

## DECISIÓN DEL ÓRGANO DE VIGILANCIA DE LA AELC

Nº 258/13/COL

de 19 de junio de 2013

**relativa al archivo del procedimiento formal de investigación en la venta de los derechos de concesión eléctrica del ayuntamiento de Narvik a Narvik Energi AS («NEAS») (Noruega)**

EL ÓRGANO DE VIGILANCIA DE LA AELC (en lo sucesivo denominado «el Órgano de Vigilancia»),

VISTO el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo (en lo sucesivo denominado «el Acuerdo EEE»), y, en particular, sus artículos 61 a 63 y su Protocolo 26,

VISTO el Acuerdo entre los Estados de la AELC sobre la creación de un Órgano de Vigilancia y un Tribunal de Justicia (en lo sucesivo denominado el «Acuerdo de Vigilancia y Jurisdicción»), y, en particular, su artículo 24,

VISTO el Protocolo 3 del Acuerdo de Vigilancia y Jurisdicción (en lo sucesivo denominado «el Protocolo 3») y, en particular, el artículo 7, apartado 2, y el artículo 13, apartado 1, de la parte II,

DESPUÉS de haber emplazado a los interesados para que presentaran sus observaciones, de conformidad con los citados artículos<sup>(1)</sup>, y teniendo en cuenta dichas observaciones,

Considerando lo siguiente:

### I. HECHOS

#### 1. Procedimiento

- (1) Por carta de 7 de enero de 2009, se interpuso una denuncia contra el ayuntamiento de Narvik ((en lo sucesivo denominado «Narvik») en relación con la venta de los derechos de concesión eléctrica de Narvik a Narvik Energi AS («NEAS»). La carta fue recibida y registrada por el Órgano de Vigilancia el 14 de enero de 2009<sup>(2)</sup>. Por carta de 16 de julio de 2009<sup>(3)</sup>, el Órgano de Vigilancia solicitó información adicional a las autoridades noruegas. Las autoridades noruegas respondieron por carta de 2 de octubre de 2009<sup>(4)</sup>.
- (2) El 14 de diciembre de 2011, el Órgano de Vigilancia incoó el procedimiento contemplado en el artículo 1, apartado 2, de la parte I del Protocolo 3 del Acuerdo de Vigilancia y Jurisdicción al adoptar la Decisión nº

393/11/COL ((en lo sucesivo denominada «Decisión 393/11/COL»). Por carta de 23 de febrero de 2012<sup>(5)</sup>, las autoridades noruegas formularon sus observaciones a la Decisión.

(3) El 26 de abril de 2012, la Decisión fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea y en su Suplemento EEE<sup>(6)</sup>. Por correo electrónico de 25 de mayo de 2012<sup>(7)</sup>, el Órgano de Vigilancia recibió observaciones de un tercero. Por correo electrónico de 28 de junio de 2012<sup>(8)</sup>, el Órgano de Vigilancia transmitió dichas observaciones a las autoridades noruegas. Por carta de 30 de noviembre de 2012<sup>(9)</sup>, las autoridades noruegas facilitaron información adicional.

#### 2. La denuncia

(4) El denunciante alega que Narvik, al celebrar un contrato con NEAS para la venta de 128 GWh de concesión hidroeléctrica anual durante un período de 50,5 años, vendió sus derechos de compra de la concesión eléctrica muy por debajo del precio de mercado y, con ello, concedió ayuda estatal ilegal a NEAS.

(5) El denunciante alega además que la decisión de celebrar el contrato fue adoptada por el Consejo municipal de Narvik sobre la base de información incorrecta y/o incompleta. Supuestamente, no se dieron a conocer al Consejo municipal antes de adoptar la decisión de celebrar el contrato unos informes periciales críticos en cuanto a la duración del contrato y la dificultad intrínseca de determinar un precio de mercado de la electricidad.

#### 3. El régimen noruego de concesión eléctrica

(6) En Noruega, generalmente es necesaria una concesión para la explotación de grandes centrales hidroeléctricas. Las plantas titulares de concesiones de explotación de saltos de agua están obligadas a vender un determinado volumen de su producción anual al ayuntamiento en el que estén situadas. El volumen de electricidad que el ayuntamiento tiene derecho a comprar se denomina concesión hidroeléctrica. Este sistema está establecido en el artículo 2, apartado 12, de la Ley de licencias industriales<sup>(10)</sup> y en el artículo 12, apartado 15, de la Ley de regulación de saltos de agua<sup>(11)</sup>.

<sup>(5)</sup> Ref. nº 626050.

<sup>(6)</sup> Véase la nota a pie de página 1.

<sup>(7)</sup> Ref. nº 635920.

<sup>(8)</sup> Ref. nº 639486.

<sup>(9)</sup> Ref. nºs 655297-655305.

<sup>(10)</sup> 1917.12.14 nr 16 Lov om erverv av vannfall mv. (industrikonsesjonsloven) («Ley de licencias industriales»).

<sup>(11)</sup> 1917.12.14 nr 17 Lov om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringssloven) («Ley de regulación de saltos de agua»).

<sup>(1)</sup> Publicadas en el DO C 121 de 26.4.2012, p. 25, y en el Suplemento EEE nº 23 de 26.4.2012, p. 1.

<sup>(2)</sup> Ref. nº 504391.

<sup>(3)</sup> Ref. nº 519710.

<sup>(4)</sup> Ref. nºs 532247-532256.

(7) La razón de la ley es que los ayuntamientos deben tener garantizado un suministro suficiente de electricidad a un precio justo y, por lo tanto, el volumen de la concesión hidroeléctrica se determina sobre la base de las necesidades generales de suministro de electricidad de cada ayuntamiento<sup>(12)</sup> y puede llegar hasta el diez por ciento de la producción anual de una planta. Sin embargo, no se imponen restricciones a los ayuntamientos en cuanto a la explotación de la concesión hidroeléctrica. Por tanto, los ayuntamientos pueden utilizar, vender o hacer cualquier otro uso de la concesión que consideren conveniente.

(8) El derecho no implica que los ayuntamientos estén obligados a comprar concesión hidroeléctrica. En las concesiones anteriores a 1983, generalmente se aplica la advertencia de que, una vez que el ayuntamiento ha decidido no ejercer su derecho a la concesión, pierde ese derecho en el futuro.

(9) La legislación establece dos regímenes de fijación de precios para la concesión hidroeléctrica; el primero para las concesiones otorgadas antes del 10 de abril de 1959 y el segundo para las concesiones otorgadas del 10 de abril de 1959 en adelante.

(10) En los casos de concesiones otorgadas antes del 10 de abril de 1959, el precio de la concesión hidroeléctrica se calcula en función de la rentabilidad de cada central eléctrica, más una prima del 20 %. Este modelo todavía se aplica a las concesiones otorgadas antes del 10 de abril de 1959 y se denominará, en lo sucesivo, modelo del «precio de coste». La concesión hidroeléctrica vendida según este modelo de fijación de precios se denominará en lo sucesivo «concesión hidroeléctrica en función del precio de coste».

(11) En los casos de concesiones otorgadas después del 10 de abril de 1959, el precio de la concesión lo determina el Ministerio de Energía y Petróleo sobre la base del coste medio de una muestra representativa de centrales hidroeléctricas de todo el país. Este método de fijación de precios se denominará en lo sucesivo método de «precios ministeriales». La concesión hidroeléctrica vendida según este modelo de fijación de precios se denominará en lo sucesivo «concesión hidroeléctrica en función de los precios ministeriales».

