Caso Arbitral Ad Hoc
Expediente N° 027-2022/MARC PERÚ

**COGENERACIÓN OQUENDO S.A.C.**
por sucesión procesal de **SDF ENERGÍA S.A.C.**
Demandante

vs.

**COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**
Demandada

---

# LAUDO
# ORDEN PROCESAL N° 19

---

Tribunal Arbitral

Rolando Eyzaguirre Maccan (presidente)

Roxana Jiménez Vargas Machuca

Ignacio Arteaga Echeverría

Secretaría Arbitral

José Carlos Taboada Mier

Lima, 14 de junio de 2024

## ÍNDICE

**I. CONVENIO ARBITRAL** ..... 4

**II. CONSTITUCIÓN DEL TRIBUNAL** ..... 4

**III. LUGAR DEL ARBITRAJE** ..... 5

**IV. NORMATIVA APLICABLE** ..... 5

**V. PRINCIPALES ACTUACIONES PROCESALES** ..... 5

**VI. POSICIONES DE LAS PARTES** ..... 7

**VI.1. POSICIÓN PRESENTADA POR SDF** ..... 7

**VI.2. POSICIÓN PRESENTADA POR EL COES** ..... 14

**VII. CONSIDERANDO QUE:** ..... 20

**VIII. PRIMER PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DECLARE LA NULIDAD DE LOS ACUERDOS DE DIRECTORIO DEL COES N° 588 (O.D.6), 589 (O.D.8) Y 590 (O.D.7), QUE DECLARARON FUNDADOS LOS RECURSOS DE APELACIÓN INTERPUESTOS POR ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A. CONTRA LAS DECISIONES DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA QUE APROBARON LA LIQUIDACIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE LOS MESES DE AGOSTO, OCTUBRE Y NOVIEMBRE DE 2021 Y LOS ACUERDOS DE DIRECTORIO DEL COES N° 592 (O.D.3), 594 (O.D.8), 596 (O.D.8), 598 (O.D.6), 599 (O.D.6), 600 (O.D.7), 601 (O.D.7), 603 (O.D.7), 605 (O.D.6), 608 (O.D.8), 609 (O.D.6), 610 (O.D.8), 612 (O.D.10), 614 (O.D.9), 616 (O.D.8) Y 618 (O.D.9), QUE DECLARARON INFUNDADOS LOS RECURSOS DE APELACIÓN INTERPUESTOS POR SDF CONTRA LAS DECISIONES DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA QUE APROBARON LA LIQUIDACIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA QUE CORRESPONDE A LOS MESES DE DICIEMBRE DE 2021; ENERO, FEBRERO, MARZO, ABRIL, MAYO, JUNIO, JULIO, AGOSTO, SEPTIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE 2022; Y ENERO, FEBRERO Y MARZO DE 2023.** ..... 21

**IX. SEGUNDO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DECLARE QUE EL COES DEBE UTILIZAR UN COSTO VARIABLE IGUAL A CERO (0) PARA LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO ÓPTIMO QUE SE REALIZA PARA DETERMINAR LA REMUNERACIÓN POR POTENCIA DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADA, CUANDO SU PRODUCCIÓN EN EL INTERVALO DE PUNTA HAYA ESTADO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE CALOR ÚTIL.** ..... 34

**X. TERCER PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL ORDENE AL COES REALIZAR EL RECÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES DE VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE LOS MESES DE AGOSTO, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DEL AÑO 2021, ASÍ COMO DE LOS MESES DE ENERO, FEBRERO, MARZO, ABRIL, MAYO, JUNIO, JULIO, AGOSTO, SEPTIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE 2022; Y ENERO, FEBRERO Y MARZO DE 2023, CONSIDERANDO UN COSTO VARIABLE IGUAL A CERO (0) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME REMUNERABLE DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADA, CUANDO SU PRODUCCIÓN EN EL INTERVALO DE PUNTA HAYA ESTADO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE CALOR ÚTIL.** ..... 34

**XI. CUARTO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL, EN CASO CONSIDERE QUE EL COSTO VARIABLE DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADA UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME REMUNERABLE DEPENDE DE LA INFORMACIÓN QUE SE PRESENTE SOBRE LOS COSTOS DE COMBUSTIBLE EN LOS QUE INCURRE CADA CENTRAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA, DECLARE LA NULIDAD Y/O DEJE SIN EFECTO LA DECISIÓN MEDIANTE LA CUAL SE DESESTIMÓ, POR DENEGATORIA FICTA, EL RECURSO DE APELACIÓN INTERPUESTO POR SDF, EL 22 DE JULIO DE 2022, CONTRA LO RESUELTO POR LA DIRECCIÓN EJECUTIVA EN SU CARTA COES/D695-2022, NOTIFICADA A SDF EL 29 DE ABRIL DE 2022, LA CUAL SE HABRÍA PRODUCIDO COMO CONSECUENCIA DEL VENCIMIENTO DEL PLAZO DE 45 DÍAS HÁBILES PREVISTO EN EL NUMERAL 3 DEL ARTÍCULO 11.7 DEL ESTATUTO DEL COES, SIN QUE EL DIRECTORIO HAYA EMITIDO PRONUNCIAMIENTO SOBRE DICHO RECURSO, QUEDANDO EXPEDITO EL DERECHO DE SDF A SOLICITAR EL INICIO DE UN ARBITRAJE SOBRE LA BASE DE DICHA DENEGACIÓN FICTA, LA CUAL FUE EFECTIVAMENTE EJERCIDA POR SDF, A TRAVÉS DE SU SOLICITUD PRESENTADA EL 5 DE OCTUBRE DE 2022.** ..... 35

**XII. QUINTO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DECLARE QUE EL COES DEBE CONSIDERAR LOS COSTOS REALES EN LOS QUE INCURRE LA CT OQUENDO CUANDO OPERA EN MODO COGENERACIÓN, LO CUAL DETERMINA QUE NO SE DEBE INCLUIR LA PORCIÓN DEL COMBUSTIBLE UTILIZADA, APROVECHADA Y PAGADA POR LA ACTIVIDAD PRODUCTIVA INDUSTRIAL ASOCIADA A DICHA COGENERACIÓN.** ..... 35

**XIII. SEXTO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL ORDENAR AL COES QUE CONSIDERE COMO SUBSANADAS LAS OBSERVACIONES REALIZADAS EN SU CARTA COES/D-497-2022 Y, POR TANTO, DISPONGA LA ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE COMBUSTIBLE DE LA CT OQUENDO PARA EL MES DE MAYO DE 2022, CONFORME A LO REPORTADO POR SDF EN LAS CARTAS SDFE-GG-100-2022 Y SDFE-GG-121-2022** ..... 35

**XIV. COSTOS DEL ARBITRAJE** ..... 40

**XV. LAUDA** ..... 41

## ORDEN PROCESAL N° 19

### I. CONVENIO ARBITRAL

1. El artículo quincuagésimo quinto del Estatuto del COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (en adelante, DEMANDADO o COES) dispone que las decisiones de Directorio, respecto de una controversia planteada por un integrante registrado, podrán ser cuestionadas en un proceso arbitral.

> **TÍTULO XI**
> **CLAUSULA ARBITRAL**
>
> **ARTICULO QUINCUAGESIMO QUINTO.- ARBITRAJE[24]**
>
> 55.1 Legitimidad e interés para iniciar el proceso arbitral.-
>
> Las decisiones emitidas por la Asamblea y por el Directorio como última instancia, podrán ser cuestionadas por cualquier Integrante Registrado a través de un proceso arbitral.
>
> Si la decisión del Directorio pusiera fin a un procedimiento de impugnación interno, la posibilidad de iniciar un arbitraje deberá sujetarse a lo previsto en el numeral 11.8.

2. Esta cláusula arbitral vincula a SDF ENERGÍA S.A.C. (en adelante, SDF), quien inició este proceso, siendo sucedido procesalmente por COGENERACIÓN OQUEDO S.A.C. (en adelante, COSAC), frente a los reclamos que deseen plantearse frente al COES.

   De conformidad a lo indicado en el artículo 55.4 del Estatuto del COES, mediante Carta de SDF de fecha 18 de febrero de 2022 y Carta COES/P-ALD-001-2022 de fecha 18 de marzo de 2022, las Partes han acordado que la presente controversia sea resuelta mediante **arbitraje de derecho**. Lo anterior fue reconocido por este tribunal arbitral en la Orden Procesal No. 2 de fecha 16 de agosto de 2022.

### II. CONSTITUCIÓN DEL TRIBUNAL

3. COSAC designó como árbitro al abogado Ignacio Arteaga Echeverría; mientras que, por su parte, el COES designó como árbitro a la abogada Roxana Jiménez Vargas Machuca. Ambos profesionales aceptaron sus designaciones.

4. Los árbitros designados por las partes nombraron al abogado Rolando Eyzaguirre Maccan como presidente del Tribunal Arbitral, quien aceptó su designación, quedando constituido el Tribunal Arbitral.

5. Se deja expresa constancia que de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del Decreto Legislativo 1071, que norma el arbitraje, puede ser árbitro cualquier persona natural que se halle en el pleno ejercicio de sus derechos civiles, siempre que no tenga incompatibilidades y no haya sido condenado por delito doloso. La nacionalidad de una persona no será obstáculo para ser designado como árbitro.

## III. LUGAR DEL ARBITRAJE

6. Se estableció como lugar del arbitraje la ciudad de Lima.

## IV. NORMATIVA APLICABLE

7. Las normas aplicables al fondo del litigio es el derecho interno de la República del Perú.

## V. PRINCIPALES ACTUACIONES PROCESALES

8. Mediante la Orden Procesal N° 1, de fecha 1 de agosto de 2022, el Tribunal Arbitral remitió a las partes un proyecto de reglas del proceso, a fin de que se manifiesten.

9. El 8 de agosto de 2022 el COES y SDF presentaron sus comentarios a las reglas del proceso.

10. Mediante la Orden Procesal N° 2, de fecha 16 de agosto de 2022, el Tribunal Arbitral estableció las reglas definitivas del proceso y otorgó a SDF un plazo para presentar su demanda.

11. El 17 de octubre de 2022 SDF presentó su demanda, junto con los medios probatorios pertinentes.

12. El 16 de diciembre de 2022 el COES presentó su contestación de demanda, acompañando sus medios probatorios.

13. Mediante la Orden Procesal N° 3, de fecha 29 de diciembre de 2022, se fijaron los Puntos Controvertidos y se citó a las partes a las Audiencias de Ilustración e Informes Orales. Asimismo, requirió a las partes que se pronuncien sobre las reglas de la audiencia, entre otros.

14. Mediante la Orden Procesal N° 4, de fecha 18 de enero de 2023, el Tribunal Arbitral dejó sin efecto las audiencias citadas en la Orden Procesal N° 3 y se requirió a las partes que acuerden fechas para llevarlas a cabo y sus reglas.

15. El 21 de febrero de 2023 COSAC presentó una solicitud de acumulación de pretensiones y el 17 de marzo de 2023 realizó determinadas precisiones.

16. Mediante la Orden Procesal N° 5, de fecha 1 de maro de 2023, se dispuso acumular la impugnación de acuerdos planteados por SDF y corrió traslado al COES para que se manifieste.

17. El 22 de marzo de 2023 el COES contestó la acumulación de pretensiones de SDF.

18. Mediante la Orden Procesal N° 6, de fecha 27 de marzo de 2023, se tuvo presente los escritos de SDF, se tuvo por contestada la acumulación por el COES.

19. El 22 de agosto de 2023 se llevó a cabo la Audiencia de Ilustración de Hechos y Aspectos Técnicos.

20. El 29 de agosto de 2023 se llevó a cabo la Audiencia de Sustentación de Informes de Experto. Finalizada la misma, se otorgó un plazo para que presenten sus conclusiones finales.

21. El 8 de septiembre de 2023 se presentaron las conclusiones finales sobre la audiencia y el COES, en su escrito, aportó un nuevo medio probatorio.

22. Mediante la Orden Procesal N° 8, de fecha 12 de septiembre de 2023, se tuvieron por presentadas las conclusiones finales sobre los informes de experto y se corrió traslado del nuevo medio probatorio aportado por el COES a SDF, a fin de que se manifieste.

23. El 19 de septiembre de 2023 SDF presentó una reconsideración contra la Orden Procesal N° 8, al considerar que el trámite del nuevo medio probatorio no respeta lo pactado en las reglas.

24. Mediante la Orden Procesal N° 9, de fecha 25 de septiembre de 2023, se declaró fundada la reconsideración de SDF, precisando que el nuevo medio probatorio se tramitaría conforme a las reglas del proceso. En ese orden, se dispuso que SDF contaba hasta el 6 de octubre de 2023 para pronunciarse sobre el documento aportado por el COES.

25. El 6 de octubre de 2023 SDF absolvió el escrito del COES, aportando una nueva prueba.

26. El 11 de octubre de 2023 SDF presentó una solicitud de acumulación de nuevas pretensiones.

27. Mediante la Orden Procesal N° 10, de fecha 16 de octubre de 2023, se dispuso la acumulación de las pretensiones y se corrió traslado al COES para que se manifieste. Asimismo, se precisó que la Audiencia de Informes Orales citada para el 18 de octubre de 2023 se llevaría a cabo.

28. El 17 de octubre de 2023 SDF solicitó la reprogramación de la audiencia, considerando que existían actuaciones pendientes de trámite.

29. Mediante correo electrónico, del 17 de octubre de 2023, se informó a las partes que la Audiencia de Informes Orales quedaba suspendida.

30. Posterior al correo, el COES solicitó la reconsideración de la decisión, alegando que no existían motivos para suspender la audiencia.

31. Mediante la Orden Procesal N° 11, de fecha 17 de octubre de 2023, el Tribunal Arbitral declaró no ha lugar la reconsideración del COES, ratificó la suspensión de la audiencia y otorgó a las partes un plazo para que se pronuncien sobre la nueva fecha de la audiencia.

32. El 6 de noviembre de 2023 el COES absolvió la prueba nueva de SDF y se pronunció sobre la última acumulación planteada.

