorio zuquestano se distingue por un clima y una geografía altamente diversa, árida en la costa, de grandes estructuras montañosas en el interior y tropical en la zona de selva. La geofísica del país presenta características de alto valor estratégico: niveles significativos de radiación solar durante gran parte del año, fuertes vientos marítimos desde la costa, cuencas hidrográficas en su zona montañosa, y gas natural en el interior del territorio.

La morfología territorial de Zuqueistán se articula en cuatro macrozonas geográficas diferenciadas: (i) una región desértica en el interior con alta radiación solar; (ii) una extensa franja costera con vientos de gran intensidad; (iii) una zona montañosa con importantes cuencas hidrográficas, con altas variaciones altitudinales que alcanzan puntos superiores a los 5,000 msnm y con precipitaciones elevadas; y (iv) la región suroriental, donde se ubican los principales yacimientos de gas natural del país.

La capital, Zuqara, se erige como el núcleo neurálgico de la nación, concentrando la mayor densidad demográfica y el grueso del desarrollo industrial. Zuqara constituye el

principal nodo de consumo eléctrico, demandando un suministro continuo y estable que sostenga su actividad económica y el bienestar de sus habitantes.



Esta configuración territorial ha precipitado un desafío estructural para el sistema energético: una marcada disociación física entre los distintos puntos de generación y el centro de consumo en la capital. Las centrales térmicas de ciclo combinado se ubican en la zona central (alimentadas por gas de la región suroriental), las hidroeléctricas en la zona montañosa, las plantas solares en el desierto, las eólicas en la costa. Esta dispersión exige una red de transmisión robusta y bien planificada.

Hasta fines del milenio pasado, el territorio de Zuqueistán formaba parte integral de la República de Petrobara. Tras un proceso de transición política culminado con un plebiscito ratificatorio en el año 2000, Zuqueistán consolidó su independencia. En el plano

económico, la naciente república adoptó un modelo de desarrollo basado en las industrias extractivas y la exportación de materias primas energéticas.

En consonancia con este perfil, la matriz energética de Zuqueistán se diseñó bajo una lógica de disponibilidad de recursos. Las centrales hidráulicas dominaron inicialmente la generación (75%) y también se tenía generación a diésel (25%). Sin embargo, a partir de 2005, el gas natural fue ganando protagonismo progresivo en la matriz, al ser considerado un combustible eficiente y versátil, capaz de proveer generación flexible y de respaldo. Más recientemente, se han incorporado proyectos solares y eólicos, diversificando gradualmente la composición del sistema, reemplazando la producción con combustibles líquidos.

B. La infraestructura de gas natural en Zuqueistán

Un elemento crítico de la infraestructura energética de Zuqueistán es que la totalidad del suministro de gas natural al sistema eléctrico depende de un único gasoducto troncal, denominado “Gasoducto Austral”. Este ducto, construido en 2005 con financiamiento de inversión extranjera directa, recorre 1.200 kilómetros desde los yacimientos de la región suroriental hasta la zona central donde se ubican las principales centrales de generación a gas. La construcción del Gasoducto Austral fue promovida activamente por el Estado como un proyecto estratégico nacional, ofreciendo garantías de estabilidad regulatoria, con ingresos garantizados y concesiones fiscales a los inversores.

Desde su puesta en servicio, el Gasoducto Austral ha sido la única vía de transporte de gas natural disponible para alimentar las centrales térmicas de ciclo combinado, además de ser una de las principales fuentes de suministro de combustible para los sectores residenciales, comercios, de transporte vehicular e industrias. Su capacidad máxima es de 18 millones de metros cúbicos diarios (MMm^3/d), cifra que hacia 2024 era utilizada en un 92% de su capacidad. La infraestructura atraviesa zonas de alta complejidad geográfica, incluyendo un tramo de 600 kilómetros a través de la cordillera de Paso del Viento, una región de actividad sísmica moderada y de precipitaciones elevadas.