(12) La Ley de licencias industriales establece que los derechos de los ayuntamientos a una concesión hidroeléctrica pueden ser revisados por la Dirección noruega de recursos del agua y energía («NVE») veinte años después de ser otorgada la concesión<sup>(13)</sup>. Las autoridades noruegas han explicado que, aunque el proceso de revisión puede dar lugar a algunos ajustes por parte de la NVE del volumen de la concesión eléctrica, no puede producir cambios

sustanciales en cuanto a los derechos del ayuntamiento a la concesión eléctrica. La mayoría de los derechos de concesión eléctrica de Narvik se revisarán en 2019

(13) Los ayuntamientos corren con el coste de conectar la concesión hidroeléctrica a la red.

#### 4. Concesión hidroeléctrica de Narvik

(14) Narvik tiene derecho a un total de aproximadamente 128 GWh anuales de concesión hidroeléctrica, de los cuales unos 116,3 GWh se tarifican según el método de precios ministeriales y los restantes 11,7 GWh según el método de precios en función del coste. Las autoridades noruegas han explicado que en 2000 el precio ministerial fue de aproximadamente 0,10 NOK y el precio en función del coste correspondiente para Håkvik y Nygård ese mismo año fue de entre 0,14 y 0,178 NOK.

Propietario de la planta en el momento de la transacción	Planta	Aproximadamente GWh/año	Método de determinación de precios
NEAS	Håkvik y Nygård	11,7	Precio en función del coste
NEAS	Taraldsvik	1,0	Precio ministerial
Nordkraft	Sildvik	20,9	Precio ministerial
Statkraft	Skjomen, Båtsvann y Norddalen	94,4	Precio ministerial

#### 5. Narvik Energi AS («NEAS»)

(15) NEAS está situado en el municipio de Narvik, condado de Nordland. Produce y vende electricidad. Hasta 2001, NEAS era propiedad al cien por cien del ayuntamiento de Narvik. En 2001, Narvik vendió el 49,99 % de sus acciones a dos empresas eléctricas, Vesterålskraft AS y Hålogalandskraft AS.

(16) Tras una fusión en 2006 y un cambio de nombre en 2009, ahora NEAS forma parte de la empresa Nordkraft AS («Nordkraft»).

#### 6. Acontecimientos que condujeron a la venta de la concesión hidroeléctrica

(17) Hasta finales de 1998, Narvik vendía su dotación anual de aproximadamente GWh 128 de concesión hidroeléctrica a NEAS en virtud de contratos a corto o a largo plazo. Sin embargo, a principios de 1999, al no haber llegado a un acuerdo con NEAS, Narvik vendió su concesión hidroeléctrica en una bolsa de electricidad a precios al contado.

<sup>(12)</sup> Sección 2(12)(1) de la Ley de licencias industriales.

<sup>(13)</sup> Ley de licencias industriales, sección 2 (12) (7).

- (18) En marzo de 1999, el ayuntamiento organizó un procedimiento de licitación para la venta de su concesión hidroeléctrica para el resto de 1999. El 30 de marzo de 1999, Narvik firmó un contrato con el mejor postor, Kraftinor AS. El precio fue de 109,50 NOK por MWh. Puesto que este pagó 111,10 NOK por MWh más 20 NOK por MWh de costes de alimentación por la concesión hidroeléctrica, Narvik incurrió en una pérdida de aproximadamente 2,3 millones de NOK con dicho contrato. Narvik había previsto inicialmente un superávit de 3,5 millones NOK.
- (19) El 19 de octubre de 1999, el Comité ejecutivo del Consejo municipal («Comité Ejecutivo») recomendó al Consejo municipal que el objetivo global al tramitar la concesión hidroeléctrica del ayuntamiento fuera maximizar el rendimiento a largo plazo con el fin de obtener un horizonte de planificación estable. La estrategia propuesta para lograr este objetivo constaba de cuatro elementos:
- 1) la concesión eléctrica se vende al mejor postor en contratos a largo plazo con una rentabilidad fija, pero con cláusulas de ajuste que aportaban rentabilidad adicional si los precios son considerablemente más elevados que los previstos en el período de vigencia del contrato;
  - 2) la concesión eléctrica se vende mediante diversos contratos de diferente duración para diversificar el riesgo;
  - 3) se concede al alcalde un poder notarial para celebrar acuerdos con arreglo a la estrategia decidida por el Consejo municipal; y
  - 4) los beneficios de la venta de la concesión hidroeléctrica se depositan en un fondo que se utilizará con arreglo a las decisiones de Consejo municipal.
- (20) El Consejo municipal confirmó la recomendación del Comité Ejecutivo con un ajuste, sugerido por el alcalde y confirmado mediante una modificación de la estrategia: en lugar de que al alcalde expresamente «se le conceda un poder notarial para celebrar acuerdos con arreglo a la estrategia decidida por el Consejo municipal», la decisión final declaraba que «como primer paso en la aplicación de la estrategia, se invitaba a NEAS a discutir sus intereses en el asunto como se indica en su carta al ayuntamiento de 9 de noviembre.».
- (21) Una carta de NEAS de 9 de noviembre de 1999 cuestionaba la estrategia propuesta de vender la concesión hidroeléctrica mediante distintos contratos de diferente duración para diversificar el riesgo. En su lugar, NEAS sugería un contrato a largo plazo («por ejemplo 50 años») y estaba abierto a incluir una cláusula de ajuste de precios en el contrato con Narvik.
- (22) También en una carta de 15 de abril de 1999, NEAS se mostraba interesado en celebrar un contrato a largo plazo en relación con la concesión hidroeléctrica, principalmente mediante adquisición, con un pago inicial de una cantidad a tanto alzado, o, si no, como un arrendamiento a largo plazo — inicialmente se propusieron 60 años — con pagos anuales a Narvik.
- (23) Aparte de la cuestión de la concesión hidroeléctrica, hubo también conversaciones sobre el futuro papel de NEAS en el mercado y sobre el papel de Narvik como propietario de NEAS.
- (24) Según las autoridades noruegas, en aquel momento NEAS observaba una consolidación regional extensiva entre las compañías eléctricas y la entrada de operadores nacionales/internacionales en los mercados locales. NEAS necesitaba reforzar su base de capital a fin de adquirir acciones en otras compañías eléctricas, particularmente Nordkraft AS. NEAS también había firmado una declaración de intenciones con Hålogaland Kraft AS y Vesterålskraft AS para formar una empresa regional de producción y una empresa regional de transporte de energía. Estos cambios estaban previsto que entraran en vigor el 1 de enero de 2001. Para que NEAS pudiera completar estas transacciones con una combinación de capital propio y capital prestado, se esperaba que Narvik — único propietario de NEAS — aportara capital adicional a NEAS.
- (25) En una reunión del Consejo municipal de 16 de diciembre de 1999, se decidió que la participación en NEAS propiedad del ayuntamiento, las necesidades de capital de la empresa y la explotación de la concesión hidroeléctrica debían ser evaluadas conjuntamente por un equipo de negociación compuesto por el alcalde, el vicealcalde, el líder de la oposición, así como el director, el director adjunto y el director de contratación pública de la administración municipal («el equipo de negociación»).

