



El rol de las Asociaciones Público Privadas y el desarrollo del Sector Energía

Luis Espinoza Quiñones

Ingeniero Mecánico Electricista por la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Magister en Administración de Negocios por la Universidad ESAN. Consultor en LAEQ & Asociados S.A.C. Contacto: gerencia@laeqasociados.com

Alexandra Ching Espinosa

Abogada por la Universidad de San Martín de Porres, y Magister en Finanzas y Derecho Corporativo por la Universidad ESAN. Asociada en LAEQ & Asociados S.A.C. Contacto: alexandraching@laeqasociados.com

1. RESUMEN

Las primeras Asociaciones Público Privadas (APP) de Transmisión Eléctrica fueron desarrolladas en el tiempo que Proinversión era COPRI y Promcepri. Estos esquemas tuvieron sustento jurídico en el marco de la Ley N° 28832, que incluyó a Proinversión como agente subastador de proyectos troncales de transmisión. Dichos proyectos sirvieron para ampliar el mercado y, a la vez, mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, un aspecto importante para el desarrollo del país.

Hoy en día, el reto es desarrollar los Gasoductos troncales al Norte y Sur del país. Para tal fin, se debe utilizar el mismo concepto regulatorio aplicado en la Transmisión eléctrica (tarifas planas), a fin de que las nuevas inversiones beneficien a los generadores y ayuden a la desconcentración de la Generación.

2. LA RAZÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE PROINVERSIÓN EN LAS APP

En el negocio eléctrico existen actividades que son competitivas, es decir, aquellas en las que el mercado por sí solo resuelve el equilibrio entre la oferta y la demanda; sin embargo, también existen actividades dentro de las cuales las fallas de mercado no pueden ser resueltas por los propios actores.

Por ejemplo, si el consumo de energía se incrementa, entonces existirán mayores requerimientos de capacidad (potencia contratada) por parte de los usuarios en sus puntos de suministro; y/o la celebración de nuevos contratos de suministro de energía eléctrica, lo cual activa en los generadores la necesidad de instalar más generación para garantizar el suministro al cliente.

Los hechos demuestran que los generadores instalan las centrales necesarias cuando la demanda crece y los precios son razonables. Sin embargo, existen actividades ligadas a la red de transporte de energía y otras necesarias para mantener la seguridad del sistema eléctrico que tienen que ser resueltas mediante un proceso de planificación.

Debido a que las actividades que necesitan de planificación no compiten en el mercado, porque no existe un precio marginal que salga de dicho mercado de forma automática, dichas actividades o instalaciones requieren de una tarifa que se determina como un costo medio.

En dicho contexto, OSINERGMIN asume el rol de Organismo Regulador de las redes de transmisión y distribución eléctricas, y trabaja con valores teóricos que tratan de simular los precios del mercado. Ningún inversionista construirá una red de transmisión esperando que, posteriormente, el Organismo Regulador (OSINERGMIN) le fije un costo medio teórico que se aproxime al valor invertido. Lo descrito anteriormente también ocurre con las centrales de reserva fría o con equipos que sirven para mejorar el nivel de tensiones en la red de transmisión.

Por ello, para evitar los conflictos tarifarios con el Regulador y garantizar que exista la instalación que no puede ser pagada con precios marginales, la Ley N° 28832 incorporó las licitaciones de transmisión.

De manera paralela, otras leyes agregaron el concepto de licitar los equipos que el mercado paga por sí mismo.

En la **Figura 1**, se explica la diferencia entre las actividades competitivas (generación) y las no competitivas (transmisión y distribución). Considerando que el Plan de Transmisión indica que alguna instalación o equipo debe ser instalado, se le encarga a Proinversión la subasta del bien a adquirir y se determina el costo de mercado.

Figura 1: La Participación de Proinversión en el Negocio Eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En las licitaciones de Proinversión, se concursa el acceso al mercado y se le retribuye el costo solicitado (Inversión más O&M). Asimismo, Proinversión desarrolla contratos bajo la modalidad de Asociaciones Público Privadas (APP), las cuales han sido ampliamente usadas en el sector eléctrico, y constituyen una innovación introducida en el año 1997 con la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya.

Producto del éxito de las APP en materia de transmisión eléctrica, en el año 2006, con la Ley N° 28832, se reconoció la necesidad de planificar la red de transmisión y, además, se estableció que el monto de pago a la inversión se determinaría en la subasta que debe desarrollar Proinversión.

3. LOS PRECIOS Y TARIFAS EN EL PAGO DE LA ELECTRICIDAD

Los clientes o usuarios eléctricos son quienes, en definitiva, pagan todos los bienes y servicios suministrados por el sector eléctrico. Tal como se muestra en la **Figura 2**, la Generación tiene dos productos que son vendidos a los clientes: la potencia y la energía.

Por un lado, el precio de potencia del Generador se determina como el Costo Marginal más eficiente para suministrar potencia de punta, y a la vez pagar la reserva del sistema. Por otro lado, el precio de energía del Generador es el precio necesario para pagar las Centrales y cubrir los Costos Variables de la Central.