Desde 2015, diversos actores del sector energético advirtieron sobre la vulnerabilidad asociada a la dependencia de un único gasoducto troncal. La Asociación de Generadoras a Gas de Zuqueistán (AGGAZ) y la Asociación de Consumidores de Gas Natural (ACGN) conformado principalmente por industrias, distribuidores y comercializadores,

presentaron informes técnicos en los años 2015, 2018 y 2022 proponiendo la construcción de una ruta alternativa, inclusive alternativas de almacenamiento ante situaciones de emergencia. Si bien la dependencia de un gasoducto troncal único era un hecho conocido por los agentes del mercado, los informes sectoriales advertían expresamente que dicho riesgo resultaba sistémico y no mitigable mediante decisiones individuales, requiriendo medidas de planificación, fiscalización y coordinación que excedían el ámbito de actuación de los generadores y correspondían al Estado en su rol de garante de la seguridad del sistema.

El Ministerio de Energía tomó conocimiento de dichas recomendaciones mediante el Oficio Ordinario N° 102/2022 de la Subsecretaría de Energía, ordenando su derivación a la División de Planificación y Desarrollo Energético para evaluación técnica. En dicha instancia se dejó constancia de que la eventual incorporación de las propuestas a los instrumentos de planificación vigentes –en particular, la Política Energética Nacional y el Plan de Expansión de Largo Plazo– requería compatibilización previa con los escenarios de demanda oficialmente adoptados por el Coordinador del Sistema Eléctrico de Zuqueistán, así como la concurrencia de los pronunciamientos sectoriales de la Comisión Nacional de Energía y de la Dirección de Presupuestos, esta última en atención a la ausencia de partidas específicas en la Ley de Presupuestos del ejercicio fiscal respectivo.

A mayor abundamiento, en el expediente se encuentran antecedentes relativos a (i) la existencia de estudios complementarios en curso sobre viabilidad técnica y madurez tecnológica de las medidas sugeridas; (ii) observaciones formuladas por la División Jurídica respecto de la necesidad de armonización con la regulación vigente; y (iii) un proceso de consulta indígena aún pendiente, cuya conclusión condicionaba la adopción de definiciones con impacto territorial.

No obstante lo anterior, no consta en el expediente administrativo una decisión formal del Ministerio sobre la priorización de dichas recomendaciones dentro de los instrumentos de planificación vigentes, ni un acto administrativo que resuelva expresamente sobre su acogida, rechazo o postergación.

En 2019, la Agencia Internacional de Energía (AIE) recomendó evaluar la diversificación de rutas de transporte de gas. El Gobierno incorporó dicha recomendación como línea de

análisis en sus documentos internos de planificación, aunque no la tradujo en medidas concretas de infraestructura.

El contrato de concesión del Gasoducto Austral establecía obligaciones de mantenimiento a cargo de Transportadora Austral S.A., bajo supervisión del Ministerio, inclusive en dicho contrato el concesionario se comprometía a contar con un sistema de transporte con suficiente capacidad de respaldo y redundancia, asegurando una confiabilidad superior al 96%. Las inspecciones realizadas en 2019 detectaron desgaste en ciertas juntas de expansión y recomendaron intervenciones a ser desarrolladas en un plazo máximo de 36 meses, priorizando las zonas más críticas.

En 2021, la concesionaria informó al Ministerio haber ejecutado parcialmente dichas intervenciones, acompañando certificaciones técnicas emitidas por consultores independientes. No obstante, no consta la realización de una inspección presencial posterior por parte de la autoridad en el tramo cordillerano, en parte debido a restricciones presupuestarias y logísticas derivadas del contexto macroeconómico del período y que las zonas del ducto en donde se concentran las intervenciones se encuentran en áreas de difícil acceso.

Las centrales térmicas de ciclo combinado desempeñan un rol fundamental en el sistema eléctrico zuquestano, representando el 50% de la matriz energética, matriz que a su vez está expuesta a la alta variabilidad del recurso hídrico. Ofrecen flexibilidad operacional: pueden ajustar su producción rápidamente para compensar variaciones de demanda y de otras fuentes de generación. Prestan al sistema los denominados “servicios complementarios”: control de frecuencia y tensión, capacidad de partida autónoma, reserva en giro y seguimiento de carga. La pérdida simultánea de todas las centrales a gas natural implica no solo un déficit de energía, sino la degradación de la calidad y confiabilidad de todo el sistema interconectado.