33. Mediante la Orden Procesal N° 12, de fecha 10 de noviembre de 2023, se tuvo por contestada la acumulación y los argumentos sobre la nueva prueba.

34. El 10 de noviembre de 2023 SDF solicitó que se declare la sucesión procesal a SDF.

35. Mediante la Orden Procesal N° 13, de fecha 13 de noviembre de 2023, se tuvo presente el pedido de SDF y se otorgó al COES un plazo para que absuelva el mismo.

36. El 16 de noviembre de 2023 el COES manifestó su conformidad con la incorporación de COSAC, sin perjuicio de que ello sea ratificado por dicha parte y solicitó más información para pronunciarse sobre la exclusión de SDF.

37. Mediante la Orden Procesal N° 14, de fecha 17 de noviembre de 2023, se tuvo presenta la posición del COES y se requirió a SDF los datos y ratificación de COSAC, así como el pedido sobre el impacto de la sucesión procesal en las LVTP anteriores a la transferencia.

38. El 23 de noviembre de 2023, SDF y COSAC absolvieron el traslado de la Orden Procesal N° 14, indicando que la titularidad de las obligaciones y derechos, pasados, presentes y futuros de SDF han sido transferidos a COSAC.

39. El 24 de noviembre de 2023 se llevó a cabo la Audiencia de Informes Orales.

40. El 29 de noviembre de 2023, el COES se pronunció sobre el escrito presentado por SDF indicando que no se apreciaría que los derechos litigiosos de SDF se transfirieron a COSAC.

41. Mediante la Orden Procesal N° 15, de fecha 5 de diciembre de 2023, se tuvo presente la posición del COES y se requirió a COSAC y SDF que se manifiesten sobre ella.

42. El 14 de diciembre de 2023 COSAC y SDF se pronunciaron sobre el pedido del COES, ratificando su posición sobre la sucesión procesal.

43. Mediante la Orden Procesal N° 16, de fecha 9 de enero de 2024, se declaró la sucesión procesal de SDF en favor de COSAC, excluyendo a SDF del proceso. Asimismo, se otorgó a ambas partes un plazo para que presenten sus alegatos de cierre.

44. El 20 de febrero de 2024 ambas partes presentaron sus alegatos de cierre.

45. Mediante la Orden Procesal N° 17, de fecha 19 de marzo de 2024, se declaró el cierre de actuaciones arbitrales y se fijó el plazo para emitir el Laudo Arbitral.

46. Mediante la Orden Procesal N° 18, de fecha 18 de abril de 2024, se prorrogó el plazo para emitir el Laudo Arbitral en treinta días hábiles, por lo que el plazo final vence el 18 de junio de 2024.

## VI. POSICIONES DE LAS PARTES

### VI.1. POSICIÓN PRESENTADA POR COSAC

47. Con el escrito de fecha 17 de octubre de 2022, COSAC formuló las siguientes pretensiones:

> **Primera Pretensión Principal:** Que, solicitamos al Tribunal Arbitral se sirva declarar la nulidad de los siguientes acuerdos:
>
> (I) Los Acuerdos de Directorio del COES Nos. 588 (O.D.6), 589 (O.D.8) y 590 (O.D.7), que declararon fundados los recursos

de apelación interpuestos por ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. contra las decisiones de la Dirección Ejecutiva que aprobaron la Liquidación de la Valorización de Transferencia de Potencia de los meses de agosto, octubre y noviembre de 2021.

(II) Los Acuerdos de Directorio del COES Nos. 592 (O.D.3), 594 (O.D.8), 596 (O.D.8), 598 (O.D.6), 599 (O.D. 6), 600 (O.D.7) y 601 (O.D.7), que declararon infundados los recursos de apelación interpuestos por SDFE contra las decisiones de la Dirección Ejecutiva que aprobaron la Liquidación de la Valorización de Transferencia de Potencia que corresponde a los meses de diciembre de 2021; y enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2022.

**Primera Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal:** Que, como consecuencia de que se declare fundada nuestra Primera Pretensión Principal, solicitamos al Tribunal Arbitral se sirva declarar que el COES debe utilizar un Costo Variable igual a cero (0) para la programación del despacho óptimo que se realiza para determinar la remuneración por Potencia de las Centrales de Cogeneración Calificada, cuando su producción en el Intervalo de Punta haya estado asociado a la producción de Calor Útil.

**Segunda Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal:** Que, el Tribunal Arbitral ordene al COES realizar el recálculo de las Liquidaciones de la Valorización de Transferencia de Potencia de los meses de agosto, octubre, noviembre y diciembre del año 2021, así como de los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2022 considerando un Costo Variable igual a cero (0) para la determinación de la Potencia Firme Remunerable de las centrales de Cogeneración Calificada, cuando su producción en el Intervalo de Punta haya estado asociado a la producción de Calor Útil.

**Pretensión Subordinada a la Primera Pretensión Principal:** Que, en el supuesto negado e hipotético que el Tribunal Arbitral considere que el Costo Variable de las centrales de Cogeneración Calificada utilizado para la determinación de la Potencia Firme Remunerable depende de la información que se presente sobre los costos de combustible en los que incurre cada central para la generación eléctrica, solicitamos al Tribunal Arbitral declare la nulidad y/o deje sin efecto la decisión mediante la cual se desestimó, por denegatoria ficta, el Recurso de Apelación interpuesto por SDFE, con fecha 22 de julio de 2022, contra lo resuelto por la Dirección Ejecutiva en su Carta COES/D-695-2022, notificada a SDFE el 29 de abril de 2022, la cual se produjo como consecuencia del vencimiento del plazo de 45 días hábiles previsto en el numeral 3 del artículo 11.7 del Estatuto del COES, sin que el Directorio del COES haya emitido pronunciamiento sobre dicho recurso, quedando expedito el derecho de SDFE a solicitar el inicio del arbitraje sobre la base de dicha denegación ficta, lo cual fue efectivamente ejercido por SDFE, a través de su solicitud de arbitraje presentada con fecha 05 de octubre de 2022.

> **Primera Pretensión Accesoria a la Pretensión Subordinada:** Que, como consecuencia de que se declare FUNDADA la Pretensión Subordinada, solicitamos al Tribunal Arbitral se sirva declarar que el COES debe considerar los costos reales en los que incurre la CT Oquendo cuando opera en modo cogeneración, lo cual determina que no se debe incluir la porción del combustible utilizada, aprovechada y pagada por la actividad productiva industrial asociada a dicha cogeneración.
>
> **Segunda Pretensión Accesoria a la Pretensión Subordinada:** Que, como consecuencia de que se declare FUNDADA la Pretensión Subordinada, solicitamos al Tribunal Arbitral se sirva ordenar al COES que considere como subsanadas las observaciones realizadas por el COES en su Carta COES/D-497- 2022 y, por lo tanto, disponga la actualización del costo de combustible de la CT Oquendo para el mes de mayo de 2022, conforme a lo reportado por SDFE en las Cartas SDFE-GG-100-2022 y SDFE-GG-121-2022.
>
> **Segunda Pretensión Principal:** Que el Tribunal Arbitral condene al COES al pago íntegro de los gastos arbitrales.

48. COSAC inicia la presente controversia a partir de que el COES habría cambiado el criterio que tenía respecto al Costo Variable que utilizaba para el despacho económico de la Central Térmica Oquendo, lo que afectó sus Ingresos por Potencia, sin una justificación para ello. COSAC alegó que la potencia firme remunerable que venía siendo determinada consideraba un costo variable de cero en el despacho económico; sin embargo, se pasó a determinar la potencia firme remunerable, considerando el valor del costo variable previsto en el programa diario de operación, para el día en el que ocurre el intervalo de punta, lo que hace que se utilice ya no el valor cero, sino el esquema general para centrales que no tienen prioridad en el despacho. COSAC considera que esta variación desconoce el reconocimiento de los ingresos por potencia que le corresponden legalmente a la Central Térmica Oquendo, cuando opera a calor útil.

49. COSAC indica que la Central Térmica Oquendo opera con Gas Natural de Camisea, siendo una central de cogeneración calificada, pues destina el calor útil y parte de la electricidad que genera para el consumo de una unidad productiva de SUFISA. Para que opere dicha integración, COSAC manifiesta que el calor útil y la electricidad se destinan a la fábrica industrial, como insumo para la producción de fibra y, con la finalidad de que pueda cogenerar electricidad, requiere el agua de refrigeración y el aire comprimido para el control y operación.

50. COSAC alegaba que el proceso de cogeneración implica que genere energía eléctrica y calor útil, a partir de una sola fuente. Así, logra un aprovechamiento de la energía reduciendo el consumo de los combustibles, pues el calor que se genera a partir del proceso de generación de electricidad es capturado y utilizado en la generación de vapor.

51. COSAC argumentó que el sistema de cogeneración está reconocido en el Decreto Supremo N° 064-2005-EM y permite que, si la central de cogeneración calificada es integrante del SEIN, el programa de operación y despacho será establecido según los requerimientos de producción asociada al calor útil, teniendo prioridad en el despacho. Dicha parte indica que, a diferencia de

las generadoras convencionales, el despacho de un cogenerador es independiente del programa de operación del COES.

52. Respecto al programa de despacho que tiene el COES, COSAC señala que las centrales de cogeneración calificada operan con prioridad en el despacho por disposición normativa y, para efectivizar la prioridad, se utiliza el valor de cero como costo variable y no otro valor, a diferencia del resto de unidades termoeléctricas. COSAC indica que ello se desprende del artículo 7.1 del Reglamento de Cogeneración, pues no se podría otorgar prioridad al despacho sin utilizar el valor cero como costo variable.

53. COSAC alega también que esta posición tiene un sustento técnico y sería que, cuando una central de cogeneración opera en dicho modo, no opera para satisfacer las necesidades del SEIN, sino el proceso productivo asociado por lo que el costo variable utilizado en el despacho debe ser cero.

54. COSAC indica que, conforme al Reglamento de Cogeneración, las transferencias de energía del titular de la central de cogeneración calificada que resultan de la operación económica del COES deben ser liquidadas conforme a los procedimientos técnicos previstos. En estos casos, COSAC sostiene que el COES debe adecuar los procedimientos para tomar en consideración las modalidades de operación de las centrales de cogeneración calificada.

55. Para COSAC, en los casos de ingresos por potencia, se debe calcular una potencia firme remunerable para las centrales de cogeneración calificada, siguiendo los pasos previstos, lo que implica que se deben adecuar los procedimientos a las características específicas de las centrales de cogeneración calificada. COSAC indica que se deben tener elementos específicos de la operación de las centrales de cogeneración calificada para que se adecuen a los procedimientos técnicos como el PR-30.

56. COSAC sostiene que, con la finalidad de reconocer el aporte de potencia de estas unidades al SEIN y, en definitiva, determinar su potencia firme remunerable, al momento de realizar el flujo de carga óptimo para un intervalo de máxima demanda en que una central de cogeneración calificada estuvo operando para producir calor útil, el COES debe emplear para dicha central el valor de costo variable cero. Este costo se usa para el flujo de carga óptimo necesario, toda vez que el artículo 112 del Reglamento de Concesiones Eléctricas dispone que para la realización del flujo de carga óptimo necesario para determinar los ingresos por potencia firme de una central, se deben tomar en consideración los costos variables de cada central utilizados en la elaboración del PDO del día en que ocurre la máxima demanda del mes. En consecuencia, considerando que las centrales de cogeneración tienen prioridad en el despacho, COSAC sostiene que para elaborar dicho PDO, necesariamente se utilizó un costo variable de cero, toda vez que esa es la única forma de asegurar la prioridad en el despacho.

    Para COSAC el valor antes indicado es el que se utiliza para la optimización del despacho de energía, por disposición expresa del artículo 112 del Reglamento de Concesiones Eléctricas. COSAC expresa que las centrales de cogeneración calificada presentan únicamente su costo variable cuando operan produciendo calor útil, por lo que el valor cero del costo variable para la determinación de la potencia firme remunerable de una central de

cogeneración calificada priorizada se debe utilizar para poder reconocerle la potencia que se aporta al SEIN.

57. COSAC sostiene que no se podría utilizar otro valor diferente para el costo variable, pues no se estaría siendo consistente con la priorización del despacho de la central de cogeneración calificada, cuando se opera a calor útil, ni se utilizaría el costo variable que usa el COES en la optimización del despacho de energía.

58. COSAC indica que el criterio explicado ha sido utilizado por el COES para el cálculo de potencia firme remunerable de forma interrumpida desde el año 2009 hasta el mes de agosto de 2021, en el que se cambió la forma en que se tomaron las decisiones.

59. COSAC indica que el cambio se generó por una apelación que planteó ENEL, cuestionando que la Central Térmica Oquendo haya recibido ingresos por potencia considerando una potencia firme remunerable calculada empleando el valor cero. En respuesta a este caso, el COES usó un criterio distinto al que se venía empleando a la fecha, dando la razón a ENEL y cambiando el criterio adoptado por el tiempo transcurrido. COSAC sostiene que el COES pasó de emplear un valor de costo variable cero a intercambiarlo sin modificación normativa que lo justifique.

60. COSAC indica que apeló todas las decisiones que empezaron a considerar un valor distinto del costo variable para la determinación de su remuneración de potencia; sin embargo, el COES ratificó su posición adoptada en la apelación de ENEL.

61. COSAC sostiene que el cambio del COES es errado y contraviene la normativa, pues la prioridad de las centrales de cogeneración calificada es aplicable tanto a la operación como a la determinación de la remuneración. COSAC considera que el COES parte de una premisa errada y es que la programación del despacho de las centrales de cogeneración calificada y la determinación de su remuneración de potencia no son decisiones aisladas ni independientes, sino que la normativa correlaciona el despacho y la remuneración de potencia.

62. COSAC señala que, aplicando el artículo 112 del Reglamento de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de Cogeneración, en el caso de las centrales de cogeneración calificada, el costo variable que correspondería ser utilizado es cero, pues tienen prioridad en el despacho. COSAC afirma que la priorización del despacho de la cogeneración calificada se hace en función a que opera al mínimo costo y ello solo es posible otorgando el valor del costo variable de cero. Incluso, dicha parte sostiene que el Reglamento de Cogeneración ha dispuesto que el costo variable de cero solamente no aplica para la determinación del costo marginal y no para algún otro momento.