## 7. Evaluaciones externas

- (26) NEAS encargó dos informes a Arthur Andersen («AA») y Deloitte Touche & («DT») con el fin de determinar el valor del precio ministerial de la concesión hidroeléctrica. El informe AA aplica una metodología de valor actual neto («VAN»), pero no describe los supuestos subyacentes con detalle. El informe DT también utiliza una metodología VAN pero va más allá que el informe AA al explicar los supuestos y cálculos relevantes. Por ejemplo, el informe DT explica con detalle cómo se determina la rentabilidad requerida sobre la base del modelo de valoración de activos financieros (*Capital Asset Pricing Model*, «CAPM») y cómo se determina el coste medio ponderado del capital («WACC»). El análisis también contiene una descripción detallada del cálculo del precio de la concesión e incluye análisis de sensibilidad sobre la base de cambios incrementales tanto en el precio de la electricidad como del WACC.

(27) Narvik encargó dos informes a Danske Securities («DS1» y «DS2»). Para el primer informe, DS1, se encargó a Danske Securities que evaluara si el ayuntamiento debía vender su derecho a concesión hidroeléctrica en el mercado o transferirlo a NEAS. En DS1, Danske Securities, por iniciativa propia, hizo una estimación del valor del derecho de concesión eléctrica durante un período de 50 años. Aparte de exponer las hipótesis realizadas para la evolución futura de los precios de la electricidad, Danske Securities aportó una orientación limitada sobre cómo se calculaba el valor del derecho de concesión eléctrica.

(28) En DS2, Danske Securities solicitó previsiones de precios y costes a tres operadores del mercado: CBF Kraftmegling AS («CBF»), Norwegian Energy Brokers AS («NEB») y Statkraft SF («Statkraft»). Sobre la base de estas previsiones, Danske Securities calculó un valor de mercado

estimado del derecho de concesión eléctrica. Las previsiones de CBF arrojaron una estimación de 127 millones NOK según una hipótesis de base. Las previsiones de NEB dieron una estimación de 75 millones NOK según una hipótesis de base. Puesto que NEB no ajustó sus previsiones de precios y costes a la inflación, Danske Securities subrayó que no consideraba creíbles las previsiones de NEB. Las previsiones de Statkraft dieron una estimación de 115 y 140 millones NOK según una hipótesis de base. Sobre la base de estas tres tasaciones, Danske Securities concluyó que la estimación del valor actual neto del derecho a concesión hidroeléctrica oscilaría entre 100-140 millones NOK.

(29) Los cuatro informes se resumen en el cuadro que figura a continuación. En lo sucesivo, estos informes se denominan colectivamente los «cuatro informes».

Informe	Autor del informe	Fecha del informe	Informe encargado por	Volumen de la concesión hidroeléctrica evaluada (GWh) <sup>(1)</sup>	Periodo (en años)	VAN estimado (en millones NOK)
AA	Arthur Andersen	20.5.1999	NEAS	115,3	50	71,4-117,4 <sup>(2)</sup>
DS1	Danske Securities	14.2.2000	Narvik	116,3	50	80-145
DS2	Danske Securities	23.2.2000	Narvik	116,3	50	100-140
DT	Deloitte & Touche	3.5.2000	NEAS	116,3	50,5	110-130

<sup>(1)</sup> Parece que los informes DS1, DS2 y DT abarcan la concesión hidroeléctrica a precios ministeriales producida por Taraldsvik, Sildvik, Skjomen, Båtsvann y Norddalen. Aunque el informe DS2 no menciona expresamente el importe de concesión hidroeléctrica evaluado, nada parece indicar que no abarque el mismo volumen que el informe DS1. El informe AA abarca la producción de las mismas plantas, con la excepción de Taraldsvik.

<sup>(2)</sup> Hipótesis de base con un valor de 87,7 millones NOK.

## 8. Evaluaciones internas

(30) Además del asesoramiento externo, el director de contratación pública del ayuntamiento de Narvik realizó sus propias evaluaciones.

(31) En la primera evaluación presentada al Comité Ejecutivo en octubre de 1999, el director de contratación pública concluyó que el riesgo global para el ayuntamiento era elevado en los contratos a largo plazo, entendiéndose por tales los contratos entre 10 y 40 años.

(32) En su segunda evaluación, presentada al equipo de negociación el 16 de marzo de 2000, se discutieron diversas opciones para la gestión de la concesión hidroeléctrica. Para entonces, sin embargo, el equipo de negociación había limitado el ámbito de su mandato exclusivamente a evaluar el riesgo, el momento de la liquidación, las implicaciones fiscales y la maximización de los beneficios en tres supuestos (en todos ellos, Narvik transfería el derecho de concesión hidroeléctrica a NEAS durante un período de 50 años y reducía su participación en NEAS). A pesar de ello, en su segunda evaluación, el director de contratación pública siguió centrándose en la

importancia de la duración del contrato. Su apreciación del valor marginal del derecho a concesión hidroeléctrica a largo plazo fue que «...celebrar un contrato a un plazo tan largo como 50 años nos aporta muy poco valor añadido como vendedores frente a un contrato más breve (por ejemplo, veinte años, con 83 millones NOK)».

(33) Tras discutir internamente las ventajas y desventajas de un contrato a largo plazo, el equipo de negociación recomendó al Consejo municipal un contrato con una duración de 50,5 años por considerarlo adecuado para reducir el riesgo del ayuntamiento y ofrecer un horizonte de planificación a largo plazo.

## 9. La venta de la concesión hidroeléctrica

(34) NEAS solo pretendía comprar 116,3 GWh de la concesión hidroeléctrica a precio ministerial. En las negociaciones con la empresa, Narvik insistió, sin embargo, en que se comprara la totalidad de su derecho a concesión hidroeléctrica, y que, por lo tanto, el 11,7 GWh de concesión hidroeléctrica a precio en función del coste se ofreciera conjuntamente con la concesión hidroeléctrica a precio ministerial.

- (35) En mayo de 2000, las Partes acordaron finalmente que el acuerdo abarcara los 128 GWh totales de concesión hidroeléctrica y que NEAS pagaría 120 millones NOK por la concesión hidroeléctrica a precio ministerial y 6 millones NOK por la concesión hidroeléctrica a precio en función del coste.
- (36) El 25 de mayo de 2000, el Consejo municipal decidió formalmente que el ayuntamiento debía vender su derecho a concesión eléctrica de 128 GWh anuales a NEAS durante 50,5 años por 126 millones NOK.
- (37) El 16 de octubre de 2000, Narvik y NEAS formalizaron el acuerdo al firmar el contrato por el cual Narvik vendía el derecho de concesión eléctrica en las citadas condiciones. No se incluyó en el contrato un mecanismo de ajuste de precios, y el importe debía pagarse por adelantado a tanto alzado.
- (38) El 29 de noviembre de 2000, Narvik y NEAS firmaron un acuerdo complementario por el que NEAS se comprometía a pagar a Narvik por la adquisición del derecho a la concesión hidroeléctrica 60 millones NOK en efectivo y los restantes 66 millones NOK como una aportación en capital social en especie a NEAS (por entonces propiedad al 100 % del ayuntamiento).

## 10. Venta de acciones de NEAS

- (39) En 2001, Narvik vendió el 49,99 % de sus acciones en NEAS a Vesterålskraft AS y Hålogalandskraft AS.