C. El sector eléctrico en Zuqueistán

El sistema eléctrico de Zuqueistán se divide en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. En el segmento de generación participan centrales de diversas tecnologías: centrales de ciclo combinado a gas natural y diésel, centrales hidroeléctricas, y plantas solares fotovoltaicas y eólicas. Los segmentos de transmisión y distribución operan a través de concesiones otorgadas por el Ministerio de Electricidad y Energía, al tratarse de monopolios naturales.

El marco regulatorio se cimienta sobre cuatro principios fundamentales: la seguridad y calidad del suministro, la eficiencia económica del sistema, el acceso abierto a las redes y la garantía de un mercado competitivo de generación.

En 2005 el Estado incorporó en la legislación del sector una regla sobre integración vertical, prohibiendo que una misma entidad participe simultáneamente en generación y transmisión.

La generación eléctrica en Zuqueistán se distribuye actualmente de la siguiente forma:

Tipo de Generación	Participación	Detalle
Gas natural	50%	Ciclo combinado en zona central
Hidroeléctrica	30%	Represas en zona montañosa
Solar fotovoltaica	10%	Plantas en zona desértica
Eólica	10%	Parques en zona costera

Tabla N°1. Distribución de la generación eléctrica de Zuqueistán

Zuqueistán tiene un mercado spot para la electricidad: las distribuidoras tienen la opción para comprar directamente la energía que requieren sus clientes en el mercado spot. La transmisión se paga bajo el modelo de estampillado de la demanda, sin diferenciación zonal de peajes.

La planificación de la transmisión está a cargo del Ministerio de Electricidad y Energía, que elabora cada cinco años un Plan de Expansión de la Transmisión (PET) vinculante. El PET define las obras de infraestructura necesarias para garantizar la seguridad y eficiencia del sistema de transporte. La ley establece que el PET debe considerar: (i) la proyección de la demanda; (ii) la localización de centros de consumo y generación; (iii) la diversificación tecnológica de la matriz; (iv) señales de localización eficiente; y (v) la resiliencia del sistema ante contingencias críticas.

D. La planificación de la transmisión y el PET Extraordinario

En 2020, el Ministerio de Energía promulgó la “Política Nacional de Energía 2030”, un instrumento de planificación que estableció una hoja de ruta para la modernización y diversificación de la matriz energética. La Política reconocía expresamente el carácter estratégico de la generación a gas natural, señalando que las centrales térmicas de ciclo

combinado cumplirían un rol “esencial para la seguridad del suministro y la estabilidad del sistema eléctrico”.

El PET ordinario vigente hasta 2025 (PET 2021-2025) contemplaba un programa de obras de transmisión que incluía, entre otros proyectos críticos:

- i. Línea de transmisión Zuqara-Costa Sur (500 kV): Una línea troncal de 320 kilómetros que conectaría la zona central con la zona costera, permitiendo sustituir generación a gas natural con generación eólica o hidráulica ante contingencias de suministro de gas. Presupuesto estimado: USD 480 millones. Estado: no iniciada.
- ii. Refuerzo del corredor central (220 kV): Un conjunto de tres subestaciones y líneas de interconexión en la zona central para aumentar la capacidad de evacuación de las centrales térmicas de ciclo combinado y reducir la congestión en el nodo Zuqara. Presupuesto estimado: USD 190 millones. Estado: licitación adjudicada en 2023, obras no iniciadas.
- iii. Interconexión Montaña-Central (500 kV): Una línea de 210 kilómetros para fortalecer la conexión entre las centrales hidroeléctricas de la zona montañosa y el nodo de consumo central, ofreciendo una ruta alternativa de abastecimiento. Presupuesto estimado: USD 350 millones. Estado: estudio de ingeniería básica completado en 2022, proyecto paralizado.

El propio PET 2021-2025 calificaba estas tres obras como “proyectos de seguridad sistémica” e indicaba que su ejecución era “indispensable para la resiliencia del sistema ante la eventual pérdida de suministro de gas natural o la salida masiva de generación térmica”. No obstante, al término de la vigencia del PET 2021-2025, ninguna de estas obras había sido ejecutada. El Ministerio no ofreció explicación pública sobre las razones del incumplimiento.