63. COSAC argumenta que el nuevo criterio estaría negando la remuneración a unidades del sistema por un servicio que si proveen al SEIN. COSAC indica que las centrales de cogeneración calificada proveen potencia al sistema, con una alta eficiencia, pues es un requisito para que puedan estar acreditadas. Para COSAC, la norma obliga al COES a actuar bajo el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, asegurando la operación de las centrales de cogeneración calificada, por ser más eficientes que otras. COSAC considera que el nuevo criterio del COES contraviene la finalidad del Reglamento de Cogeneración.

64. COSAC alega que el nuevo criterio desconoce la retribución de ingresos por potencia a las centrales de cogeneración calificada cuando operan a calor útil, pese a que sí otorgan potencia al sistema. Para COSAC, la decisión del COES desconoce los incentivos que la regulación otorga a los co-generadores, con la finalidad de proveer mayor eficiencia en el sistema.

65. COSAC manifiesta que, como consecuencia de lo realizado, se debe ordenar ejecutar un recalculo de las LVTP, por la nulidad de los acuerdos impugnados, pues sus ingresos se habrían visto reducidos en los pagos de ingresos por potencia. En ese sentido, corresponde que se recalculen las liquidaciones de la valorización de transferencia de potencia de los meses de agosto, octubre, noviembre y diciembre de 2021, así como enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2022, considerando un costo variable igual a cero.

66. En caso que no se ampare su pretensión, COSAC postuló una pretensión subordinada en la que solicita que se considere que el costo variable de las centrales de cogeneración calificada para la determinación de la potencia firme remunerable depende de la información que se presente sobre los costos de combustible en los que incurre cada central de generación.

67. COSAC sostiene que la finalidad de los ingresos por potencia es que el COES realice un despacho en el que determine qué unidades tienen máxima demanda si el despacho hubiera sido eficiente. En esta posición, COSAC indica que el COES ha desconocido que las centrales de cogeneración calificada son más eficientes, lo que permite que se refleje en su despacho.

68. COSAC alega que el COES ha utilizado un valor que no se utiliza para el despacho de energía de la central en modo cogeneración, distorsionando el despacho económico de potencia. COSAC manifiesta que, pese a que las normas no han cambiado, el COES ha cambiado su criterio, indicando que no debe usar en la elaboración del despacho económico de potencia el valor de cero como costo variable de las centrales de cogeneración calificada, sino que debe utilizarse el valor previsto en el PDO del día en que ocurrió el intervalo punta del mes que es un valor referido a ciclo simple o ciclo abierto.

69. COSAC considera que ese criterio es ilegal pues desconoce la prioridad del despacho otorgada por el Reglamento de Cogeneración, exige que se utilice un costo variable que no corresponde al modo de cogeneración y distorsiona el despacho de potencia, pues no reconoce la eficiencia de las centrales de cogeneración calificada. Para COSAC, utilizar el valor del costo variable establecido en el PDO, en el intervalo punta del mes solo es razonable para las unidades que son programadas en el despacho a mínimo costo de energía, como lo son las centrales sin prioridad en el despacho; sin embargo, ello no ocurriría así para las centrales de cogeneración calificada.

70. Ahora, COSAC indica que, si se va a utilizar el valor del costo variable establecido en el PDO en el intervalo punta del mes, no se puede usar como lo ha hecho el COES, pues dicho valor corresponde a un ciclo simple o abierto, lo que no cumple una central de cogeneración calificada.

71. COSAC indica que, en este caso, corresponde que se tome en consideración los costos de combustible en los que incurre la Central Térmica Oquendo, cuando opera en modo cogeneración, para que el PDO considere el costo variable correspondiente a dicho modo y no se distorsione su posición en el despacho económico de potencia.

72. COSAC indica que los costos variables de la cogeneración son significativamente menores a los incurridos cuando se opera a ciclo simple o ciclo abierto, por su eficiencia. Dicha parte indica que, para poder considerarse una central de cogeneración calificada, la producción combinada tiene que cumplir con un nivel de rendimiento eléctrico efectivo superior a lo que exige el Reglamento. Así, COSAC sostiene que la Central Térmica Oquendo ha acreditado valores de relación entre energía eléctrica y calor útil superiores a los requeridos por el Reglamento, lo que involucra que el gas natural contratado se utiliza para producir dos productos, como lo son la energía eléctrica y el calor útil.

73. COSAC manifiesta que no se puede sostener que todo el gas natural que contrata un cogenerador se utiliza para la generación eléctrica, pues también se utiliza para producir calor útil, conforme a la definición de cogeneración del Reglamento. Así, dado que el gas natural se usa para dos productos, el costo también debería dividirse, bajo el esquema que proponga el COES, con la finalidad de reflejar el real costo de producción de energía eléctrica.

74. COSAC sostiene que, la Central Térmica Oquendo, compra gas natural a Pluspetrol, asumiendo el costo solo del gas que usa para la producción de energía eléctrica, respetando lo dispuesto en el Reglamento de Cogeneración, pues los costos del gas utilizado para la producción de calor útil, es asumido directamente por SUFISA. Dicho ello, considerando el nuevo criterio del COES, COSAC argumenta que corresponde que se tome en cuenta, para el cálculo del costo variable, el costo del gas natural suministrado y que es utilizado y aprovechado para la generación eléctrica, no considerando el costo del gas natural utilizado para producir calor útil.

75. COSAC considera que descontar el costo del gas natural utilizado para la producción del calor útil es necesario para determinar el costo real del gas natural de la generación eléctrica y, por ende, el costo variable de la Central Térmica Oquendo, caso contrario, se estaría considerando un costo aumentado incorrectamente por la inclusión de costos que corresponde a la actividad productiva y que no reflejan su eficiencia como cogenerador.

76. Para COSAC, la Central Térmica Oquendo debía informar el costo del gas natural suministrado que era asumido por la generación eléctrica cuando operaba en modo cogeneración y no considerar el costo asumido para la producción de Calor Útil para la actividad productiva, lo cual se hizo en la Carta SDFE-GG-100-2022.

77. COSAC sostiene que el COES, frente a su alegación, sostuvo que no correspondía actualizar el costo de combustible de la Central Térmica Oquendo y mantenían los costos que reflejaban algo distinto de la realidad, pues distorsionaba la posición de la Central Térmica en el despacho económico de potencia.

78. COSAC indica que justificó sus pedidos alegando que (i) SUFISA consumía gas natural, por lo que el calor útil no era un subproducto de la energía eléctrica, lo que generaba una diferencia entre lo que usaba SUFISA y lo que se inyectaba al sistema, (ii) el COES estaría desconociendo el concepto de cogeneración del Reglamento de Cogeneración, (iii) la cogeneración no requiere una medición independiente, pues, cuando el cogenerador, además de contratar gas natural para uso propio, lo hace para una actividad productiva, (iv) la factura de Pluspetrol clasificó el gas natural solo para

efectos del precio, (v) si no había metodología para que se calcule el costo real, existía la obligación del COES de llenarlo.

79. Frente a dicha apelación, COSAC sostiene que el COES no se pronunció, generándose una denegación ficta, por lo que plantea su pretensión subordinada, afirmando que, en el caso que se desestime su pretensión principal, corresponde que el COES reconozca el costo real de combustible que usa la Central Térmica Oquendo, en cogeneración.

80. COSAC manifiesta que, si el COES considera que se debe calcular un costo variable de la Central Térmica Oquendo, se debe considerar que el combustible es utilizado para dos productos y que, si no se tiene en consideración ello, no se representa la eficiencia de la cogeneración reconocida en el Reglamento de Cogeneración.

81. En ese orden, solicita que se ampare su pretensión subordinada y que, se establezca que corresponde al COES reconocer el costo real de combustible, sin agregar los costos de combustible que corresponden a la actividad productiva.

### VI.2. POSICIÓN PRESENTADA POR EL COES

82. Mediante escrito del 4 de agosto de 2021, el COES presentó su contestación de demanda en los siguientes términos.

83. El COES indica que, para entender la controversia, se debe advertir que, conforme al Reglamento de Cogeneración, si bien cuando la unidad de generación opera de manera asociada a calor útil debe dársele prioridad, pese a que por su Costo Variable no le correspondería, ello no implica que para la determinación de sus Ingresos por Potencia se considere que su Costo Variable sea cero. En estos casos, para el despacho económico de potencia, se analiza el Costo Variable de las unidades en la hora de máxima demanda del mes, atribuyendo los ingresos por potencia en dicha oportunidad.

84. El COES afirma que la norma no establece que, para las centrales de cogeneración, se otorgue una prioridad para el despacho económico de potencia, por lo que, para el caso de COSAC, se consideró los Costos Variables del PDO de las centrales de cogeneración calificada. Para dicha parte, COSAC pretendería aplicar de forma extensiva la prioridad prevista en el despacho económico de energía para el despacho económico de potencia, sin embargo, ello no es lo previsto en la norma, con la finalidad de obtener un beneficio no debido.

85. Respecto de la pretensión subordinada, el COES introduce su posición afirmando que todo el gas que se utiliza en COSAC es para la generación de electricidad y que, si bien existen productos derivados que se pueden aprovechar para otras actividades, ello no quiere decir que todo el gas no sea utilizado para la generación de electricidad y, por ende, no deba ser utilizado para calcular el Costo Variable. En ese orden, el COES sostiene que, si se redujera la cantidad de combustible que se utiliza en la turbina, se generaría menos electricidad; por lo que es correcto que se considere que todo el gas se utiliza para producir energía.

86. Para iniciar la explicación del caso, el COES afirma que ella, como coordinadora de la operación del SEIN, ordena qué generadoras ingresan a

operar, a partir de su eficiencia por su Costo Variable; sin embargo, por mandato legal podrían ingresar generadores que tengan uno más elevado.

87. En el marco de la operación del sistema, el COES indica que existen dos despachos que no son iguales ni tienen las mismas consecuencias. Primero, se tiene el despacho económico de energía que establece el orden real de los generadores que inyectan energía al SEIN y, segundo, el despacho económico de potencia que responde a criterios regulatorios para establecer el orden remunerativo de la potencia. El COES sostiene que ambos no colocan a las unidades de generación en el mismo orden.

88. El COES señala que se debe considerar que la regla general es que los Costos Variables de una unidad de generación determinen el orden de prioridad en el despacho económico de energía, lo que influye para el despacho económico de potencia y la remuneración de los ingresos por potencia.

89. El COES reconoce que COSAC es una central de cogeneración calificada, la cual opera con prioridad en el despacho por mandato del Reglamento de Cogeneración cuando su operación está asociada al calor útil, pese a que su Costo Variable no le permitiría entrar al Despacho Económico de Energía. En ese sentido, el COES afirma que se encuentra obligada, independiente del Costo Variable de COSAC, a disponer que despache prioritariamente la energía producida; sin embargo, no ocurre lo mismo para el cálculo de los ingresos por potencia de dichas centrales.

90. El COES considera que, a diferencia de lo que ocurre con el despacho económico de energía, la norma especial no establece que las centrales de cogeneración tengan prioridad en el despacho económico de potencia que se utiliza para calcular la potencia firme remunerable. Así, sostiene que no puede cambiar las reglas para determinar la potencia firme de las centrales de cogeneración calificada, sino que debe realizar el proceso normal de cálculo de los ingresos por potencia.

91. El COES argumenta que la controversia se inició porque, en la liquidación de valorización de transferencia de potencia de septiembre de 2021, se consideró a la Central Térmica de Oquendo con un Costo Variable cero y ENEL interpuso una apelación contra dicha decisión, solicitando el recálculo. Frente a dicho recurso, el COES declaró fundado el recurso de apelación, considerando, entre otros, que el Reglamento de Cogeneración solo establece un régimen de excepción para la determinación de su Potencia Firme.

92. Ante ello, a partir de diciembre de 2021, el COES aplicó el criterio antes dispuesto, lo que generó que COSAC impugne las valorizaciones que se emitieron, indicando que el Costo Variable que se le debe considerar, por los Reglamentos de Cogeneración y Concesiones Eléctricas, es 0. Dichos recursos fueron desestimados, generando este arbitraje.

93. Respecto de los Costos Variables de COSAC, el COES indica que COSAC remitió información para su determinación, descontando de sus costos variables combustibles los valores del combustible pagado por SUFISA. El COES manifiesta que observó la información, indicando que SUFISA no es un proveedor de combustible y el precio unitario por suministro de combustible solo debe considerar el precio del gas natural. Frente a ello, COSAC contestó dichas observaciones, las que fueron contestadas por el COES, concluyendo

que correspondía mantener el costo del combustible al valor vigente el mes anterior.

94. El COES señala que COSAC reconsideró dicha decisión, indicando que, como el Costo Variable no sería cero, debe detallarse los costos de combustible en los que incurre y solo incluirse el pago realizado por la energía destinada para generación eléctrica. Frente a dicho pedido, el COES declaró infundada la reconsideración. Posteriormente, COSAC apeló la decisión, lo que también habría sido desestimado.

95. Luego de explicar los puntos anteriormente señalados, el COES absuelve la primera pretensión de COSAC indicando que el hecho de que las centrales de generación tengan prioridad en el despacho no significa que su Costo Variable sea 0. En este caso, explica que, para programar el despacho económico de energía, se utiliza el modelo YUPANA, el cual usa los Costos Variables.

96. El COES indica que los Costos Variables permiten que se determine cuánto se requiere para producir energía; así, mientras menos costosa sea la energía de una unidad de generación, el Costo Variable será menor. Para el Perú, sostiene que el PR-31 determina cómo el COES debe medir el Costa Variable, siendo que, para las centrales de generación que operan con gas natural, toma en cuenta la información presentada sobre precios unitarios de suministro, transporte y distribución del combustible.

97. El COES alega que, pese a que lo anterior permitiría ordenar y programar el Despacho Económico de Energía, existen restricciones que el COES debe observar para plantear el despacho y que se encuentran en la normativa. Para estos casos, el Costo Variable no es relevante.