## 11. Observaciones de las autoridades noruegas

- (40) Las autoridades noruegas opinan que el contrato con NEAS se celebró en condiciones de mercado. En primer lugar, hacen hincapié en que el acuerdo se celebró porque la situación económica de Narvik era delicada y necesitaba liquidez. En segundo lugar, NEAS necesitaba una recapitalización para reestructurar la empresa y crear una empresa regional mayor. Por último, en el momento de la celebración del contrato, el Ayuntamiento había estado vendiendo la concesión hidroeléctrica a pérdida, porque su precio era superior al precio obtenido en el mercado. A modo de ejemplo, en el período comprendido entre abril de 1999 y diciembre de 1999, Narvik perdió 2,3 millones NOK con la venta de la concesión hidroeléctrica.

- (41) Por lo que se refiere a la cuestión del riesgo regulador, las autoridades noruegas han explicado que NEAS asume todos los riesgos. Sostienen que probablemente haya más riesgo por reducción que por aumento de la cantidad de concesión que reduciría la probabilidad de ayuda.

- (42) Las autoridades noruegas alegan que la referencia de mercado adecuada para el acuerdo a 50,5 años es una venta permanente de una central eléctrica y que, ajustados a las diferencias pertinentes, los precios obtenidos por NEAS eran acordes con los niveles de precios por la venta de centrales eléctricas en el mismo período.
- (43) Para los datos de precios sobre la venta de centrales eléctricas en 2000, las autoridades noruegas remiten a un análisis en tiempo real del mercado de la electricidad realizado en el año 2000 por Pareto (el «análisis Pareto»). En el citado análisis, parece que los precios de mercado de centrales eléctricas vendidas en 2000 oscilaron entre 1,64 NOK y 1,77 NOK/KWh de capacidad de producción anual. La venta del derecho de concesión eléctrica de Narvik equivale a aproximadamente 1,00 NOK/KWh de capacidad de producción anual. Según las autoridades noruegas, la diferencia entre estas cifras se explica por los siguientes factores.
- (44) En primer lugar, en el año 2000, entre los costes de explotación más frecuentes, incluida la reinversión continua (sin amortización) para una central eléctrica más reciente eran de aproximadamente 0,05 NOK por KWh/año (más costes de alimentación). El pago continuo de NEAS esperado tenía dos partes: unas 0,10 NOK por KWh/año (más costes de alimentación) sobre la concesión hidroeléctrica a precios ministeriales y entre 0,14 y 0,178 NOK por KWh (más costes de alimentación) al año en la concesión hidroeléctrica anterior al 10 de abril de 1959. En 2000, el precio de mercado esperado era de aproximadamente 0,12 NOK por KWh. Así pues, el supuesto de 2000 daría un beneficio neto de 0,07 NOK por KWh para un propietario de la central, frente a 0,02 NOK por KWh sobre la concesión hidroeléctrica. En el momento de la celebración del contrato, el precio estimado para 2010 era de 0,20 NOK. Sobre la base de esta estimación, el supuesto para 2010 daría un beneficio neto de 0,15 NOK por KWh para el propietario de una central, frente a 0,10 NOK por KWh sobre la concesión hidroeléctrica.
- (45) En segundo lugar, las autoridades noruegas argumentan que el precio de venta de las cinco centrales desde el análisis Pareto debe reducirse en aproximadamente un 10-15 % al aplicar un tipo de capitalización del 4 % para compensar la diferencia entre la capitalización en un plazo infinito (factor de capitalización 25) y 50 años (factor de capitalización 21,48).
- (46) Las autoridades noruegas añaden además que los primeros años tienen mayor impacto en el cálculo VAN y que los grandes costes de reinversión derivados de la titularidad habitualmente se producen en una fase posterior, y, por tanto, tienen escaso efecto de reducción en el cálculo VAN.

(47) Teniendo esto en cuenta, las autoridades noruegas sostienen que existe una estrecha correlación entre, por un lado, las ventas de centrales eléctricas a aproximadamente 1,64 NOK–1,77 NOK/KWh de capacidad de producción anual y, por otra, los alquileres (pago por acceso a electricidad durante 50,5 años) de aproximadamente 1,00 NOK por KWh de la concesión hidroeléctrica.

(48) Por tanto, las autoridades noruegas sostienen que una comparación que ajuste estos factores demuestra que el precio que pagó NEAS por la concesión hidroeléctrica era comparable al precio de las centrales eléctricas vendidas en ese mismo período, y añade que la conclusión sobre los niveles de precios está respaldada por el informe DT y los dos informe DS anteriores a la celebración del acuerdo de concesión hidroeléctrica durante 50,5 años.

(49) En referencia a las Directrices del Órgano de Vigilancia sobre los elementos de ayuda en las ventas de terrenos y construcciones por parte de los poderes públicos («SOL»)<sup>(14)</sup>, las autoridades noruegas sostienen que un procedimiento de licitación competitivo e incondicional no es más que un método reconocido por el Órgano de Vigilancia para determinar precios de mercado en la venta de activos públicos. Las autoridades noruegas subrayan que en el SOL, el Órgano de Vigilancia también reconoce que un precio de mercado sin ayuda puede establecerse sobre la base de la tasación de un perito independiente. Las autoridades noruegas señalan que el informe DT y los dos informes DS se entregaron antes de que se celebrara el contrato de 50,5 años. El segundo informe DS determinó el valor sobre la base de una «investigación de mercado directa» que, según las autoridades noruegas, dio una prueba de mercado similar a la de un procedimiento de licitación. Las autoridades noruegas señalan también que el precio final estaba dentro del límite superior de las tres tasaciones.

(50) Las autoridades noruegas alegan además que era adecuado no incluir una cláusula de ajuste de precios, ya que el precio de compra se pagó como una cantidad a tanto alzado, y no de forma continuada. Las autoridades noruegas argumentan que dado que la venta se liquidó por adelantado, – en parte en efectivo y en parte como contribución en especie — de forma similar a una venta permanente de una central eléctrica, es «ilógico y muy poco habitual» incluir un mecanismo de ajuste de precios. Las autoridades noruegas sostienen además que, en virtud del modelo de contribución en especie, un ajuste posterior probablemente hubiera sido también ilegal con arreglo a las disposiciones de la Ley de sociedades de responsabilidad limitada<sup>(15)</sup>.

## 12. Observaciones de terceros

(51) Un tercero, NEAS (ahora Nordkraft), formuló observaciones a la Decisión 393/11/COL. NEAS coincide esencialmente con la opinión de las autoridades noruegas.

<sup>(14)</sup> DO L 137 de 8.6.2000, p. 28.

<sup>(15)</sup> 1997.6.13 nr 44 Lov om aksjeselskaper (aksjeloven) («Ley de sociedades de responsabilidad limitada»).

## II. EVALUACIÓN

### 1. Presencia de ayuda estatal

(52) El artículo 61, apartado 1, del Acuerdo EEE establece lo siguiente:

*«Salvo que el presente Acuerdo disponga otra cosa, serán incompatibles con el funcionamiento del presente Acuerdo, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre las Partes Contratantes, las ayudas otorgadas por los Estados miembros de las CE, por los Estados de la AELC o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen con falsear la competencia favoreciendo a determinadas empresas o producciones».*

(53) De esta disposición se desprende que, para que exista ayuda estatal, la medida debe otorgar una ventaja económica al beneficiario. A continuación, el Órgano de Vigilancia evaluará la cuestión de si, en el presente asunto, existe dicha ventaja económica.