A finales de 2025, el Congreso aprobó la Ley Marco de Modernización Energética (Ley N° 1000), la cual estableció un nuevo marco para la planificación de la transmisión y mandató la elaboración de un PET Extraordinario con carácter de urgente.

El Ministerio elaboró y publicó el PET Extraordinario 2026-2030 el 15 de diciembre de 2025. Sin embargo, el nuevo Plan no recogió los tres proyectos críticos pendientes del PET

anterior. En su lugar, el PET Extraordinario concentró el grueso de la inversión en la construcción de líneas de transmisión hacia la zona desértica. Este plan se caracteriza por lo siguiente:

- i. El PET Extraordinario destinó el 80% de la inversión total (USD 1.920 millones de un total de USD 2.400 millones) a la construcción de líneas hacia la zona desértica, relegando la zona costera, montañosa y central. Esta priorización obedeció a un análisis comparativo de costo-beneficio entre tecnologías y zonas.
- ii. La línea Zuqara-Costa Sur, el refuerzo del corredor central y la interconexión Montaña-Central –los tres proyectos calificados como “indispensables” por el PET anterior– no fueron incluidos en el PET Extraordinario. El Ministerio no entregó justificación alguna sobre la exclusión de estas obras ni explicó cómo se aseguraría la resiliencia del sistema sin ellas.
- iii. El PET no incorporó mecanismos de señalización económica (peajes zonales diferenciados, cargos por congestión, indicadores de capacidad disponible por nodo) que orientaran a los agentes del mercado sobre dónde resultaba más eficiente instalar nueva generación o reforzar la existente. Las empresas generadoras, con inversiones ya instaladas en la zona central, no recibieron señal alguna sobre la futura disponibilidad de infraestructura de transporte en su zona.
- iv. El PET utilizó proyecciones basadas en datos de 2022, sin considerar el crecimiento demográfico en Zuqara derivado de la migración interna ni el crecimiento industrial proyectado. Según el Instituto Nacional de Estadísticas, la demanda en la zona central creció un 14% entre 2022 y 2025, cifra no incorporada en los modelos del Plan.
- v. El Plan no modeló un escenario de interrupción relevante del Gasoducto Austral –lo que implicaría la pérdida súbita del 50% de la generación– ni contempló rutas alternativas de transmisión que permitieran sustituir esa generación. El análisis de seguridad se limitó al criterio N-1 de falla de líneas individuales.

- vi. El plazo de consulta pública fue de 15 días hábiles (frente a los 90 días del procedimiento ordinario). Se recibieron 47 observaciones, 32 sobre la falta de diversificación y 8 específicamente sobre la vulnerabilidad del gasoducto. El Ministerio respondió de manera consolidada, señalando que las observaciones serían consideradas en revisiones futuras del Plan.

El 12 de enero de 2026, el Colegio de Ingenieros de Zúqueistán publicó un informe técnico independiente sobre el PET Extraordinario, concluyendo que: (i) no satisface los estándares mínimos de planificación al omitir escenarios de contingencia de suministro de combustible; (ii) la exclusión de los tres proyectos de seguridad sistémica del PET anterior es injustificable; (iii) la concentración del 80% de la inversión en una sola zona genera riesgo sistémico; (iv) ausencia de escenarios de sensibilidad que permitan analizar análisis de riesgos ante retrasos de proyectos de transmisión, así como la ausencia de escenarios de sensibilidad de demanda y oferta del sistema interconectado y (iv) la dependencia de un único gasoducto para el 50% de la capacidad instalada es una vulnerabilidad crítica que el Plan ignora.

E. La explosión del Gasoducto Austral y la crisis energética

El 25 de enero de 2026 se produjo una explosión en el kilómetro 312 del Gasoducto Austral, en la región de Paso del Viento, que destruyó aproximadamente 3,2 kilómetros del ducto e interrumpió completamente el suministro de gas natural. La explosión se produjo sólo minutos después de un terremoto grado 7.5 que sacudió la zona. Las investigaciones preliminares identificaron fallas estructurales asociadas al desempeño operativo del ducto en condiciones geográficas exigentes, sin que exista consenso definitivo respecto de la combinación exacta de factores concurrentes.