98. Respecto de las centrales de cogeneración, el COES sostiene que, a partir del Reglamento de Cogeneración, el programa de operación y despacho se hace sobre la base de requerimientos de producción asociados al calor útil, con una prioridad en el despacho. Para el COES, la prioridad en el despacho implica que, cuando las centrales de cogeneración calificada operan para producir calor útil, no se deben considerar sus Costos Variables como una variable en el modelo de optimización del despacho.

99. El COES reconoce que, cuando la Central Térmica Oquendo opera para producir calor útil para la actividad productiva integrada, independientemente del Costo Variable que tenga, ingresa al despacho económico. Pese a ello, el COES manifiesta que, cuando se opera a calor útil, no se asigna un valor ficticio de 0 en el Costo Variable, sino que fuerza su operación en el modelo de despacho económico.

100. El COES argumenta que, para hacer ello, considera una restricción de generación en el modelo YUPANA respecto a la operación de la central térmica Oquendo con independencia de sus Costos Variables reales. El COES no fija un Costo Variable de 0, sino que considera a las centrales térmicas fuera del despacho y hace que el modelo considere como un hecho que van a operar.

101. El COES sostiene que el mismo Reglamento de Cogeneración reconoce que las Centrales de Cogeneración tienen un costo variable distinto de cero, pues el artículo 7.3 del Reglamento de Cogeneración ordena no considerar al

Costo Variable para determinar el Costo Marginal a Corto Plazo y dicha norma solo tiene sentido y es relevante cuando existe un costo variable y el mismo es oneroso y no cuando es cero, pues, si el Costo Variable de la central térmica Oquendo fuera 0, no se fijaría el Costo Marginal de Costo Plazo, pues sería una de las primeras en el orden de despacho. Como ello no es así, para no afectar el Costo Marginal por la prioridad en el despacho, determina que el mismo, aunque existe, no se considere. Para el COES, el Reglamento de Cogeneración es un indicativo que consideró que las Centrales de Cogeneración Calificada tienen un Costo Variable.

102. El COES sostiene que la norma contenida en el art. 7.1 del Reglamento de Cogeneración no se puede interpretar de forma extensiva, por lo que para el Despacho Económico de Potencia no corresponde aplicar la restricción que se ha previsto en la norma para el Despacho Económico de Energía.

103. El COES indica que COSAC pretende aplicar reglas de otros casos, como ocurre con las centrarles RER, en donde la normativa expresamente indicó que se considere a sus Costos Variables como 0; sin embargo, esta norma es diferente a la del Reglamento de Cogeneración, pues indica expresamente una priorización como consecuencia de asignar un Costo Variable igual a 0. El COES manifiesta que las situaciones son diferentes porque, en las RER, existe una determinación del Costo Variable como 0, lo que no ocurre con las centrales de cogeneración calificada.

104. Por otro lado, el COES sostiene que las valorizaciones se ejecutaron de forma correcta, conforme a los procedimientos técnicos que ha fijado el OSINERGMIN y la normativa vigente. El COES indica que la remuneración de los Ingresos por Potencia se hace conforme a la Ley y es diferente del Despacho Económico de Energía.

105. El COES argumenta que el cálculo de la potencia firme remunerable se encuentra regulado en el numeral 11.3.1 del PR-30, el cual se ha aplicado. Para el caso de SDF, la fórmula que se usa está en función de los Costos Variables de las Unidades de Generación. En estos casos, sostiene que se determina (i) el factor de reserva firme, a partir de las potencias efectivas, (ii) la Unidad de Generación cuya fracción de potencia efectiva, acumulada a la potencia efectiva de las centrales que la precedieron, iguala a la máxima demanda mensual a nivel de generación, más la reserva, (iii) la potencia firme colocada, la cual es la suma de las potencias firmes de las Unidades de Generación cuyas potencias efectivas igualaron a la máxima demanda mensual a nivel de generación, más la reserva y (iv) el factor de reserva firme, el cual divide la potencia firme colocada y la máxima demanda mensual a nivel generación.

106. Respecto de la potencia firme, sostiene que, para las centrales de cogeneración, esto se encuentra regulado en el PR-26, el cual dice que se calculan con el promedio del tiempo de operación mensual de las centrales para las condiciones de operación con producción asociada a calor útil y sin producción de calor útil, así como la potencia medida en bornes de generación. El COES indica que el cálculo de potencia firme de las centrales de cogeneración depende, cuando operan como cogeneración, de su operación.

107. El COES afirma que el PR-30, al definir las centrales que serán remuneradas por potencia, no ha dejado de lado a las centrales que no despacharon en el intervalo de punta por tener alguna indisponibilidad, por lo que la potencia

firme remunerable y la determinación de los ingresos por potencia de las centrales de cogeneración calificadas depende, entre otros, de sus Costos Variables.

108. El COES argumenta que los Costos Variables de las Unidades de Generación que se deben considerar en el Despacho Económico de Potencia que determina la Potencia Firme Remunerable son los utilizados por el COES para elaborar el PDO del día en el que se produce el Intervalo de Punta del Mes.

109. El COES señala que tiene que seguir los procedimientos técnicos, en virtud del mandato del Reglamento del COES, las cuales son normas de obligatorio cumplimiento, aprobadas por OSINERGMIN.

110. Respecto a la regulación del PR-30, el COES expresa que este es acorde con el artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, pues solo desarrolla técnicamente cómo se hacen los cálculos de las liquidaciones mensuales. En este caso, indica que los dos cuerpos normativos son similares, pues, sin perjuicio de la diferencia en cuanto a algunos términos técnicos, regulan conceptualmente lo mismo. Así, indica que no se puede sostener que el PR-30 contraviene el artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

111. Respecto de los despachos económicos de energía y potencia, el COES alega que no es lo mismo. Para el COES, el despacho económico de energía es operativo y se orienta a garantizar el abastecimiento de energía eléctrica al menor costo total de operación; mientras que el despacho económico de potencia es hipotético, realizado para determinar la potencia firme remunerable y, con ello, los ingresos por potencia de las unidades de generación. El COES disiente de la posición de COSAC que equipara la prioridad en el Despacho Económico de Energía con una prioridad en el Despacho Económico de Potencia.

112. El COES sostiene que COSAC pretende extender ventajas excepcionales que establece la normativa a pesar de que goza de ciertos beneficios. El COES indica que la central de cogeneración tiene una prioridad en el despacho, lo que es un beneficio en sí mismo y, para ello, no requiere alguna vinculación con el despacho económico de potencial. Como ventaja adicional, el COES argumenta que la norma prevé una ventaja para las centrales y es que, al momento de determinar su remuneración por potencia, tiene una norma especial como el PR-26, por lo que lo solicitado por COSAC pretende un segundo beneficio. Adicionalmente, se establece que se aplicarán los mismos precios de compra de gas natural y de tarifas de transporte y distribución que los generadores eléctricos, quienes pagan montos menores, y tienen beneficios para el pago de servicios de transmisión. El COES argumenta que el Reglamento de Cogeneración contiene beneficios que aplican a COSAC; sin embargo, COSAC pretende beneficios adicionales.

113. El COES considera que el Costo Variable no afectó la remuneración por potencia de la Central Térmica de Oquendo, pues el Costo Variable no afectó sus ingresos por potencia. Para dicha parte, si se acogiera la demanda principal de COSAC, los ingresos por potencia de la central serían los mismos que se encuentran actualmente. El COES afirma que la Potencia Firme es un insumo importante para calcular los ingresos por potencia de una unidad de generación, en concreto, para el cálculo de su potencia disponible, por lo que, si esta es 0, los ingresos serán igual.

114. Respecto de los argumentos referidos a la eficiencia de la cogeneración, el COES sostiene que la eficiencia energética no es relevante para la remuneración de la potencia, pues para ello se considera la eficiencia económica. Dicha parte sostiene que no existe alguna disposición que permita que, por el hecho de tener la calificación que pretende COSAC, se despache a centrales de generación que son más eficientes en términos del costo de la energía primaria. Adicionalmente, el COES argumenta que la central térmica está operando con una configuración distinta a la de supuesta alta eficiencia, por lo que no reúne características para hacerla más eficiente que el resto de las unidades de generación.

115. Por otro lado, el COES argumenta que el cambio de criterio que ejecutó no es una arbitrariedad, pues lo que ocurrió es que un agente del SEIN impugnó un acuerdo, generando que el COES concluya que, de forma errónea, se había considerado un Costo Variable de 0 para las centrales de cogeneración para efectos del despacho económico de potencia, cuando ello no se desprendía de la normativa. El COES sostiene que, si bien antes se usó un criterio diferente, ello no implica que este debe mantenerse.

116. Respecto de la pretensión subordinada, el COES indica que los Costos Variables de las Centrales Térmicas se determinan por la suma del Costo Variable Combustible y no Combustible. Respecto al primero, el PR-31 regula la fórmula en el caso de un consumo específico de calor de la unidad, siendo que, para el caso de la central térmica Oquendo, considera el costo del combustible. Para calcular ello, varía la posición dependiendo del tipo que se utilice para operar, siendo que el Costo de Combustible es el resultado de la suma de precios unitarios de suministro, transporte y distribución del combustible gaseoso que es utilizado para que opere la central.

117. El COES afirma que los Costos Variables se determinan en base a la información que presentan los titulares de las centrales de generación, por lo que se remite los cálculos de los precios unitarios de suministro, transporte y distribución de dicho combustible, siguiendo el PR-31.

118. El COES afirma que todo el gas natural que se utiliza en la Central Térmica Oquendo va a la producción de energía eléctrica, por lo que se debe considerar en su totalidad en el cálculo de los Costos Variables. Respecto de los alegatos de uso separado de combustible que plantea COSAC, el COES argumenta que todo el combustible adquirido es inicialmente ingresado y proceso por la turbina de generación eléctrica, afirmando que, si se redujera todo el volumen del combustible contratado por el suministrador, lo primero que se reduce es la cantidad de energía.

119. El COES considera que COSAC pretende sostener que parte del gas natural se utiliza para producir calor útil y parte para operar la Central Térmica; sin embargo, ello no es así, pues todo se usa para la producción de la energía eléctrica y los gases de escape son aprovechados por el sistema de recuperación.

120. El COES indica que no niega que el gas natural que se utiliza también produce calor útil, sino que ello no reduce el Costo Variable Combustible. Para dicha parte, COSAC pretende que se considere que su central de generación no consume todo el gas en producir energía, lo cual es incorrecto.

121. El COES afirma que, en los casos en los que existe uso propio del gas natural por parte de la actividad productiva, estos no se consideran como parte del

Costo Variable de la Generación. Para el COES, indistintamente de que el gas se aproveche por otra actividad, se utiliza para la generación, debiendo considerarse para los Costos Variables.

122. El COES sostiene que el único supuesto por el que no sería considerado en los Costos Variables de una Unidad de Generación es si el mismo no se ha usado en la producción de la energía eléctrica, con medidores. Ello no ocurriría en este caso. Respecto del supuesto vacío alegado por COSAC, el COES considera que ello no existe, sino que hay una regulación aplicable como lo son los PR.

123. Por último, el COES indica que corresponde que sea COSAC quien asuma los gastos de este proceso, pues no existen motivos para que sus pretensiones se admitan.

## VII. CONSIDERANDO QUE:

124. Antes de analizar la materia controvertida, corresponde recordar lo siguiente:

i. El Tribunal Arbitral se constituyó sin que las partes, al momento en que se presentaron las aceptaciones al cargo, hayan manifestado algún cuestionamiento a sus designaciones.

ii. El Tribunal Arbitral que emite el Laudo no posee alguna recusación pendiente, de ser resuelta.

iii. SDF presentó su demanda, junto con los medios probatorios que estimó pertinente. Dichos medios probatorios fueron admitidos.

iv. COSAC sucedió procesalmente a SDF.

v. El COES contestó la demanda, junto con los medios probatorios que estimó pertinente.

vi. Ambas partes presentaron sus pruebas y pudieron ejercer su derecho de defensa.

vii. Conforme a lo establecido al numeral 1 del artículo 139 de la Constitución Política del Perú, el Tribunal Arbitral ejerce función jurisdiccional y; por lo tanto, no se encuentra subordinado a ningún órgano administrativo, judicial o de cualquier otra índole, ejerciendo sus funciones con absoluta independencia, en el marco de las competencias que son propias a su naturaleza

viii. Se celebraron audiencias con la asistencia de las partes, en las que tuvieron plena libertad de poder ejercer la defensa de su posición frente a todo el Tribunal Arbitral.

ix. Se emite el Laudo dentro del plazo previsto.

125. Asimismo, antes de desarrollar los argumentos con los que se resolverán los puntos controvertidos, este Tribunal Arbitral considera pertinente señalar lo siguiente:

i. Los hechos que serán valorados por el Tribunal Arbitral son los que han sido expuestos por las partes a lo largo de sus escritos y que obran en los actuados en este proceso, siendo los Antecedentes un resumen de lo expuesto.

ii. El presente Laudo Arbitral resolverá las pretensiones formuladas por las partes y expresadas en los puntos controvertidos.

iii. El Tribunal Arbitral declara haber revisado todos y cada uno de los escritos presentados por las partes, así como los medios probatorios que resultan pertinentes para emitir el presente Laudo Arbitral, analizándolos y adjudicándoles el valor probatorio que les corresponde, aun cuando en el Laudo no se haga mención expresa a alguno o algunos de ellos o al valor probatorio que le ha sido asignado, conforme a lo dispuesto en el primer párrafo del artículo 43 del Decreto Legislativo N° 1071.