Los precios de potencia y energía los define el Generador, según las condiciones del mercado. Dado que OSINERGMIN define un precio de potencia de punta para el pago de la potencia firme, entonces los generadores por lo general venden la potencia de punta al mismo precio que el determinado por OSINERGMIN.

Figura 2: Estructura de los Costos pagados por los Usuarios Eléctricos



Fuente: Elaboración propia

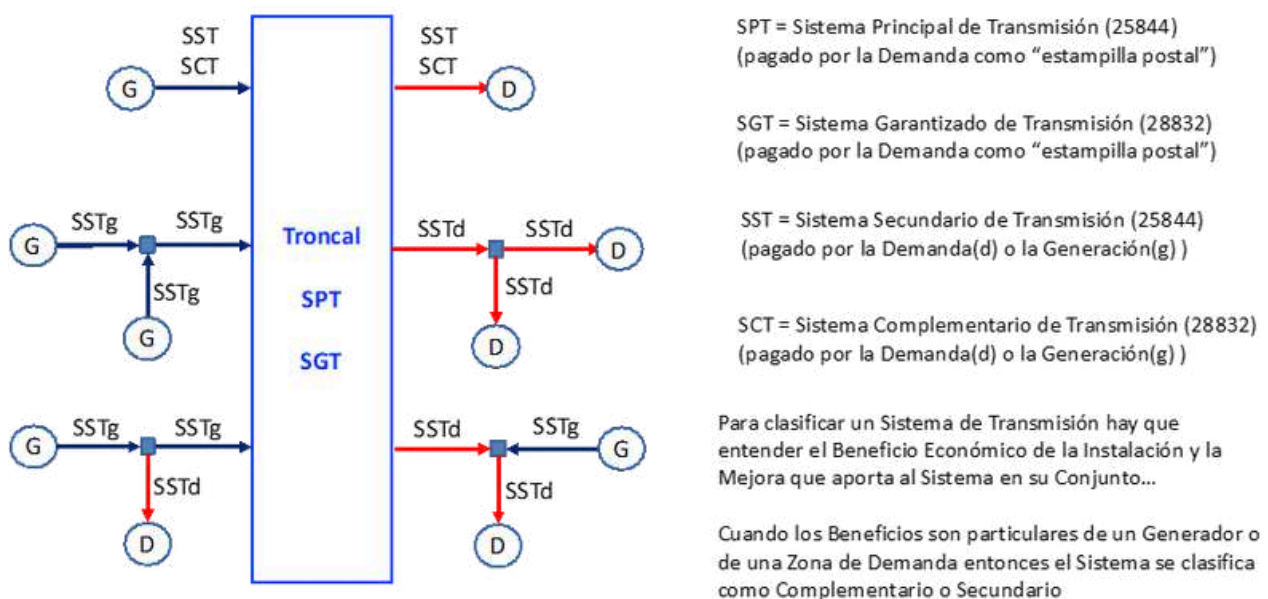
Por su parte, debemos señalar que las actividades de transmisión y distribución son 100% reguladas, siendo sus tarifas fijadas por OSINERGMIN en valores de potencia (transmisión principal y distribución) o energía (transmisión secundaria).

4. LA DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Los sistemas de transmisión en el Perú son 100% regulados, pero esta regulación es diferente si se trata del sistema troncal o secundario.

Al inicio de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) al sistema troncal se le denominaba Sistema Principal de Transmisión o SPT. Luego, con la Ley N° 28832, se agregó una nueva definición llamada Sistema Garantizado de Transmisión o SGT. Lo único que se buscaba es que el sistema troncal sea producto de una planificación y que a la vez sirva de “carretera” común a todos (ver **Figura 3**).

Figura 3: Definición de Sistemas de Transmisión



Fuente: Elaboración propia

Igualmente, al inicio de la vigencia de la LCE, aparte del SPT, existía el Sistema Secundario de Transmisión o SST. Por definición, esta era la red donde se podía identificar a un usuario particular y con ello asignar a este usuario el pago del SST. Luego, la Ley N° 28832 agregó el nombre del Sistema Complementario de Transmisión o SCT, el cual en términos prácticos es similar al SST.

Como se ha indicado, la Ley N° 28832 buscó que la transmisión se desarrolle como parte de una planificación centralizada, y que la parte troncal (SPT o SGT) sea desarrollada en el marco de inversiones lideradas por Proinversión de forma automática.