Las consecuencias fueron inmediatas. La totalidad de las centrales térmicas de ciclo combinado (50% de la capacidad instalada) cesaron operaciones. El sistema perdió generación base, generación flexible y la totalidad de los servicios complementarios que prestaban las centrales a gas y tuvieron que ponerse en operación centrales de diesel que operan solo ante situaciones de emergencia dentro del sistema interconectado.

La crisis reveló las consecuencias de no haber construido las líneas planificadas en el PET 2021-2025. Si la línea Zúqara-Costa Sur hubiese sido construida, el sistema habría podido

redireccionar generación eólica desde la costa para compensar parcialmente la pérdida de las centrales de ciclo combinado. Si la interconexión Montaña-Central hubiera sido ejecutada, las centrales hidroeléctricas habrían podido inyectar energía adicional al nodo central durante las horas críticas. Si el refuerzo del corredor central se hubiera completado, la congestión en el nodo Zuzara no habría alcanzado los niveles que forzaron los racionamientos- que afectaron directamente a la población. Ninguna de estas obras existía.

El país experimentó cortes masivos durante semanas. El Gobierno declaró “Estado de Emergencia Energética” (Decreto Supremo N° 045-2026), autorizando racionamientos programados y la operación de emergencia de centrales a diésel en proceso de retiro. Los costos marginales del mercado spot se multiplicaron por seis.

La reconstrucción del gasoducto tomará -al menos- entre 18 y 24 meses. Transportadora Austral S.A. enfrenta dificultades adicionales por las condiciones geográficas, nuevas normas sísmicas y restricciones presupuestarias.

Es importante tener presente que durante el debate parlamentario de la Ley Marco, un diputado presentó una indicación para obligar al Estado a garantizar la redundancia de la infraestructura de transporte de gas declarada crítica. La indicación fue rechazada con el argumento de que “la resiliencia de la infraestructura de gas es materia de los contratos de concesión y no de la política energética general”.

F. Generadora del Sur S.A. y su inversión en Zuzqueistán

Generadora del Sur S.A. (“GDS”) es una empresa constituida bajo las leyes de la República de Zuzra, con experiencia internacional en generación a gas natural. Ingresó a Zuzqueistán en 2010 tras adjudicarse una concesión de generación en un proceso competitivo internacional.

Las bases de licitación señalaban que el suministro de gas a través del Gasoducto Austral constituía un elemento central del sistema energético vigente, y que su operación se encontraba sujeta al régimen concesional y a la fiscalización del Ministerio. Asimismo, indicaban que la planificación de la transmisión consideraría la generación a gas natural como un componente relevante del sistema. No obstante, las propias bases establecían que dichas referencias reflejaban el marco regulatorio al momento de la licitación, sin

constituir garantías contractuales de estabilidad ni compromisos específicos de resultado por parte del Estado.

Durante el proceso de evaluación de la inversión, GDS identificó la dependencia del Gasoducto Austral como un riesgo relevante para la continuidad operativa de sus centrales. Informes internos de due diligence señalaban la ausencia de rutas alternativas de suministro y la necesidad de evaluar mecanismos de mitigación, tales como almacenamiento de respaldo o sistemas dual fuel.

No obstante, la Demandante no implementó dichas medidas, considerando que ellas suponían costos extraordinarios difíciles de recuperar en un marco regulatorio que, hasta ese momento, no había manifestado señales de abandono de las políticas de respaldo sistémico ni de alteración sustantiva de la planificación vigente.

Entre 2010 y 2015, GDS invirtió USD 850 millones en dos centrales de ciclo combinado: Central “Viento del Sur” (450 MW) y Central “Llama Austral” (320 MW), en la zona central, cerca de Zuzara. El financiamiento se estructuró mediante project finance con créditos a 20 años de un consorcio bancario internacional.

En 2024, las centrales inyectaron 5.800 GWh anuales (18% de la generación total), eran responsables del 40% de la reserva en giro y proveían la totalidad del servicio de partida autónoma del área central.

Para el abastecimiento de estas centrales GDS suscribió con la concesionaria del Gasoducto Austral un contrato de transporte firme, con condiciones 100% ship or pay de la capacidad reservada diaria. Este contrato tiene vigencia hasta febrero del año 2030.