126. A partir de ello, el Tribunal procederá a resolver los Puntos Controvertidos del proceso.

## VIII. PRIMER PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DECLARE LA NULIDAD DE LOS ACUERDOS DE DIRECTORIO DEL COES N° 588 (O.D.6), 589 (O.D.8) Y 590 (O.D.7), QUE DECLARARON FUNDADOS LOS RECURSOS DE APELACIÓN INTERPUESTOS POR ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A. CONTRA LAS DECISIONES DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA QUE APROBARON LA LIQUIDACIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE LOS MESES DE AGOSTO, OCTUBRE Y NOVIEMBRE DE 2021 Y LOS ACUERDOS DE DIRECTORIO DEL COES N° 592 (O.D.3), 594 (O.D.8), 596 (O.D.8), 598 (O.D.6), 599 (O.D.6), 600 (O.D.7), 601 (O.D.7), 603 (O.D.7), 605 (O.D.6), 608 (O.D.8), 609 (O.D.6), 610 (O.D.8), 612 (O.D.10), 614 (O.D.9), 616 (O.D.8) Y 618 (O.D.9), QUE DECLARARON INFUNDADOS LOS RECURSOS DE APELACIÓN INTERPUESTOS POR SDF CONTRA LAS DECISIONES DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA QUE APROBARON LA LIQUIDACIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA QUE CORRESPONDE A LOS MESES DE DICIEMBRE DE 2021; ENERO, FEBRERO, MARZO, ABRIL, MAYO, JUNIO, JULIO, AGOSTO, SEPTIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE 2022; Y ENERO, FEBRERO Y MARZO DE 2023.

127. Este punto controvertido contiene la materia controvertida referida a la pretensión promovida por COSAC para que se declare la nulidad de las mencionadas decisiones del COES.

128. A este efecto, la parte demandante sostiene que dichas decisiones son ilegales puesto que, a su juicio, contravienen lo dispuesto por el artículo 7 del Reglamento de Cogeneración, al disponer que no se utilice el valor de cero como costo variable de la C. T. Oquendo, lo que no corresponde al modo de cogeneración y distorsiona el despacho de potencia al no otorgarse prioridad a las centrales de cogeneración calificada y poner en riesgo su remuneración por Potencia.

129. Definida en esos términos la pretensión de nulidad corresponde que este Tribunal Arbitral verifique, por un lado, si las decisiones del COES contravienen o no la normativa invocada por COSAC; y, de otro, si estas impiden que se otorgue prioridad a las centrales de cogeneración calificada en el despacho.

130. Con relación al primer extremo, es importante tener en cuenta lo siguiente. La cogeneración es definida como "*el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico*"[1]. En ese sentido, en un mismo proceso, existe una producción simultánea de electricidad (energía eléctrica) y de calor útil (energía térmica).

131. El marco normativo que regula la Cogeneración está configurado por las siguientes disposiciones:

- Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley No 25884-
- Reglamento aprobado por Decreto Supremo No 009-93-EM y sus normas modificatorias.
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley No 28832[2] –
- Decreto Legislativo No 1041que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico[3].
- Reglamento de Cogeneración – Decreto Supremo No 037-2006-EM, modificado mediante el Decreto Supremo No 082-2007-EM y el Decreto Supremo No 052-2009-EM.

132. El Reglamento de Cogeneración establece las condiciones y requisitos que deben cumplir las Centrales de Cogeneración Calificada que participen en el mercado eléctrico. Igualmente, define los incentivos, derechos y beneficios que se les otorga con la finalidad de promover el desarrollo de una tecnología que se considera mejora la eficiencia energética y reduce el consumo de combustibles mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil.

133. Es así como, entre sus principales disposiciones sobre condiciones y requisitos cabe destacar las siguientes:

- Define el autoconsumo de Potencia y Energía destinado al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración, disponiendo que sea medido y registrado de manera independiente para efectos de las valorizaciones del COES[4].
- Establece los valores mínimos que se deben acreditar para efectos de la calificación como centrales de cogeneración, esto es los valores mínimos de rendimiento eléctrico efectivo (REE) según

[1] Definición del artículo 3.5 del Reglamento de Cogeneración actualizado por la Resolución 244-2016-OS-CD.

[2] Introduce medidas de promoción e incentivo para las inversiones a la cogeneración que se conecte al SEIN, definiendo que la venta de excedentes no contratados será a los generadores de mayor transferencia en el mercado de corto plazo, y que el pago por el uso de las redes de distribución será únicamente el costo incremental incurrido.

[3] Otorga incentivos para la instalación de centrales a gas de ciclo combinado en la actividad de generación eléctrica. Así como a la depreciación acelerada de los activos hasta un 20% al año.

[4] Artículo 3.1 y 3.2.

combustible y/o tecnología. Además, para las centrales de cogeneración que utilicen como combustible el gas natural, también se deben acreditar valores de relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C) iguales o superiores a los indicados en el cuadro siguiente[5]:

| Tecnología / Combustible | Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) | C = E/V |
|---|---|---|
| Turbina de vapor a contrapresión | 0,70 | 0,15 |
| Turbina de vapor de extracción | 0,58 | 0,30 |
| Turbina de gas de ciclo simple | 0,55 | 0,40 |
| Turbina de gas de ciclo combinado | 0,55 | 0,50 |
| Motores de combustión interna | 0,55 | 0,60 |
| Biomasa (*) | 0,30 | - |

134. Conforme al Reglamento de Cogeneración, los beneficios que recibe el Cogenerador Calificado son:

- Tanto el precio del Gas Natural como las tarifas de Transporte y Distribución de Gas aplicables a los Cogeneradores para las Centrales de Cogeneración Calificadas son las mismas que corresponden para los Generadores Eléctricos según la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural – Ley No 27133 y su Reglamento[6].
- Contratar el suministro, transporte y distribución de gas natural que requiera para su uso propio y para el uso de actividad productiva asociada a dicha cogeneración, siempre y cuando cuente con sistemas o equipos de medición independientes que permitan diferenciar el gas consumido tanto para la cogeneración como para la actividad productiva asociada a dicha cogeneración, debido a que el precio de generador únicamente solo podrá asignarse al volumen de gas consumido para la cogeneración[7].
- Libre acceso al uso de los sistemas secundarios y complementarios de transmisión o de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido[8].
- Prioridad en el despacho según la programación del COES[9], cuando operen en modo de cogeneración.
- No se considerará el costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere los Artículos 105 y 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas[10].
- La valorización de energía entregada y retirada por un Cogenerador será efectuada según los procedimientos establecidos en el artículo 107 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas[11].
- La Potencia Firme a que se refiere el inciso a) del Artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas se calculará como el

[5] Artículo 5.
[6] Artículo 6.
[7] Artículo 6.
[8] Artículo 12.
[9] Artículo 7.1.
[10] Artículo 7.2.
[11] Artículo 7.3.

promedio de las potencias medidas en bornes de las unidades de generación eléctrica durante el mes de evaluación. A este efecto, el COES deberá tener en consideración los límites determinados por la producción asociada de Calor Útil de la Central de Cogeneración Calificada[12].

- La liquidación de los Egresos por Compra de Potencia y el Pago por Potencia de un Cogenerador integrante del COES se efectuará de conformidad con el Artículo 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. A este efecto, el Autoconsumo de Potencia en la hora de máxima demanda mensual se considerará como una compra de potencia al sistema, que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al Cogenerador. Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de una Central de Cogeneración Calificada serán determinados conforme al Artículo 113 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas[13].
- El Cogenerador integrante del COES podrá comercializar su potencia y energía entregada al sistema con los distribuidores, generadores y/o clientes libres. Las transferencias que resulten de la operación económica del sistema serán liquidadas según los procedimientos del COES[14].

135. Del análisis de la normativa citada se verifica que no existe norma que establezca como obligación del COES considerar un valor de cero como el Costo Variable de las Centrales de Cogeneración Calificada para el cálculo de la Potencia Firme Remunerable de este tipo de centrales.

136. En efecto, el artículo 7 del Reglamento de Cogeneración se circunscribe a disponer que el Costo Variable de ese tipo de unidades, a efectos del despacho, no será considerado para la determinación del Costos Marginal de Corto Plazo a que se refiere los artículos 105 y 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

> *"7.2 El costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada, despachadas según el criterio anterior, no será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere los Artículos 105 y 106 del Reglamento".*

137. Como puede advertirse, la aplicación de esa regla se limita a los alcances de los artículos 105 y 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

138. En ese sentido, la norma del artículo 7.2 al disponer que su alcance está referido a los efectos de los artículos 105 y 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas contiene un límite de aplicación al despacho de energía, por cuanto dichos artículos sólo norman el Costo Marginal de Corto Plazo de energía.

139. Claramente se trata de una norma de excepción que no puede interpretarse extensivamente para aplicarla a otros supuestos, como es el caso de los artículos 109, 110, 111 y 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas que contienen las reglas aplicables para la determinación de la Potencia Firme Remunerable.

140. Si bien el artículo 7.1 del Reglamento de Cogeneración consagra una prioridad en el despacho sin especificar si se trata de energía o potencia o de ambos,

[12] Artículo 8.
[13] Artículo 9.
[14] Artículo 13.1

empero cabe tener en consideración que la regla se establece para la aplicación de los artículos 92 a 99 y 105, 106 y 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, esto es para normas aplicables únicamente al despacho de energía:

> *"Artículo 7.- Optimización, operación y producción de energía eléctrica*
>
> *Tratándose de Centrales de Cogeneración Calificadas integrantes del SEIN, se deberá cumplir con las siguientes reglas para la aplicación de los Artículos 92 a 99, y 105, 106 y 124 del Reglamento:*
>
> *7.1 El programa de operación y despacho de las Centrales de Cogeneración Calificadas será establecido según los requerimientos de producción asociada de Calor Útil, y tendrá prioridad en el despacho. Para tal efecto, el Cogenerador deberá presentar su programa de generación a la Dirección de Operaciones del COES, para ser incluido en la programación del despacho, según la periodicidad establecida en los procedimientos del COES.*
>
> *7.2 El costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada, despachadas según el criterio anterior, no será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere los Artículos 105 y 106 del Reglamento.*
>
> *7.3 La valorización de la energía entregada y retirada por un Cogenerador, será efectuada según los procedimientos establecidos en el Artículo 107 del Reglamento. Para tal efecto, el COES considerará la producción de energía eléctrica de la Central de Cogeneración Calificada como entrega de energía al sistema y el Autoconsumo de Energía como un retiro de energía del sistema atribuible al propio Cogenerador."*

141. Sin perjuicio de lo anterior, también es relevante tener en cuenta que el propio Reglamento de Cogeneración contiene normas expresas y específicas sobre la determinación de la Potencia Firme, como son las previstas en el segundo y tercer párrafo del artículo 8 y el artículo 9:

> *"Artículo 8.- Energía y Potencia Firme de Centrales de Cogeneración Calificada*
>
> *Para determinar la Energía Firme a que se refiere el inciso b) del Artículo 103 del Reglamento, para las Centrales de Cogeneración Calificadas se empleará la energía eléctrica que se proyecta entregar al SEIN en cada año calendario. El COES adecuará el Procedimiento correspondiente.*
>
> *La Potencia Firme a que se refiere el inciso a) del Artículo 110 del Reglamento para las Centrales de Cogeneración Calificadas, se calculará como el promedio de las potencias medidas en bornes de las unidades de generación eléctrica durante el mes de evaluación.*
>
> *Para la aplicación de los establecido en los párrafos precedentes, el COES deberá tener en consideración los límites determinados por la producción asociada de Calor Útil de la Central de Cogeneración Calificada.*
>
> *Artículo 9.- Egresos y pagos por Potencia eléctrica*
>
> *La liquidación de los Egresos por Compra de Potencia y el Pago por Potencia de un Cogenerador integrante del COES se efectuará de conformidad con el Artículo 111 del Reglamento. Para tal efecto, el Autoconsumo de Potencia en la hora de máxima demanda mensual se considerará como una compra de potencia al sistema, que constituye un Egreso por Compra de Potencia*

> *atribuible al Cogenerador. Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de una Central de Cogeneración Calificada serán determinados conforme al Artículo 113 del Reglamento."*

142. Conforme a las reglas establecidas en los citadas segundo y tercer párrafo del artículo 8 y el artículo 9 del Reglamento de Cogeneración, se identifica que, para la determinación de la Potencia Firme Remunerable de las Centrales de Cogeneración Calificadas, el COES está obligado a efectuar la liquidación de acuerdo con los artículos 111 y 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas que disponen la elaboración de un flujo óptimo considerando los Costos Variables de las Unidades de Generación en un Programa Diario de Operación (PDO).

> *"Artículo 111°. - La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.*
>
> *a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:*
>
> > *I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;*
> > *II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente*
> > *de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;*
> > *III) Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se*
> > *requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;*
> > *IV) El Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el artículo 137° del Reglamento;*
> > *V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia; V) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.*
>
> *b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).*
>
> *c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.*
>
> > *I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.*

*II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.*

*d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años.*

*El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.*

*Artículo 112°.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:*

*a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:*

*I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del artículo 111° del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.*
*II) Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:*

*1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el artículo 110° del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.*
*2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.*
*3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.*

*III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.*
*IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.*
*V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del artículo 111° del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.*

*VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).*
*VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras. b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.*

*c) Incentivos a la Disponibilidad:*

*I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.*
*II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del artículo 110° del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.*
*III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.*

*d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:*

*I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;*
*II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;*
*III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;*
*IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);*
*V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.*

*e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá*

*considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.*

*El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."*

143. Atendiendo a normado por los artículos 111 y 112 del Reglamento de Concesiones, concordados con segundo y tercer párrafo del artículo 8 y el artículo 9 del Reglamento de Cogeneración, se aprecia que no existe una regla que imponga una prioridad para las Centrales de Cogeneración en el despacho económico de Potencia.

144. Por ello, se encuentra que el Procedimiento PR-30 guarda coherencia con esa regulación, al disponer como criterio y procedimiento que, para el cálculo a Potencia Efectiva, los Costos Variables son los que corresponden a los utilizados por el COES para elaborar el PDO:

| COES | PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN | PR-30 |
|---|---|---|
| VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y COMPENSACIONES AL SISTEMA PRINCIPAL Y SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN | | |
| • Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 200-2017-OS/CD del 26 de setiembre de 2017.<br>• Modificado por Osinergmin mediante Resolución N° 161-2020-OS/CD del 23 de octubre de 2020. | | |

7.11 Para el caso de Participantes Generadores que cuenten con Centrales de Cogeneración Calificadas y los Autoconsumos de Potencia de los procesos productivos asociados a dichas centrales sean suministrados por el mismo Participante Generador, se deberá considerar lo siguiente:

a. Para determinar los Pagos por Capacidad se considerará al Autoconsumo de Potencia como la Demanda Coincidente.

b. Para determinar las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión, no se considerará el Autoconsumo de Potencia.