### 2. Ventaja económica

(54) El Tribunal de Justicia de la Unión Europea ha dictaminado que para apreciar si una medida estatal constituye una ayuda, debe determinarse si la empresa beneficiaria recibe una ventaja económica que no habría obtenido en condiciones normales de mercado<sup>(16)</sup>. Para evaluar la existencia de una ventaja económica, el Órgano de Vigilancia aplica el principio de un (hipotético) inversor en una economía de mercado<sup>(17)</sup>.

(55) Si la transacción en cuestión se realizó de acuerdo con el principio del inversor en una economía de mercado, es decir, si el ayuntamiento vendió el derecho de concesión eléctrica por su valor de mercado y el precio y las condiciones de la transacción habrían sido aceptables para un inversor privado prudente en una economía de mercado, la transacción no conferiría una ventaja económica a NEAS y, por tanto, no implica la concesión de ayuda estatal. Por el contrario, podría existir ayuda estatal si la transacción no se llevó a cabo a precio de mercado.

(56) Al realizar esta evaluación, el Órgano de Vigilancia no puede sustituir el juicio comercial de Narvik por el suyo propio, lo que implica que el ayuntamiento, como propietario del derecho de la concesión hidroeléctrica, disfruta de un margen de discrecionalidad para elegir la forma en que opera en condiciones competitivas normales.

<sup>(16)</sup> Asunto C-39/94, SFEI /La Poste, Rec. 1996, p. I-3547, apartado 60.

<sup>(17)</sup> El principio del inversor en una economía de mercado se describe con más detalle en las Directrices del Órgano de Vigilancia sobre la aplicación de las disposiciones de ayuda de Estado a las empresas públicas en el sector de la fabricación (DO L 274 de 26.10.2000 p. 29).

(57) Una evaluación del precio y las condiciones del contrato entre el ayuntamiento y NEAS debe basarse en la información de que disponía Narvik en el momento de la celebración del contrato. En general, una evaluación fundada *ex ante* sería suficiente para descartar la existencia de ayuda estatal, aun cuando las hipótesis utilizadas en la evaluación resulten erróneas *a posteriori*.

(58) A continuación, el Órgano de Vigilancia analiza, por tanto, si Narvik actuó como un inversor privado en una economía de mercado cuando celebró un contrato para vender su derecho a la concesión hidroeléctrica.

(59) El Órgano de Vigilancia es consciente del contexto en el que tuvo lugar la transacción. A partir de la información facilitada por las autoridades noruegas, el Órgano de Vigilancia entiende que, en el momento en que se celebró el contrato, el ayuntamiento estaba en una situación en la que necesitaba tanto liquidez, para cumplir sus obligaciones crediticias, como capital que aportar a NEAS. Además, se observa que la Ley de sociedades de responsabilidad limitada restringió la posibilidad de incorporar un mecanismo de ajuste de precios en el contrato al hacer una aportación en especie. En 1999, antes de la celebración del acuerdo de venta en 2000, Narvik había incurrido además en pérdidas al vender la concesión hidroeléctrica. Por consiguiente, el ayuntamiento había decidido vender su derecho a la concesión hidroeléctrica a más largo plazo y, al mismo tiempo, seguir la estrategia ex puesta de obtener el máximo rendimiento por la concesión hidroeléctrica.

(60) Las autoridades noruegas han alegado que el Órgano de Vigilancia debe poder descartar la existencia de una ventaja al aplicar los principios del SOL en el presente asunto. El Órgano de Vigilancia observa que, aunque el SOL no se aplica a la venta de derechos de compra de concesión hidroeléctrica, de hecho prescribe dos métodos con los que las autoridades públicas pueden obtener generalmente un precio de mercado por la venta de edificios y terrenos de propiedad pública y, por lo tanto, asegurarse de que la venta no implica ayuda estatal. El primer método para descartar la existencia de un elemento de ayuda es la venta mediante licitación incondicional. El segundo, la venta a un precio establecido mediante una tasación de un perito independiente realizada de conformidad con criterios de evaluación comúnmente reconocidos.

(61) El Órgano de Vigilancia observa que la venta de un activo mediante licitación incondicional normalmente excluye la presencia de una ventaja. Al menos en un procedimiento verdaderamente abierto, cuando hay más de un

licitador<sup>(18)</sup>. Ahora bien, el derecho de Narvik a la concesión hidroeléctrica no se vendió mediante licitación incondicional.

(62) Por otra parte, tanto Narvik como NEAS encargaron dos tasaciones a asesores externos, como se explica en los considerandos (26) a (29). No obstante, ni el informe DS1, ni el DS2, ni los informes AA aclaran qué método se utilizó para determinar las tasaciones del valor. Sin más aclaraciones, el Órgano de Vigilancia no está en condiciones de evaluar si las tasaciones del valor de mercado se han realizado de conformidad con indicadores de mercado y criterios de evaluación comúnmente reconocidos. Por lo tanto, el Órgano de Vigilancia considera que los informes DS1, DS2 y AA tienen un valor limitado a la hora de evaluar el valor del derecho de la concesión hidroeléctrica. Por otra parte, el informe DT ofrece una explicación detallada de sus evaluaciones. En consecuencia, sus resultados pueden ser probados y verificados. Por consiguiente, el Órgano de Vigilancia estima que el informe DT es el más fidedigno. En opinión del Órgano de Vigilancia, el hecho de que los cuatro informes den resultados análogos<sup>(19)</sup> refuerza, sin embargo, los resultados del informe DT y, presumiblemente, también los de los otros tres informes

(63) El Órgano de Vigilancia señala que, aunque un precio establecido por un tasador independiente generalmente puede considerarse que excluye la presencia de una ventaja en la venta de terrenos o construcciones genéricos fáciles de tasar que han sido objeto de numerosas transacciones, esto no es necesariamente cierto en el caso de terrenos y construcciones de características singulares o cuando las circunstancias de la venta puedan suscitar dudas respecto a si la tasación de los peritos refleja el valor real de mercado de la propiedad<sup>(20)</sup>.

(64) Como se explica a continuación, los contratos de suministro de energía eléctrica a un precio fijo de una duración superior a 6 años no son habituales ni suelen producirse. Al no haber un mercado en el que poder observar precios comparables y, dada la volatilidad de los

<sup>(18)</sup> Compárense las Directrices del Órgano de Vigilancia sobre la aplicación de las normas sobre ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general (pendiente de publicación en el DO, disponible en el sitio web del Órgano de Vigilancia: <http://www.eftasurv.int/state-aid/legal-framework/state-aid-guidelines/>), punto 68.

<sup>(19)</sup> El precio de compra acordado de 120 millones NOK para los 116,3 GWh de concesión a precios ministeriales es idéntico al valor medio de las horquillas estimadas del VAN presentadas en el informe DT (110-130 millones NOK), así como en el informe DS2 (100-140 millones NOK). Además, el precio es superior al valor medio de la horquilla indicada en el informe DS1 (80-145 millones NOK) y supera la horquilla indicada en el informe AA (71,4-117,4 millones NOK para 115,3 GWh de concesión a precios ministeriales).

<sup>(20)</sup> Una tasación de un perito independiente que cumpla los criterios pertinentes del SOL no siempre puede considerarse una verdadera expresión del precio de mercado de un terreno o una construcción, véase la Decisión del Órgano de Vigilancia nº 157/12/COL relativa a la venta de la parcela gnr 271/8 por el municipio de Oppdal (DO L 350 de 9.5.2012, p. 109), sección II.6.2.

precios de la electricidad, la tasación de un perito es menos adecuada como instrumento para determinar el precio de mercado de un contrato de electricidad a precio fijo a 50,5 años (21).