Tras la explosión, ambas centrales cesaron operaciones. GDS perdió la totalidad de sus ingresos. Los costos fijos continúan devengándose (USD 12 millones mensuales). Las instituciones financieras declararon incumplimiento cruzado y aceleraron la deuda pendiente de USD 520 millones.

GDS solicitó al Ministerio: (i) priorización de la reconstrucción del gasoducto; (ii) compensaciones por inoperatividad forzada; (iii) revisión del PET para incluir las líneas de seguridad sistémica pendientes; y (iv) un pago por disponibilidad durante la interrupción. El Ministerio rechazó las solicitudes de GDS, señalando que la emergencia debía ser gestionada bajo criterios de interés público general, priorizando la estabilidad

del sistema y la protección de los clientes libres y regulados. Asimismo, indicó que la asignación de recursos públicos debía alinearse con otros objetivos de la cartera y que no correspondía otorgar compensaciones específicas a un agente del mercado en ausencia de una obligación legal expresa.

III. PROCESO ARBITRAL Y ASPECTOS CONTROVERTIDOS

El 15 de marzo de 2026, GDS presentó Solicitud de Arbitraje ante un Tribunal de Energía contra Zuqueistán.

La jurisdicción se funda en las reglas establecidas en la Ley de Energía de Zuqueistán, vigentes desde el año 2008.

La controversia se centra en lo siguiente. Para GDS, la combinación de: (i) el incumplimiento del PET 2021-2025, al no construir las líneas de seguridad sistémica declaradas “indispensables”; (ii) la elaboración de un PET Extraordinario que excluyó esos proyectos sin justificación, concentrando la inversión en una sola zona; (iii) la omisión estatal en fiscalizar el gasoducto y garantizar su resiliencia pese a conocer la dependencia de un ducto único; (iv) el incumplimiento de los compromisos de las bases de licitación de 2010; y (v) la negativa a adoptar medidas paliativas tras la explosión.

GDS solicita al Tribunal que declare y determine:

1. Que el incumplimiento del PET 2021-2025 –al no ejecutar las tres obras de seguridad sistémica declaradas indispensables– y la posterior exclusión de dichas obras del PET Extraordinario, sin justificación técnica, constituyen un ejercicio arbitrario e irrazonable a derecho del poder regulatorio, violando los principios establecidos en la Ley de Energía de Zuqueistán. El PET es de responsabilidad del Estado.
2. Que la omisión del Estado en asegurar la resiliencia del suministro de gas – habiendo conocido la vulnerabilidad del ducto único, habiendo recibido advertencias reiteradas, habiendo omitido la fiscalización de la concesión, y habiendo rechazado iniciativas para garantizar redundancia– frustró de manera grave y previsible las expectativas legítimas de la Demandante respecto de su inversión.

3. Que las declaraciones de las bases de licitación de 2010 constituyen compromisos específicos cuyo incumplimiento genera responsabilidad bajo la Ley de Energía de Zuqueistán.
4. Que el conjunto de acciones y omisiones del Estado y del Gasoducto Austral privó sustancialmente a GDS del valor de su inversión, afectando los principios establecidos en la Ley de Energía de Zuqueistán.
5. Que la negativa a adoptar medidas paliativas constituye un trato carente de razonabilidad y contrario a los estándares legales y regulatorios de Zuqueistán.

Zuqueistán solicita al Tribunal que declare y determine:

1. Que la planificación de la transmisión es un ejercicio de potestad regulatoria que busca la implementación de políticas públicas, pero que no puede ser un “traje a medida” de los distintos agentes del sector.
2. Que la explosión del Gasoducto Austral configura un evento de fuerza mayor no atribuible al Estado, y que la responsabilidad de mantenimiento recae sobre Transportadora Austral S.A.
3. Que las bases de licitación no constituyen compromisos específicos bajo el marco regulatorio vigente.
4. Que GDS asumió voluntariamente los riesgos de depender de un único gasoducto y no adoptó medidas propias de mitigación (seguros, diversificación, reservas).
5. Que las medidas durante la emergencia fueron proporcionales.

Tras verificar la jurisdicción prima facie y el cumplimiento de requisitos formales la Secretaria General del Tribunal registró el caso.