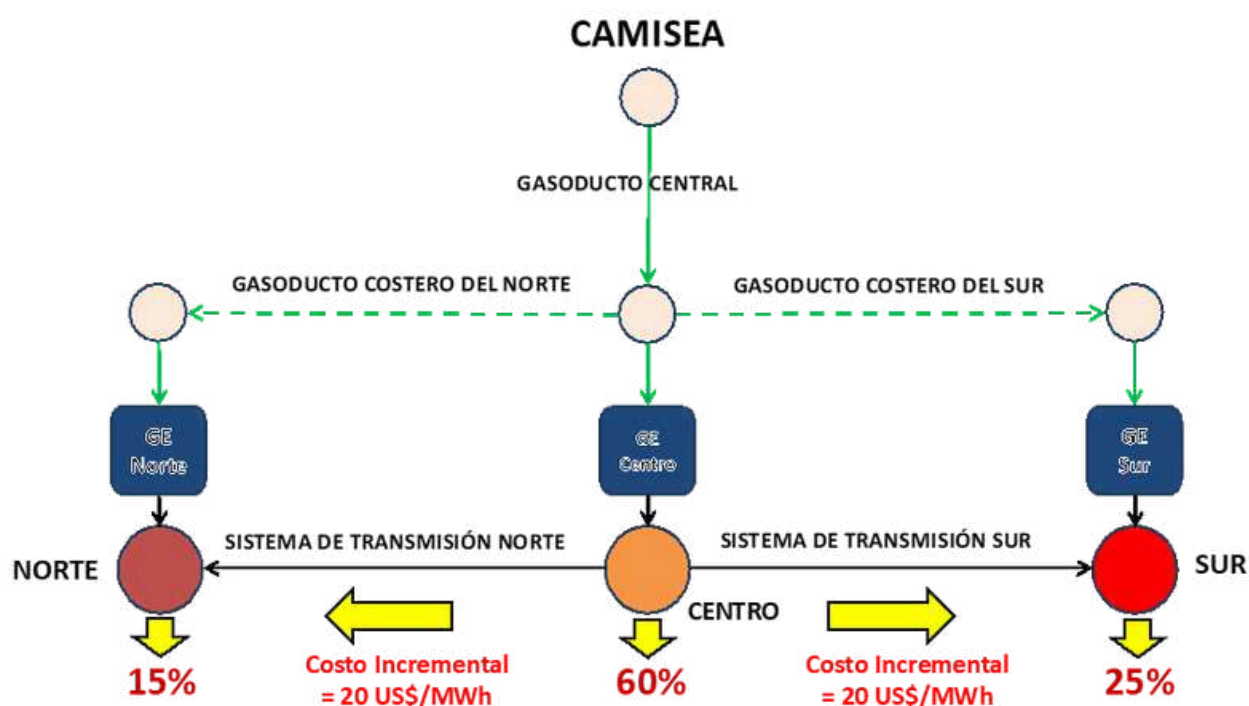
Sin embargo, la labor de Proinversión debía realizarse de acuerdo con los requerimientos técnicos y operativos dispuestos por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

A lo largo de los años, Proinversión ha demostrado que puede ejecutar la misión de convocar al Capital Privado para el desarrollo del Sistema Troncal, de tal forma que el Sistema Eléctrico no incremente sus niveles de inseguridad.

5. LA SINERGIA DEL GAS NATURAL EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO

En la **Figura 4** se muestra cómo el Sistema de Gas Natural se mezcla con el Sistema Eléctrico para atender la demanda de energía del país. Dicha sinergia nos indica que, para el sector eléctrico, es importante que la forma de pago del sistema de transporte de gas debe ser similar al pago de la transmisión troncal.

Figura 4: La sinergia entre Camisea (Gas Natural) y la Transmisión Eléctrica



Fuente: Elaboración propia

La transmisión troncal es pagada por todos los usuarios, y su tarifa es plana e igual a nivel nacional. Esta forma de tarificación ha permitido y facilitado la conexión de generadores al Mercado de Corto Plazo, donde funcionan los Precios Spot.

Para que el Transporte de Gas al Norte y Sur del Perú funcione en condiciones óptimas para los Generadores, la Tarifa de Transporte tiene que ser la misma a nivel nacional. La igualdad Tarifaria se puede lograr mediante un valor promedio ponderado, o trasladando los excesos respecto a Lima a un costo medio del Sistema de Transmisión.

Cabe resaltar que el transporte de gas debe tener un valor plano para los generadores, dado que esto apoyaría la descentralización de la generación eléctrica. De esta manera, podemos lograr que se establezca y refuerce la operación del Sistema Eléctrico.

Como se ha podido observar en la **Figura 4**, existen costos incrementales de transmisión eléctrica que no son asignados a los clientes de las zonas norte y sur, sino que se asignan en forma única a todos los usuarios del Sistema Eléctrico.

Adicionalmente, es importante indicar que el hecho de determinar una tarifa plana para la troncal del país es una decisión de Política Energética que privilegia el desarrollo de la generación en lugar de la transmisión, dado que, a mayor competencia de la generación, mejores serán los precios a los clientes.

En ese sentido, esta misma visión debe ser replicada en el Sistema de Transporte de Gas. Asimismo, como lo establece la Ley N° 29970, las APP de los Sistemas de Transporte de Gas deben ser convocadas y subastadas por Proinversión debido al éxito que se ha tenido en este tipo de esquemas, con la finalidad de dotar de confiabilidad del Sistema Eléctrico.

Abril de 2025