(65) En cualquier caso, el Órgano de Vigilancia recuerda que es el criterio del inversor en una economía de mercado, y no el SOL, el que se aplica a la venta de terrenos y construcciones, es decir, la prueba aplicable para evaluar si un contrato de electricidad celebrado por una autoridad pública conlleva una ventaja que favorece a una empresa. En efecto, el Tribunal General confirmó que el principio general del inversor en una economía de mercado se aplica a los contratos de electricidad a largo plazo en la sentencia Budapesti Erőmű Zrt/Comisión en la que el Tribunal General respaldó el planteamiento de la Comisión Europea («la Comisión») en un asunto relativo a contratos de electricidad a largo plazo celebrados por las autoridades húngaras (22).

(66) En dicho asunto, la Comisión señaló las principales prácticas de los operadores comerciales en los mercados europeos de la electricidad que eran relevantes a efectos de su análisis y evaluó si los acuerdos en el asunto en cuestión se ajustaban a dichas prácticas, o si los contratos se celebraron en condiciones que no habrían sido aceptables para un operador que actuara únicamente por motivos comerciales (23).

(67) La Comisión constató que raramente se celebran en el mercado europeo contratos de electricidad a largo plazo de una duración superior a 6 años (24). La información de que dispone el Órgano de Vigilancia confirma esta conclusión. Así pues, caso de haberlos, son pocos los contratos de electricidad a largo plazo con los que comparar el precio de la electricidad vendida a 50,5 años vista.

(68) Sin embargo, los potenciales compradores y vendedores de centrales eléctricas tienen que hacer estimaciones a largo plazo de los precios de la electricidad en el futuro.

(21) Por otra parte, el Órgano de Vigilancia señala que los cuatro informes no evalúan el valor de los 11,3 GWh de la concesión hidroeléctrica a precio de coste. Al Órgano de Vigilancia tampoco se le ha facilitado una tasación de un perito independiente que evalúe el valor de esta concesión hidroeléctrica. Las autoridades noruegas se han limitado a explicar que el precio de 6 millones NOK de esta concesión hidroeléctrica se acordó mediante negociaciones entre Narvik y NEAS. Estas circunstancias no permiten que el Órgano de Vigilancia evalúe la venta de 11,3 GWh de concesión hidroeléctrica a precio de coste de acuerdo con los principios del SOL. Además, el informe AA no tiene en cuenta el valor de la producción de electricidad de Taraldsvik (1 GWh).

(22) Asuntos acumulados T-80/06 y T-182/09 Budapesti Erőmű Zrt/Comisión [pendiente de publicación], apartados 65-69.

(23) Asuntos acumulados T-80/06 y T-182/09 Budapesti Erőmű Zrt/Comisión [pendiente de publicación], apartados 68-69.

(24) Véase la Decisión de la Comisión en el asunto C 41/05 relativo a la ayuda estatal concedida por Hungría mediante los Contratos de Compra de Electricidad (DO L 225 de 27.8.2009, p. 53), apartado 200.

Sobre esta base, las autoridades noruegas alegan que la venta del derecho de concesión eléctrica de Narvik debe asimilarse a la venta de una central hidroeléctrica. Para respaldar este argumento, las autoridades noruegas han facilitado al Órgano de Vigilancia el análisis Pareto, que da una visión general de cinco centrales hidroeléctricas vendidas en Noruega en el año 2000.

(69) Las autoridades noruegas argumentan que, tanto en el caso de la venta de una central hidroeléctrica como de la venta del derecho de concesión eléctrica de Narvik, el precio de venta representa el VAN de los flujos de tesorería previstos del volumen de producción. Así pues, al igual que Narvik y NEAS en el presente asunto, cualquier comprador o vendedor de una central hidroeléctrica tendrá que evaluar el valor de la central basándose en los ingresos estimados de producción menos los costes previstos, actualizados a un tipo de actualización pertinente mientras el nuevo propietario pueda explotar la energía hidroeléctrica.

(70) Las autoridades noruegas argumentan que, corregidos determinados factores pertinentes, los precios de las cinco centrales hidroeléctricas citadas en el análisis Pareto son comparables al precio obtenido por la venta del derecho de concesión eléctrica de Narvik. En este contexto, el Órgano de Vigilancia toma nota de los factores de corrección referidos por las autoridades noruegas, según se explica en el capítulo I.11.

(71) En el caso de las cinco centrales hidroeléctricas, los precios de venta por kWh de capacidad de producción oscilaban entre 1,66 y 1,74 NOK. Una venta permanente de un activo aumentará el VAN del activo en comparación con una venta del derecho a compra de la concesión hidroeléctrica a 50,5 años, puesto que se supone que el activo tendrá un flujo de tesorería positivo después de 50,5 años. Las autoridades noruegas han utilizado un tipo de capitalización del 4 % que arroja un ajuste a la baja del precio de venta de aproximadamente el 10-15 % para comparar una venta permanente con la venta de concesión hidroeléctrica por un tiempo limitado (25).

(72) La segunda diferencia entre una venta permanente y una venta del derecho a compra de concesión hidroeléctrica a 50,5 años se refiere a la base de costes que se utiliza en el modelo VAN – (costes de producción totales frente al precio de la concesión). Las autoridades noruegas han alegado que el coste típico de explotación, incluida la reinversión en una central eléctrica más moderna, fue de aproximadamente 0,05 NOK por kWh, mientras que el precio ministerial en aquel momento era de aproximadamente 0,10 NOK por kWh.

(25) Dado un tipo de capitalización del 4 %, la reducción real de valor sería de aproximadamente un 14 %.

(73) A fin de evaluar si los precios para las centrales eléctricas son indicadores adecuados del precio de mercado de la concesión hidroeléctrica en cuestión, es necesario examinar cada elemento del argumento con más detalle. La evaluación del Órgano de Vigilancia se basa en la información facilitada por las autoridades noruegas y demás información pública disponible.

(74) En el siguiente análisis se utilizan cifras nominales en todos los cálculos<sup>(26)</sup>.

(75) En el caso de las cinco centrales hidroeléctricas citadas en el análisis Pareto, los precios de venta por KWh de capacidad de producción oscilaban entre 1,66 y 1,74 NOK. En un informe publicado por la empresa de consultoría económica ECON Pöyry que analizaba las ventas de centrales eléctricas entre 1996 y 2005, el valor medio de las transacciones en el año 2000 parece ser algo más elevado, y se estimaba en aproximadamente 1,85 NOK. Según el mismo informe, en 1999 se obtuvo el mismo precio aproximado. Por consiguiente, la horquilla de precios de comparación parece ser ligeramente superior a la del análisis Pareto. Dado que el informe ECON se refiere a un valor medio de las transacciones más elevado que el del análisis Pareto, el Órgano de Vigilancia utilizará una horquilla de 1,70 NOK a 1,80 NOK en su análisis.