Los consumos de energía y potencia del proceso productivo asociado al proceso de cogeneración de una Central de Cogeneración Calificada y que superen la producción de dicha central en un Intervalo de Mercado, deberán ser respaldados mediante contratos de suministro. En este caso, para determinar los Pagos por Capacidad y las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión , se considerará el resultado de la Demanda Coincidente del proceso productivo menos el Autoconsumo de Potencia, siempre que este resultado sea positivo[1].

7.12 La Potencia Efectiva y la Potencia Firme de cada Unidad de Generación utilizados para efectos del presente Procedimiento Técnico, corresponderá a los valores vigentes al último día calendario del mes materia de valorización. Para el caso de centrales hidráulicas, centrales de ciclo combinado, Centrales de Cogeneración Calificada, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y centrales de generación adicional, se considerará como Unidad de Generación a toda la central. Asimismo, para efectos de las Valorizaciones de la Transferencia de Potencia, la Potencia Efectiva de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas será considerada con igual valor que su Potencia Firme.

7.13 Los Costos Variables calculados a Potencia Efectiva, correspondientes al Intervalo de Punta del Mes, corresponderán a los utilizados por el COES para elaborar el PDO de dicho día. Para el caso de Unidades de Generación que puedan operar con más de un combustible o modos de operación, el Costo Variable a considerarse en el presente Procedimiento corresponderá al modo de operación con el cual logre la mayor Potencia Efectiva.

11.2 **Ingresos por Potencia**

El Ingreso por Potencia de un Participante Generador es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema y su Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

11.3 **Ingreso Garantizado por Potencia Firme Requerido por el Sistema**

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al Ingreso mensual Disponible para el Pago de Potencia multiplicado por el complemento del factor de Incentivo al Despacho, fijado por el Ministerio de Energía y Minas, el cual equivale a uno (1) menos el factor por Incentivo al Despacho.

> 11.3.1 **Potencia Firme Remunerable**
>
> 11.3.1.1 Se determina la Potencia Efectiva Total, que es el resultado de la suma de las Potencias Efectivas de todas las Unidades de Generación.
>
> 11.3.1.2 Se calcula la Reserva como el producto de la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación y el Margen de Reserva.
>
> 11.3.1.3 Si la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de Generación es igual a su Potencia Firme.
>
> 11.3.1.4 Si la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva es menor o igual que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de Generación será determinada mediante el siguiente procedimiento:
>
> a. Se determina el Factor de Reserva Firme:
>
> a.1 Se ubican las potencias efectivas de las Unidades de Generación en orden creciente de sus Costos Variables, calculados según el numeral 7.13 del presente Procedimiento.
>
> a.2 Se determina la Unidad de Generación cuya fracción de Potencia Efectiva colocada, acumulada a la Potencia Efectiva de las Unidades de Generación que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva.
>
> a.3 Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las Potencias Firmes de las Unidades de Generación cuyas Potencias Efectivas igualan la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva, considerando para la última Unidad de Generación, únicamente, su Potencia Firme equivalente a la fracción de la Potencia Efectiva Colocada por ella.
>
> a.4 El Factor de Reserva Firme es el cociente de la Potencia Firme Colocada y la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.
>
> b. Se determina la Potencia Disponible de cada Unidad de Generación como el cociente de su Potencia Firme, entre el Factor de Reserva Firme.
>
> c. Se efectúa el despacho económico de potencia de las Unidades de Generación, mediante un único Flujo de Carga óptimo para el Intervalo de Punta del Mes, considerando:
>
> c.1 Todas las Unidades de Generación en servicio, con rangos de potencias activas generables entre cero (0) y sus Potencias Disponibles.
>
> c.2 Los Costos Variables de cada Unidad de Generación, calculados según el numeral 7.13 del presente Procedimiento, con las consideraciones indicadas en el numeral 11.3.3, cuando corresponda.
>
> c.3 Como demanda, la Demanda Coincidente informada por los Participantes y el consumo de los servicios auxiliares de las Unidades de Generación.
>
> c.4 Configuración de la red de transmisión correspondiente al Intervalo de Punta del Mes, para tal efecto se considerará la red completa de transmisión; es decir, no se considerarán desconexiones de instalaciones de transmisión por fallas o mantenimientos, ni cambio en la configuración asociadas a tales desconexiones. La red de transmisión no considerará sobrecarga, ni configuraciones especiales y se deberán utilizar los mismos parámetros eléctricos, capacidades y Restricciones de capacidad de transmisión utilizados en el modelo AC para el análisis eléctrico del Programa Diario de Operación[2].
>
> c.5 Para completar el Flujo de Carga Óptimo en AC, se deberá considerar la potencia reactiva asociada a la Demanda Coincidente de los Participantes y a los consumos de servicios auxiliares de las Unidades de Generación. Asimismo, se considerarán los límites máximos de potencia reactiva de las Unidades de Generación y de los equipos de compensación reactiva dinámicos; disponibilidad plena de los equipos de compensación reactiva estático del sistema de transmisión, mantener la Tensión de Operación dentro de los límites establecidos.
>
> Las potencias de cada Unidad de Generación resultantes del despacho económico de potencia se denominan Potencias Disponibles Despachadas.

145. Calcular el despacho económico de potencia mediante el Flujo de Carga Óptimo, considerando entre otras variables, los Costos Variables de cada Unidad de Generación utilizados por el COES para elaborar el PDO del día en el que se produce el Intervalo de Punta del Mes, calculados según el numeral 7.13 del Procedimiento PR30 no contraviene ni el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ni el Reglamento de Cogeneración.

146. Ciertamente no existe disposición normativa que consagre prioridad a las Centrales de Cogeneración Calificada para efectos del cálculo de la determinación de sus Ingresos por Potencia. En esa medida no corresponde que a este tipo de Centrales se les excluya de aplicar sus Costos Variables utilizados en el PDO, como uno de los insumos a considerar para el procedimiento de cálculo de la Potencia Firme Remunerable.

147. Es sumamente relevante advertir que cuándo la normativa ha asignado un valor de cero a los Costos Variables lo ha hecho de manera expresa, por cuanto el caso es una excepción a la regla general.

148. En efecto, esto ocurre para el caso de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables – Decreto Legislativo No 1002:

> *"Artículo 5.- Comercialización de energía y potencia generada con RER La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0). (…)"*

149. Hay que advertir que la norma de excepción citada para el caso de las centrales que operan con energía renovable dispone que el "despacho diario de carga efectuado por el COES" debe considerar como costo variable de producción igual a cero (0).

150. Lo anterior no ocurre para el caso de las Centrales de Cogeneración, ya que el citado artículo 7.2 del Reglamento de Cogeneración dispone que el costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada no sea considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere los artículos 105 y 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Es decir, no existe norma que disponga asignar como costo variable un valor ficticio de cero. La norma contenida en el artículo 7.2 parte de reconocer que las Centrales de Cogeneración Calificada tienen Costos Variables, por lo que únicamente para la prioridad en el despacho se dispone que no se tengan en cuenta en la formación del Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN. Pero esa disposición no puede extenderse para disponer que para la determinación de la Potencia Firme Remunerable se considere un Costo Variable de cero (0).

151. Según lo alegado por COSAC, la lectura conjunta del artículo 7.1 del Reglamento de Cogeneración y del artículo 112 del Reglamento de Concesiones Eléctricas evidencia claramente que, para el despacho de potencia, el COES debe considerar que el costo variable de una Central de Cogeneración Calificada es igual a cero (0), ya que este es el mismo valor que se utiliza para la optimización del despacho de energía.

152. Es decir, la interpretación de COSAC parte de asumir que para la optimización del despacho económico de energía de una Central de Cogeneración Calificada el COES utiliza el costo variable de cero.

153. Sin embargo, esa premisa no es cierta. En efecto, en el modelo YUPANA software utilizado por el COES para la optimización del despacho económico del SEIN, se ingresan los Costos Variables de las Centrales de Cogeneración que estas remiten al COES como información de sus costos de producción (costos

de combustibles). Por eso el PDO sí registra un Costo Variable de dichas centrales bajo el modo de operación con gas en el que logra la mayor Potencia Efectiva según la Ficha Técnica declarada por la propia empresa.

154. Como explica el COES, el Costo Variable consignado en el PDO sirve para calcular el costo total del sistema, dato que debe reportar al OSINERGMIN, conforme a la Resolución No 100-2016-OS/CD, con el objetivo de establecer el sistema de seguimiento para que Osinergmin pueda supervisar el cumplimiento de la planificación de la operación del SEIN, en los horizontes temporales del mediano y corto plazo, los cuales deben garantizar la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica, el menor costo operativo y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Por esa razón, los Costos Variables de la CT Oquendo, sí formaron parte de la determinación del costo total de operación que forma parte de la programación diaria que realiza el COES.

155. Indudablemente, si dichos Costos Variables no hubieran sido definidos y utilizados por el COES para el PDO no habrían sido considerados en la determinación del costo total de operación del SEIN que se reporta al OSINERMIN.

156. De otro lado, de acuerdo con lo expresado por el Directorio del COES al resolver la apelación presentada por COSAC, se considera un Costo Variable de la CT Oquendo igual al que se emplea para su operación como ciclo simple puesto que es el modo declarado por SDF en la Ficha Técnica de dicha central, y el que logra la mayor Potencia Efectiva. De manera que COES no consideró la potencia operando en modo de cogeneración debido a que la propia SDF no solicitó la operación comercial de alguna unidad de turbo vapor y no declaró en la Ficha Técnica de la CT Oquendo el modo de operación a ciclo combinado en modo cogeneración, y tampoco realizó gestiones ante el COES para que este modo de operación tenga una Potencia Efectiva.

157. De acuerdo con el numeral 7 del Procedimiento Técnico No 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo, aprobado por Resolución OSINERMIN No 244-2014-OS/CD (PR-01), para la elaboración del PDO el COES debe utilizar la información detallada en dicho numeral, dentro de la cual se incluye, entre otras, los Costos Variables asociados a las Unidades de Generación; el Programa de generación de Centrales de Cogeneración Calificadas, esto es los programas de producción asociada de energía y calor útil presentados por los Titulares de Centrales de Cogeneración Calificada, así como las restricciones legales, técnicas y operativas que corresponden a las Unidades de Generación con regímenes particulares.

158. En ese marco, las Centrales de Cogeneración Calificada deben remitir al COES la información de sus costos para determinar sus Costos Variables que son ingresados al modelo YUPANA. Como este tipo de central tiene un tratamiento especial prioritario en el despacho de energía del SEIN, conforme a lo establecido por el artículo 7 del Reglamento de Cogeneración, dicho Costo Variable no es considerado en la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo, de manera que la operación de la unidad es "forzada" en la programación del despacho que realiza el COES considerando el régimen particular de esas unidades.

159. La inclusión de los Costos Variables de la Central de Cogeneración Calificada en el modelo YUPANA y en el PDO no impide que se otorgue prioridad en el

despacho económico de Energía a dichas centrales, ya que el propio sistema permite forzar el despacho con la aplicación de la restricción normativa,

160. Esto queda corroborado por el hecho de que como sostuvo el COES, lo que no fue contradicho por COSAC, esta recibió remuneración de potencia durante todos los meses que son materia de esta pretensión impugnatoria, salvo en el mes de mayo de 2022, en el que no operó.

161. Asimismo, no existe ningún perjuicio porque, de aceptarse un CV de $0, el pago por potencia que habría recibido COSAC habría sido el mismo. Así lo reconoce expresamente COSAC en el escrito de fecha 17 de marzo de 2023 (Escrito No. 3 "Lo que se indica").

162. En ese sentido, la anulación de tales decisiones no genera ninguna consecuencia, toda vez que las decisiones del directorio del COES en procesos impugnatorios no generan precedentes vinculantes para la Dirección Ejecutiva (así lo señala el COES en el numeral 36 del acta de la Sesión de Directorio 600, donde resuelve el Recurso de Apelación presentado por COSAC el 01/07/2022).

163. A esto corresponde añadir que, conforme al petitorio de las pretensiones formuladas en el presente arbitraje, la controversia se circunscribe a las liquidaciones impugnadas, siendo el caso que COSAC dejó de impugnar las Liquidaciones de Valorizaciones de Transferencia de Potencia desde marzo de 2023. Por ende, lo decidido en este arbitraje no tiene efectos sobre liquidaciones consentidas que no fueron impugnadas.

164. Es un hecho que las decisiones del COES materia de impugnación en el presente arbitraje contienen un cambio de criterio de interpretación normativa respecto de decisiones anteriores.

165. Sin embargo, se aprecia que dicho cambio no respondió a una arbitrariedad sino al cambio normativo respecto a la forma cómo se deben informar los costos de combustibles.

166. En efecto, mediante la Resolución No 092-2021.OS/CD se determinó que los precios del gas natural debían ser los sustentados y no sólo los declarados por los agentes. Por ello, a partir del 01 de julio de 2021 se dispuso que dichos costos debían ser los auditados.

167. En esas circunstancias, un agente impugnó el criterio que se venía aplicando sin considerar costos sustentados del precio de combustible, lo que contravenía el cambio normativo vigente a partir de julio de 2021, lo motivó que el COES revise y cambie el criterio de interpretación ahora impugnado por COSAC.

168. En todo caso, se comparte la posición del COES que la existencia de un error no puede generar derecho, ni mucho menos impedir la aplicación de la referida nueva normativa.

169. El marco normativo analizado y aplicable al presente caso no obliga al COES a considerar un valor de cero como el Costo Variable de las Centrales de Cogeneración Calificada para el cálculo de la Potencia Firme Remunerable de este tipo de centrales.

170. El COES aplicó a este respecto la normativa vigente respecto al cálculo de la Potencia Firme Remunerable de las Centrales de Cogeneración, la que no contraviene lo dispuesto por el artículo 7 del Reglamento de Cogeneración, ya que esta no dispone que se utilice el valor de cero como costo variable de la C. T. Oquendo, ni se incumplió con la prioridad de esta Central en el despacho económico de energía, ni se puso en riesgo la remuneración por Potencia de ese agente en las Liquidaciones de Valorizaciones de Transferencia de Potencia impugnadas.