(76) El segundo factor que debe tenerse en cuenta es la manera de ajustar los niveles de precios de una venta permanente a una venta de duración limitada a 50,5 años. Las autoridades noruegas han alegado que el factor de ajuste adecuado es el 10-15 %, basándose en un tipo de capitalización del 4 %. El Órgano de Vigilancia considera que la elección del tipo de capitalización está estrechamente vinculada a la elección del tipo de actualización en el modelo VAN. El tipo de actualización nominal después de impuestos que se utilizó en el informe DT era del 6,8 %, mientras que el informe AA utilizó el 7 %. Hay que señalar también que NVE ha utilizado un tipo del 6,5 % al evaluar nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas<sup>(27)</sup>. El modelo de cálculo en función del coste utiliza un tipo del 6 %<sup>(28)</sup>. El Órgano de Vigilancia, sobre la base de cuanto antecede, considera que el tipo de actualización adecuado y, por lo tanto, el tipo de capitalización que se aplicará para comparar una venta permanente a una venta de duración limitada se sitúa en torno al 6 - 7 % nominalmente después de impuestos. Sobre esta base, el ajuste adecuado del valor de una venta

<sup>(26)</sup> El valor nominal se refiere a un valor económico expresado en unidades de una moneda en un año dado. En cambio, el valor real ajusta el valor nominal para eliminar los efectos de los cambios de precios en el nivel general de precios (inflación) a lo largo del tiempo.

<sup>(27)</sup> Manual n° 1 de NVE de 2007 *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*, puede consultarse en la siguiente dirección: <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Fjernvarme/handbok1-07.pdf>

<sup>(28)</sup> Cifras tomadas del siguiente libro: Thor Falkanger y Kjell Haagensen *Vassdrags- og energirett* 2002, página 349.

permanente a una venta a 50,5 años no es del 10 % -15 %, como sostienen las autoridades noruegas, sino que está más cerca del 4-5 %.

(77) El tercer factor que debe tenerse en cuenta es el precio esperado futuro del mercado de electricidad. Como se ha explicado anteriormente, prever los futuros precios de la electricidad a 50 años o más no es tarea sencilla. En los informes de tasación descritos anteriormente, en particular el informe AA y el informe DT, se esperaba que el precio de mercado de la electricidad aumentara de manera constante durante un periodo de 10 a 20 años, después del cual se esperaba que los precios fueran constantes en términos reales (es decir, aumentaran solo con la inflación prevista)<sup>(29)</sup>. Esto sugiere que el consenso en el mercado en aquel momento era que los futuros precios de la electricidad a largo plazo se mantendrían constantes en términos reales y no seguirían aumentando<sup>(30)</sup>. El Órgano de Vigilancia asume que la incertidumbre en cuanto a los futuros precios de la electricidad era la misma para todos todos los participantes en el mercado, incluso para aquellos que compraron y vendieron centrales durante el periodo de la venta de derechos de concesión hidroeléctrica. Por tanto, no hay ninguna razón para suponer que algunos participantes en el mercado tienen acceso a información significativamente distinta sobre las perspectivas de los precios de mercado

(78) Pasando de ingresos a costes, la comparación presentada por las autoridades noruegas se refiere a una situación en la que hay una diferencia en las salidas de efectivo por KWh entre una venta permanente y la venta de concesión hidroeléctrica de 0,05 NOK debido a un precio de concesión esperado de aproximadamente 0,10 NOK y un coste de explotación, incluida la reinversión, de aproximadamente 0,05 NOK.

(79) Por lo que se refiere al precio ministerial para la concesión hidroeléctrica, los consultores que aconsejaron a Narvik y NEAS esperaban que los precios se mantuvieran relativamente constantes en términos reales, es decir, que no se esperaban ni mejoras de eficiencia significativas ni gran volatilidad de la base de costes. En principio, se esperaba que el precio ministerial para la concesión hidroeléctrica aumentara con la inflación<sup>(31)</sup>. Sobre la base de la información disponible, el Órgano de Vigilancia considera que un inversor prudente habría hecho las mismas hipótesis y, por consiguiente, asume que no habría cambios importantes en el precio de la concesión hidroeléctrica en función del precio de coste en un análisis posterior. Estos costes compensan los salidas de efectivo en el cálculo del valor de la concesión hidroeléctrica<sup>(32)</sup>.

<sup>(29)</sup> Véase el informe AA y los numerosos informes citados en el mismo

<sup>(30)</sup> Véase, por ejemplo: Frode Kjærland Norsk vannkraft – «arvesølv solgt på billigsalg»? 2009, disponible en la siguiente dirección: <http://www.magma.no/norsk-vannkraft-arvesølv-solgt-paa-billigsalg>

<sup>(31)</sup> Véase el informe DT, sección 4.3.1.

<sup>(32)</sup> Además de los costes de alimentación, pero esto equivaldría a la hipótesis de la venta de la central y, por consiguiente, pueden pasarse por alto en el análisis.

(80) Puesto que hay una serie de variables que pueden afectar al nivel de gastos en efectivo con el tiempo, la cifra de 0,05 NOK que combina costes de explotación y de reinversión debe evaluarse sobre la base de sus diversos componentes.

(81) En primer lugar, es evidente que una central eléctrica tendrá un determinado nivel de costes generales de explotación y mantenimiento. Se supone que los costes de explotación y mantenimiento de una central hidroeléctrica suelen ser relativamente bajos y constantes en torno a 0,02-0,05 NOK por KWh<sup>(33)</sup>. Los datos sobre costes utilizados para determinar el precio ministerial respaldan esta hipótesis. En 2000, la compensación en virtud de dicho modelo de costes de explotación y mantenimiento fue de 0,267 NOK por KWh.

(82) Otras salidas de efectivo también son pertinentes para el cálculo del VAN. En el cálculo del precio ministerial a partir de 2000, los impuestos se compensaron con 0,021 NOK. La carga fiscal real en una central dada dependería obviamente de los beneficios pero, puesto que el precio ministerial pretende ser representativo del coste medio de las centrales eléctricas típicas en Noruega, parece razonable suponer un coste fiscal de aproximadamente 0,02 NOK por KWh.

(83) La parte final de las salidas de efectivo en el VAN son los costes de reinversión, que dependen fundamentalmente del calendario y del nivel de necesidades de reinversión de la central. El Órgano de Vigilancia entiende que, a efectos de contabilidad, el ciclo de vida útil de una central hidroeléctrica es de cuarenta años<sup>(34)</sup>, si bien su ciclo de vida real puede ser mayor. El nivel de reinversión es en muchos casos sustancial y, por lo tanto, el calendario del desembolso de efectivo, como también alegaban las autoridades noruegas, es de gran importancia para el cálculo del VAN. Si la reinversión se produce en una fase temprana del periodo de cálculo, la reducción en el VAN es considerablemente mayor que si la reinversión tiene lugar más adelante en el periodo de cálculo. Sin embargo, las autoridades noruegas no han facilitado al Órgano de Vigilancia información sobre las necesidades de reinversión de las centrales hidroeléctricas vendidas en 1999 y 2000 que utilizan como base para su comparación. El Órgano de Vigilancia señala que probablemente no se disponga de dicha información, ni sea fácil de conseguir por su antigüedad y su naturaleza comercial presumiblemente sensible.

(84) Al adaptar los precios para las centrales hidroeléctricas en cuestión con el fin de tener en cuenta las dos diferencias mencionadas, el periodo de tiempo y la base de costes, las autoridades noruegas sostienen que la horquilla de

precios entre 1,66 y 1,74 NOK por KWh es comparable al precio obtenido por la concesión hidroeléctrica de aproximadamente 1,00 NOK por KWh<sup>(35)</sup>. Como se ha explicado anteriormente, según la información de que dispone el Órgano de Vigilancia, el valor medio de las transacciones en 1999 y 2000 fue algo más elevado que esta horquilla (aproximadamente 1,85 NOK). Por lo tanto, el Órgano de Vigilancia comparará una horquilla de precios de 1,70 NOK a 1,80 NOK por KWh con el precio de 1,00 NOK obtenido por Narvik

(85) El primer ajuste sería hacer los precios de venta permanente comparables a un contrato a 50,5 años. El Órgano de Vigilancia ha utilizado un tipo de capitalización del 6 % que reduce los valores de una venta permanente en aproximadamente un 5,5 %. La horquilla de precios comparable obtenidos en ventas de centrales es por tanto 1,61-1,70 NOK. La diferencia en los flujos de efectivo netos de 0,61-0,70 NOK por KWh entre los precios de la concesión hidroeléctrica y el coste de explotación de una central explicaría la diferencia con el fin de satisfacer el principio del inversor privado y excluir la ayuda.

(86) Los costes totales de explotación, como se ha mencionado anteriormente, se estiman en torno a 0,02 -0,05 NOK por KWh más una estimación de 0,02 NOK por KWh en impuestos, lo que supone 0,04-0,07 NOK por KWh. Además, deben tenerse en cuenta las reinversiones, cuya repercusión financiera depende del calendario y el tamaño y es, por tanto, difícil de cuantificar.

(87) Teniendo esto en cuenta, el Órgano de Vigilancia ha efectuado un análisis de sensibilidad en relación con la venta de los 128 GWh<sup>(36)</sup> de concesión hidroeléctrica durante un periodo de 50,5 años. El Órgano de Vigilancia ha probado diversas combinaciones de costes y tipos de actualización con tipos de actualización nominal después de impuestos que oscilan entre el 5,5 % y el 7,5 % y costes de explotación totales entre 0,05 y 0,09 NOK por KWh, como figuran en el cuadro siguiente.

	Análisis de sensibilidad	Tipo de actualización				
		5,5 %	6 %	6,5 %	7 %	7,5 %
Costes de explotación	0,05	1,60	1,46	1,34	1,23	1,14
	0,06	1,34	1,23	1,12	1,04	0,96
	0,07	1,09	0,99	0,91	0,84	0,78
	0,08	0,83	0,76	0,70	0,64	0,59
	0,09	0,58	0,53	0,48	0,45	0,41

<sup>(33)</sup> Manual nº 1 de NVE de 2007, sección 4.2.3 e informe Sweco Grøner nº 154650-2007.1 citado en Ot.prp. nr. 107 (2008-2009) sección 4.4, cuadro 4.2, disponible en la siguiente url: <http://www.regeringen.no/nn/dep/oed/dokument/proposisjonar-ogmeldingar/odelstingsproposisjonar/-2008-2009/otpp-nr-107-2008-2009/-4/4.html?id=569864>

<sup>(34)</sup> Manual nº 1 de NVE de 2007, sección 4.2.2, ref 2.2.

<sup>(35)</sup> Es decir, el precio de venta de 126 millones NOK dividido por 128 GWh de concesión hidroeléctrica anual.

<sup>(36)</sup> El Órgano de Vigilancia ha tomado como precio ministerial 0,10 NOK y, por simplificar, como precio de coste 0,15 NOK, véase el considerando (14).

- (88) Los resultados están por debajo de la horquilla de 0,61 NOK a 0,70 NOK cuando los costes de explotación son de 0,09 NOK a cualquier tipo de actualización entre 5,5 % y 7,5 % o cuando los costes de explotación son de 0,08 NOK y, al mismo tiempo, el tipo de actualización es del 7,5 % o superior. En estos supuestos, la diferencia entre el precio de la concesión hidroeléctrica y el coste de explotación es tan pequeña que, cuando se calcula el VAN de la diferencia, no explica la diferencia en los precios más altos obtenidos en la venta permanente de centrales hidroeléctricas. Sin embargo, esto solo ocurre en los casos en que el coste de explotación, cuando se incluyen los costes de reinversión, es entre un 60 y un 80 % superior a las estimaciones de costes presentadas por las autoridades noruegas.

### 3. Conclusión y resumen

- (89) El Órgano de Vigilancia ha evaluado la cuestión de si el acuerdo de Narvik con NEAS confirió una ventaja a esta última, sobre la base de la información facilitada por las autoridades noruegas. El Órgano de Vigilancia ha considerado que las cuatro tasaciones de peritos tienen un valor limitado. Hay numerosas incertidumbres en cuanto a la evolución de los futuros precios de la electricidad en períodos prolongados. Los contratos de electricidad a largo plazo sin cláusulas de ajuste de precios son poco comunes.
- (90) Además, no es evidente que la venta de centrales eléctricas como tales pueda compararse con una venta de concesión hidroeléctrica, puesto que una venta permanente es una decisión definitiva en la que debe evaluarse el riesgo del valor infinito o futuro. No es así en el caso de una venta de concesión hidroeléctrica, en la que la duración óptima del contrato en términos de riesgo y valor podría ser diferente.
- (91) Sin embargo, el Órgano de Vigilancia ha tomado nota de las circunstancias particulares del asunto, entre ellas el hecho de que Narvik sufrió pérdidas en la venta de concesión hidroeléctrica, justo antes de que se celebrara el contrato con NEAS a 50,5 años, junto con el hecho de que el ayuntamiento necesitaba liquidez, tanto para reembolsar su deuda como para realizar la inversión prevista en NEAS.
- (92) Por estas circunstancias particulares, el Órgano de Vigilancia acepta el argumento de que la operación en cuestión, a pesar de su prolongada duración y la

incertidumbre sobre los precios de la electricidad en el futuro, puede compararse con las ventas de centrales que tuvieron lugar en 1999 y 2000. Así pues, el Órgano de Vigilancia, en este asunto concreto, acepta que los precios de las centrales vendidas representan un indicador adecuado del precio de mercado en la venta a largo plazo de los derechos de concesión hidroeléctrica en cuestión. Sobre la base de las pruebas facilitadas al Órgano de Vigilancia por las autoridades noruegas, y de las explicaciones sobre las diferencias pertinentes, parece que Narvik obtuvo un precio comparable a las ventas de centrales de 1999 y 2000.

- (93) Sobre la base de esos elementos, el Órgano de Vigilancia, en definitiva, ha llegado a la conclusión de que Narvik, al celebrar el contrato con NEAS para la venta de sus derechos de concesión eléctrica, actuó dentro de su discrecionalidad como un inversor en una economía de mercado.

- (94) Así pues, no puede considerarse que el contrato conceda una ventaja a NEAS y, por lo tanto, no implica ayuda estatal a tenor del artículo 61 del Acuerdo EEE.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

#### Artículo 1

La venta de los derechos de concesión eléctrica del ayuntamiento de Narvik a Narvik Energi AS no implica ayuda estatal a tenor del artículo 61 del Acuerdo EEE.

#### Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión es el Reino de Noruega.

#### Artículo 3

El texto en lengua inglesa es el único auténtico.

Hecho en Bruselas, el 19 de junio de 2013.

*Por el Órgano de Vigilancia de la AELC*

Oda Helen SLENTNES  
Presidenta

Sabine MONAUNI-TÖMÖRDY  
Miembro del Colegio