171. Atendiendo a todo lo expuesto, se encuentra que la Primera Pretensión Principal de la Demanda es INFUNDADA.

## IX. SEGUNDO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DECLARE QUE EL COES DEBE UTILIZAR UN COSTO VARIABLE IGUAL A CERO (0) PARA LA PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO ÓPTIMO QUE SE REALIZA PARA DETERMINAR LA REMUNERACIÓN POR POTENCIA DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADA, CUANDO SU PRODUCCIÓN EN EL INTERVALO DE PUNTA HAYA ESTADO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE CALOR ÚTIL.

172. Este punto controvertido corresponde a la Primera Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal de la Demanda.

173. En la medida que es una pretensión accesoria está condicionada a que su principal sea declarada fundada, lo que en el presente caso no ha ocurrido, por lo que como consecuencia lógica la pretensión accesoria es igualmente infundada.

174. Sin perjuicio de lo anterior, cabe reiterar que no es obligación para el COES utilizar un CV de $0 para la programación del despacho óptimo que se realiza para determinar la remuneración por potencia de las Centrales de Cogeneración Calificada cuando su operación haya estado asociada a la producción de calor útil.

175. En consecuencia, se encuentra que la Primera Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal de la Demanda es INFUNDADA.

## X. TERCER PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL ORDENE AL COES REALIZAR EL RECÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES DE VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE LOS MESES DE AGOSTO, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DEL AÑO 2021, ASÍ COMO DE LOS MESES DE ENERO, FEBRERO, MARZO, ABRIL, MAYO, JUNIO, JULIO, AGOSTO, SEPTIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE 2022; Y ENERO, FEBRERO Y MARZO DE 2023, CONSIDERANDO UN COSTO VARIABLE IGUAL A CERO (0) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME REMUNERABLE DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADA, CUANDO SU PRODUCCIÓN EN EL INTERVALO DE PUNTA HAYA ESTADO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE CALOR ÚTIL.

176. Este punto controvertido corresponde a la Segunda Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal de la Demanda.

177. Como se ha indicado, una pretensión accesoria está condicionada a que su principal sea declarada fundada, lo que en el presente caso no ha ocurrido,

por lo que como consecuencia lógica la pretensión accesoria es igualmente infundada.

178. Sin perjuicio de lo anterior, cabe hacer notar que al desestimarse la pretensión de nulidad, las decisiones del COES que fueron impugnadas quedan firmes, por lo que no corresponde ordenar recálculo alguno de las Liquidaciones de Valorizaciones de Transferencia de Potencia impugnadas.

179. Consecuentemente, se encuentra que la Segunda Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal de la Demanda es INFUNDADA.

**XI. CUARTO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL, EN CASO CONSIDERE QUE EL COSTO VARIABLE DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADA UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME REMUNERABLE DEPENDE DE LA INFORMACIÓN QUE SE PRESENTE SOBRE LOS COSTOS DE COMBUSTIBLE EN LOS QUE INCURRE CADA CENTRAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA, DECLARE LA NULIDAD Y/O DEJE SIN EFECTO LA DECISIÓN MEDIANTE LA CUAL SE DESESTIMÓ, POR DENEGATORIA FICTA, EL RECURSO DE APELACIÓN INTERPUESTO POR SDF, EL 22 DE JULIO DE 2022, CONTRA LO RESUELTO POR LA DIRECCIÓN EJECUTIVA EN SU CARTA COES/D695-2022, NOTIFICADA A SDF EL 29 DE ABRIL DE 2022, LA CUAL SE HABRÍA PRODUCIDO COMO CONSECUENCIA DEL VENCIMIENTO DEL PLAZO DE 45 DÍAS HÁBILES PREVISTO EN EL NUMERAL 3 DEL ARTÍCULO 11.7 DEL ESTATUTO DEL COES, SIN QUE EL DIRECTORIO HAYA EMITIDO PRONUNCIAMIENTO SOBRE DICHO RECURSO, QUEDANDO EXPEDITO EL DERECHO DE SDF A SOLICITAR EL INICIO DE UN ARBITRAJE SOBRE LA BASE DE DICHA DENEGACIÓN FICTA, LA CUAL FUE EFECTIVAMENTE EJERCIDA POR SDF, A TRAVÉS DE SU SOLICITUD PRESENTADA EL 5 DE OCTUBRE DE 2022.**

**XII. QUINTO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL DECLARE QUE EL COES DEBE CONSIDERAR LOS COSTOS REALES EN LOS QUE INCURRE LA CT OQUENDO CUANDO OPERA EN MODO COGENERACIÓN, LO CUAL DETERMINA QUE NO SE DEBE INCLUIR LA PORCIÓN DEL COMBUSTIBLE UTILIZADA, APROVECHADA Y PAGADA POR LA ACTIVIDAD PRODUCTIVA INDUSTRIAL ASOCIADA A DICHA COGENERACIÓN.**

**XIII. SEXTO PUNTO CONTROVERTIDO: DETERMINAR SI CORRESPONDE O NO QUE EL TRIBUNAL ARBITRAL ORDENAR AL COES QUE CONSIDERE COMO SUBSANADAS LAS OBSERVACIONES REALIZADAS EN SU CARTA COES/D-497-2022 Y, POR TANTO, DISPONGA LA ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE COMBUSTIBLE DE LA CT OQUENDO PARA EL MES DE MAYO DE 2022, CONFORME A LO REPORTADO POR SDF EN LAS CARTAS SDFE-GG-100-2022 Y SDFE-GG-121-2022**

180. El Tribunal Arbitral considera conveniente analizar conjuntamente estos puntos controvertidos por cuanto, como ha alegado COSAC su Pretensión Subordinada a la Primera Pretensión Principal busca que el COES considere el Costo Variable Combustibles según la realidad económica del modo Cogeneración y no un valor irreal.

181. En efecto, la indicada Pretensión Subordinada como la Primera y la Segunda Accesoria a esta, asumen como *causa petendi* que las Centrales de Cogeneración Calificada gozan del derecho de compartir el costo del gas natural para la Cogeneración, con la finalidad de determinarse los Costos

Variables de dicha central a partir de valores que sean reales cuando operan en su modo más eficiente, es decir, a modo de cogeneración (generando electricidad y Calor Útil).

182. Así, COSAC sostiene que la totalidad del gas contratado no es utilizado para la generación eléctrica, pues dicho combustible es también utilizado para la operación de la actividad productiva asociada a la Central de Cogeneración Calificada. Por ello, COSAC pretende que se reconozca que al costo del gas suministrado por PUSPETROL se descuente el costo del combustible que se consume para la generación de energía calórica para la actividad industrial particular de la planta de SUFISA.

183. COSAC considera que, al realizar un uso más eficiente de los recursos energéticos, en virtud del numeral 12.1 de la Ley No 28832[15], el COES está obligado a reconocer dicha eficiencia por lo que corresponde no aplicar como Costo Variable Combustible todo el precio de gas adquirido a PUSPETROL.

184. Así, COSAC observa que los procedimientos técnicos no han sido adaptados a la realidad de la eficiencia de la Centrales de Cogeneración, desconociendo dicha eficiencia al no considerar el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos frente a otras centrales termoeléctricas, puesto que con un mismo recurso primario las Centrales de Cogeneración generan simultáneamente electricidad y Calor Útil, aprovechando mejor el gas natural.

185. Por esa razón, COSAC pretende que se ordene al COES que realice una aplicación de los procedimientos técnicos consistentes con las normas de mayor jerarquía, lo cual implica necesariamente que se reconozca la mayor eficiencia de las Centrales de Cogeneración Calificada.

186. Sobre este extremo, lo primero que cabe resaltar es que los Procedimientos Técnicos aprobados por OSINERGMIN son regulaciones posteriores al Reglamento de Cogeneración, por lo que han sido expedidos teniendo ya vigente dicho régimen especial.

187. La determinación de los Costos Variables Combustibles es una materia regulada establecida en el Procedimiento Técnico No 31, en que no se hace distinción ni tratamiento especial según el tipo de Unidad de Generación Termoeléctrica, es decir sean de Cogeneración o no, todas están sujetas a la misma fórmula para determinar el Costo Variable Combustible, la que está compuesta de dos variables el Costo de Combustible y el Consumo Específico de Calor.

[15] Artículo12. – Naturaleza del COES
12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mismo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

**6.2.1 Costo Variable Combustible (CVC)[19]**

Se determinará con la fórmula (3).

$$CVC = \frac{cc \times Cec}{PCinf} \dots (3)$$

Dónde:

CVC : Costo Variable Combustible (S/ /kWh).[20]

cc :Costo del combustible de la Unidad de Generación (S/ /kg, USD/kg, S/ /l, USD/l, S/ /$m^3$, USD/$m^3$).[21]

Cec : Consumo específico de calor (Heat Rate) de la Unidad de Generación en kJ/kWh.

PCinf : Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg, kJ/l, kJ/m3).

El valor del poder calorífico inferior del combustible para todo efecto, corresponderá al valor aprobado en el último EPEyR efectuado a cualquier Unidad de Generación de una Central Termoeléctrica.[22]

188. Para el Costo de Combustible Gaseosos se establece que se deben sumar los precios unitarios del suministro, transporte y distribución:

**6.2.1.2.3 Costo de combustible gaseoso ($cc_g$)[28]**

Calculado con la información proporcionada según Anexo 3, con la fórmula 7

$$cc_g = ps + pt + pd \dots \dots \dots (7)$$

Dónde:

$cc_g$ : Costo de combustible gaseoso (S/GJ o USD/GJ)

ps : Precio unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)

pt : Precio unitario por transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)

pd : Precio unitario por distribución de combustible (S/GJ o USD/GJ)

El valor de ccg será el precio del gas natural puesto en la central, conforme lo dispuesto en el Anexo 3 del presente Procedimiento, referido al poder calorífico inferior.

189. A efectos de determinar el Consumo Específico de Calor el Procedimiento Técnico No 31 remite a la aplicación del Procedimiento Técnico N 17:

**6.2.1.1 Consumo específico de calor (*Cec*)[23]**

El Cec, para efectos de la programación, se determina en función de la relación "Cec VS potencia" de la Unidad de Generación termoeléctrica, relación obtenida en los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y

> Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17).
>
> Para efectos del reconocimiento económico de Costos Variables, se utiliza la misma función de la "Cec VS potencia" definida en el anterior párrafo y el Cec corresponde a la Potencia Media que produjo la Unidad de Generación en el Intervalo de Mercado a evaluar, considerando los siguientes casos particulares:
>
> - En caso que la Potencia Media sea inferior a la Generación Mínima Técnica de la Unidad de Generación, se tomará como Potencia Media el valor de la Generación Mínima Técnica.
> - En caso que la Potencia Media sea superior a la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación, se tomará como Potencia Media el valor de la Potencia Efectiva.
>
> Para las Unidades de Generación nuevas que no cuentan con estudios de Potencia Efectiva, el Cec corresponderá al valor declarado al inicio de su Operación Comercial hasta la realización de las pruebas de Potencia Efectiva, conforme al respectivo Procedimiento Técnico del COES.

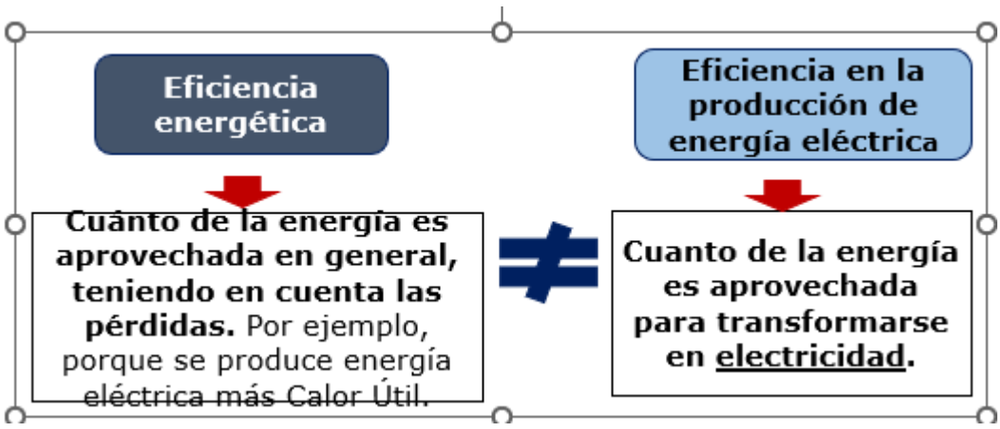
190. Cabe advertir que el Procedimiento Técnico N 17 expresamente sólo toma en cuenta la "producción de energía eléctrica" y no admite la utilización en los cálculos de ajustes adicionales sobre los datos de ensayo:

> *"7.5.8 Las mediciones de los consumos de combustible durante el EPEyR deben servir para comprobar la producción de energía eléctrica por unidad de combustible consumido. Se deben medir los valores de la temperatura del combustible, a fin de llevarlos a condiciones estándar. Para el gas natural, las condiciones estándar de referencia de temperatura y presión que se utilizarán para la medición y cálculos son: 15°C y 101,325 kPa."*
> *"8.2 Procedimiento de cálculo*
> *8.2.1 El cálculo de la potencia efectiva y rendimiento lo realizará la empresa consultora sobre la base de las mediciones válidas de operación que provengan del EPEyR debidamente registradas en el acta de ensayo. No se aceptará registros de operación de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación ensayadas que no figuren en el acta de ensayo. Tampoco se utilizará en los cálculos ajustes adicionales sobre los datos de ensayo."*

191. Es evidente que los Procedimientos Técnicos citados contienen como política regulatoria para la determinación del Costo Variable Combustible no distinguir según el tipo de Unidad de Generación Termoeléctrica. Es decir, no se reconoce ningún régimen ni consideración especial, particular o específica para las Centrales de Cogeneración Calificada en ese aspecto, de manera que la regulación somete a dichas unidades de Cogeneración al régimen general de determinación de Costo Variable Combustible aplicable para todas las Termoeléctricas.

192. El COES indica que esta regulación responde a que el modo de operar asociado al Calor Útil (como Cogeneradora) no afecta la configuración en la que la unidad produce electricidad, el modo de operación es el mismo, no implica una mayor producción de energía eléctrica.

193. Es evidente que esa opción normativa sólo toma en cuenta la producción de energía eléctrica pero no la eficiencia energética. Y esto es posible en la medida que la eficiencia energética es un concepto distinto a la eficiencia económica, tal como lo explica el COES:




194. La regulación e incentivo a la Cogeneración es un mecanismo para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y la CT Oquendo, al cogenerar, aprovecha en mayor medida el combustible, versus una central térmica que a partir del mismo combustible solo genera electricidad. Sin embargo, hoy en día, el marco normativo equipara y hace que los Costos Variables Combustibles de una central térmica simple sean los mismos que una de Cogeneración como la CT Oquendo, en términos que esta última está dando un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

195. En esa medida, las pretensiones materia de análisis conllevan una modificación de la regulación vigente, esto es buscan un cambio en las normas contenidas en los Procedimientos Técnicos aprobados por OSINERGMIN con la finalidad que se establezcan mecanismos o fórmulas que permitan dar un tratamiento diferenciado a los Costos Variables Combustibles de las Centrales de Cogeneración Calificadas para premiar su eficiencia energética.

196. A este efecto, cabe advertir que el vigente Reglamento de Cogeneración no contempla reglas especiales o de excepción a la aplicación de los artículos 92 a 99, 105, 106 y 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (que establecen el régimen general aplicable a todas las Unidades de Generación Termoeléctricas. Tampoco se ha establecido una exclusión de las Centrales de Cogeneración Calificada a la aplicación del régimen dispuesto por el Decreto Supremo No 031-2020-EM que únicamente contempla el costo del combustible como la forma de calculó del Costo Variable Combustible, sin establecer la deducción de ingresos provenientes de la explotación del Calor Útil o la aplicación del Rendimiento Eléctrico Efectivo.

197. Bajo ese marco, el tratamiento que pretende COSAC no llena un vacío normativo, sino que busca la creación de un tratamiento de excepción que la normativa no ha establecido. En buena cuenta la pretensión busca la exclusión de la aplicación de los Procedimientos Técnicos No 31 y No 17 para el caso de la CT Oquendo, y la integración a su caso de mecanismos extranormativos, como la deducción de ingresos provenientes de la explotación del Calor Útil o la aplicación del Rendimiento Eléctrico Efectivo.

198. De consiguiente, no se presenta una ausencia de normativa, lo que configuraría una laguna o vacío normativo. Es claro que existe normativa cuyo resultado no contempla el incentivo o privilegio a la Cogeneración de un tratamiento excepcional, particular y especial para el cálculo de los Costos Variables Combustibles.

199. Como bien advierte PUIG BRUTAU[16], "*no puede hablarse de laguna de ley", en las hipótesis siguientes: (…) Segundo. Tampoco puede hablarse de "lagunas" cuando a base del estudio crítico y comparativo de un ordenamiento jurídico, puede señalarse la posibilidad de mejorarlo en determinados aspectos, pero sin que el supuesto defecto que se haya podido señalar provoque en el interior del sistema la falta de previsión para situaciones concretas, que pueden hallar solución por otros caminos o con normas diferentes de las que se aplican en nuestro propio Derecho. Como dice Larenz, una cosa es la necesidad o conveniencia de mejorar el ordenamiento jurídico y otra cuestión, ciertamente diferente, que ello signifique falta de previsión normativa en el conjunto del ordenamiento. Tercero. Tampoco existe técnicamente una "laguna" cuando la disposición legal aplicable al caso de que se trate deba producir resultados que se consideren injustos o no deseables; esto es, dicen Enneccerus y Nipperdey, cuando una norma abarca casos o acarrea consecuencias que el legislador no habría ordenado de haber conocido aquéllos o sospechado éstos. Esta situación, dice Rodríguez Paniagua, podría aconsejar que fuese suspendida la aplicación del precepto; pero si no puede contarse con ello, no podrá hablarse de la existencia de una laguna. Sin duda para el mismo supuesto, Bobbio habla de lagunas políticas o ideológicas, en el sentido de que la norma existe, pero no se considera oportuna, satisfactoria o justa. En todo caso se trataría de una laguna contra legem que normalmente, como dice Dahm, el juez no puede subsanar*".

200. Siguiendo ese marco doctrinal, se aprecia que en el presente caso no existe una laguna o vacío normativo, pues si bien debe admitirse que el marco normativo debe mejorarse mediante una modificación para un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, no se encuentra una falta de previsión normativo o una situación no prevista en la aplicación de los Procedimientos Técnicos que son de obligatorio cumplimiento para el COES.

201. En todo caso, de interpretarse que existe una laguna contra legem, se debe partir que existe una norma general que debe ser excluida de la aplicación al caso concreto y aplicar la norma particular. En el presente caso no existe norma particular, habría que crear un procedimiento ad hoc para las Centrales de Cogeneración Calificadas lo que incuestionablemente es competencia de OSINERGMIN.

202. Por esas consideraciones, se concluye que no corresponde declarar la nulidad ni dejar sin efecto la decisión del COES mediante la cual se desestimó, por denegatoria ficta, el Recurso de Apelación interpuesto por COSAC, con fecha 22 de julio de 2022, contra lo resuelto por la Dirección Ejecutiva en su Carta COES/D-695-2022, notificada a SDFE el 29 de abril de 2022. En consecuencia, la Pretensión Subordinada a la Primera Pretensión de la Demanda es INFUNDADA.

203. Al haberse declarado infundada la Pretensión Subordinada, las accesorias a esta siguen su suerte, por lo que la Primera y Segunda Pretensión Accesoria a la Pretensión Subordinada son INFUNDADAS.

## XIV. COSTOS DEL ARBITRAJE

204. De conformidad con el Artículo 55.11 del Estatuto del COES y de acuerdo con lo dispuesto en las Ordenes Procesales emitidas, los honorarios y gastos del Tribunal Arbitral y del secretario Arbitral son fijados por el Tribunal teniendo

[16] PUIG BRUTAU, José: "Introducción al Derecho Civil". BOSCH, Barcelona, 1981, página 325 a 327.

como límite lo establecido por el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima para los arbitrajes administrados por esta institución, y la Tabla de Aranceles aprobada por dicha institución vigente a la fecha de inicio del arbitraje,

205. En tal sentido, el Tribunal fija los honorarios arbitrales definitivos del presente caso, conforme a lo siguiente:

    i. Por honorarios arbitrales US$ 60,000.00, más impuestos.
    ii. Por secretaría arbitral US$ 14,000.00, más impuestos.

206. A estos conceptos se les denominará como "costos del arbitraje".

207. En cuanto a la asignación de costos y costas, a falta de pacto de las partes, de acuerdo con el artículo 73 de la ley de arbitraje "[…] el tribunal podrá distribuir y prorratear estos costos entre las partes, si estima que el prorrateo es razonable, teniendo en cuenta las circunstancias del caso".[17]

208. En uso de su discrecionalidad para distribuir los costos del arbitraje, el Tribunal Arbitral considera que cada una de las partes deberá asumir los costos del arbitraje en proporciones iguales.

## XV. LAUDA

Por las razones expuestas, el Tribunal resuelve:

**PRIMERO:** Declarar **INFUNDADA** la Primera Pretensión Principal de la Demanda.

**SEGUNDO:** Declarar **INFUNDADA** la Primera Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal de la Demanda.

**TERCERO:** Declarar **INFUNDADA** la Segunda Pretensión Accesoria a la Primera Pretensión Principal de la Demanda.

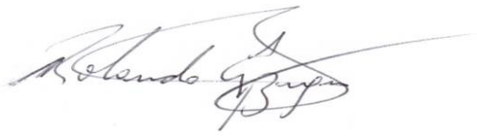
**CUARTO:** Declarar **INFUNDADA** la Pretensión Subordinada a la Primera Pretensión Principal de la Demanda.

**QUINTO:** Declarar **INFUNDADA** la Primera Pretensión Accesoria a la Pretensión Subordinada de la Demanda.

**SEXTO:** Declarar **INFUNDADA** la Segunda Pretensión Accesoria a la Pretensión Subordinada de la Demanda.

[17] Decreto Legislativo No. 1071, Decreto Legislativo que norma el arbitraje, Artículo 73.

**SÉTIMO:** Resuelve que cada una de las partes asuma los costos del arbitraje en montos iguales y que cada cual asuma los costos de su propia defensa.



**ROLANDO EYZAGUIRRE MACCAN**



**IGNACIO ARTEAGA ECHEVERRÍA**



**ROXANA JIMÉNEZ VARGAS-MACHUCA**

**VOTO SINGULAR DEL ÁRBITRO IGNACIO ARTEAGA ECHEVERRÍA**

Se consigna aquí un voto singular en relación a la materia controvertida de la Pretensión Subordinada de la Demanda Arbitral por cuanto el árbitro señor Ignacio Arteaga Echeverría, es de la opinión que, es necesario dejar constancia de algunos fundamentos particulares, que contribuyen a expresar sus particulares convicciones sobre las decisiones que se adoptan en este laudo:

Si bien el COES ha aplicado correctamente los mecanismos existentes para determinar los Costos Variables de la CT Oquendo, dichos mecanismos en la actualidad no recogen las características particulares de las centrales de cogeneración y ello trae como consecuencia que los Costos Variables así calculados no reflejen la mayor eficiencia de las centrales de cogeneración calificada en relación con las centrales de generación térmicas a ciclo simple.

El mecanismo utilizado por el COES equipara la eficiencia de una central de cogeneración calificada a la eficiencia de una central termoeléctrica que opera a ciclo simple, en circunstancias que una central de cogeneración, a partir del mismo combustible, es capaz de generar más energía: energía eléctrica y energía calórica. La fórmula utilizada actualmente solo está considerando la energía eléctrica producida.

Sobre este punto se debe tener en consideración que el art. 12 de la Ley 28.832 sobre Eficiencia Energética dispone que el COES tendrá por finalidad coordinar la operación del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y "***el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos***". Su mandato no está limitado a la eficiencia desde un punto de vista de la energía eléctrica, si no al mejor

aprovechamiento de los recursos energéticos en general y en ese sentido debe establecer mecanismos que recojan la mayor eficiencia energética de las centrales de cogeneración calificada.

Sobre el actual mecanismo para determinar los Costos Variables de una central de cogeneración calificada, es necesario tener presente las siguientes normas**:**

(a) Art. 2 del DS 037-2006-EM (Reglamento de Cogeneración): "*El COES propondrá al Ministerio de Energía y Minas, para su aprobación, la adecuación de sus procedimientos para determinar los valores de potencia y energía firme de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas, y de sus procedimientos internos de operación a lo establecido en el presente Decreto Supremo, dentro del plazo máximo de sesenta (60) días calendarios desde su publicación.*"

(b) Art. 14 del DS 037-2006-EM (Reglamento de Cogeneración): "*Tratamiento de una Central de Cogeneración Calificada sin producción de Calor útil asociado. Cuando una Central de Cogeneración Calificada no esté operando para producir Carlo Útil, estará sujeta a las mismas reglas y procedimientos aplicables a las unidades termoeléctricas del SEIN. Para este efecto, el Cogenerador deberá informar al COES si la central está o no disponible para operar en estas condiciones. El COES adecuará los procedimientos correspondientes para tomar en consideración las distintas modalidades de operación de las Centrales de Cogeneración Calificada.*"

(c) Art. 112 Reglamento Concesiones Eléctricas (inciso final): "*El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación de este artículo.*"

(d) Art. 4.3 del Estatuto del COES: "*Las funciones de interés público* [del COES] son las siguientes: 2. "*Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación del OSINERGMIN.*"

De conformidad a las normas citadas, en opinión de este árbitro, el COES debió, dentro del plazo señalado en la letra (a), haber adecuado los PR existentes para efectos de establecer un mecanismo que permitiera calcular el Costo Variable real de las centrales de cogeneración calificada, adecuación que no ha ocurrido a la fecha.

Para estos efectos, se debe considerar que los Costos Variables, de acuerdo al Glosario de Términos del COES, son los "*costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos COES. Comprenden los Costos Variables Combustibles (CVC) y los Costos Variables No Combustibles.*"

En ese sentido, la determinación de los Costos Variables debe considerar toda la energía producida y todos los costos incurridos para ello. La eficiencia de las centrales de cogeneración radica en que co-generan: generan electricidad y calor útil a partir de un mismo combustible. La determinación de los Costos Variables de las centrales de cogeneración debe considerar la energía calórica que producen y no únicamente la energía eléctrica.

El PR-31 incurre en un error al limitarse a la energía eléctrica que producen las centrales, al medir la energía en kWh. Sin embargo, el Glosario de Términos del mismo COES, al definir los CV, no limita la producción a la energía eléctrica, si no que se refiere a la producción en términos genéricos.

Por su forma de funcionamiento no es posible hacer una separación física entre el combustible que genera electricidad y el combustible que genera calor útil, toda vez que todo el combustible ingresa a una misma turbina que genera, en simultáneo, electricidad y gases de escape (que luego son aprovechados para generar Calor Útil), de manera que, si se reduce la cantidad de combustible, se va a reducir en la misma medida la producción de electricidad y la producción de Calor Útil. Sin embargo, el otro elemento necesario para determinar los costos variables de una central, es su nivel de producción, que en el caso de las centrales de cogeneración calificada está compuesta por dos productos: energía eléctrica y energía calórica. El mecanismo actual no considera toda esta producción, si no únicamente la eléctrica.

En ese sentido, el árbitro señor Ignacio Arteaga Echeverría, es de la opinión que correspondía al COES, de conformidad a las normas citadas precedentemente, en su carácter de organismo técnico, haber propuesto en su oportunidad al OSINERGMIN un procedimiento técnico que contemplara una fórmula que permitiera calcular los verdaderos costos variables de una central de cogeneración.

A mayor abundamiento, el COES debe considerar que la finalidad del flujo de carga óptimo que la ley mandata elaborar para efectos de definir los pagos por potencia tiene por finalidad incentivar la eficiencia energética y económica y para ello se debe considerar el costo variable real, considerando toda la producción de las centrales de cogeneración.



**IGNACIO ARTEAGA ECHEVERRÍA**