

## DECYZJA URZĘDU NADZORU EFTA

NR 258/13/COL

z dnia 19 czerwca 2013 r.

**o zamknięciu formalnego postępowania wyjaśniającego w sprawie sprzedaży uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej przedsiębiorstwu Narvik Energi AS („NEAS”) (Norwegia)**

URZĄD NADZORU EFTA („Urząd”),

UWZGLĘDNIAJĄC Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym („Porozumienie EOG”), w szczególności jego art. 61–63 oraz protokół 26,

UWZGLĘDNIAJĄC Porozumienie pomiędzy Państwami EFTA w sprawie ustanowienia Urzędu Nadzoru i Trybunału Sprawiedliwości („porozumienie o nadzorze i Trybunale”), w szczególności jego art. 24,

UWZGLĘDNIAJĄC Protokół 3 do porozumienia o nadzorze i Trybunale („protokół 3”), w szczególności jego art. 7 ust. 2 oraz art. 13 ust. 1 w części II,

PO wezwaniu zainteresowanych stron do przedstawienia uwag<sup>(1)</sup> zgodnie z przywołanymi artykułami i uwzględniając otrzymane odpowiedzi,

a także mając na uwadze, co następuje:

**I. FAKTY****1. Procedura**

- (1) Pismem z dnia 7 stycznia 2009 r. złożono skargę przeciwko gminie Narvik („Narvik”) w związku ze sprzedażą uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej przedsiębiorstwu Narvik Energi AS („NEAS”). Wspomniane pismo wpłynęło do Urzędu i zostało zarejestrowane w dniu 14 stycznia 2009 r.<sup>(2)</sup> Pismem z dnia 16 lipca 2009 r.<sup>(3)</sup> Urząd zwrócił się do władz Norwegii o dodatkowe informacje. Pismem z dnia 2 października 2009 r.<sup>(4)</sup> władze norweskie odpowiedziały na wniosek o dodatkowe informacje.
- (2) Dnia 14 grudnia 2011 r. Urząd wszczął postępowanie przewidziane w części I art. 1 ust. 2 Protokołu 3 do porozumienia o nadzorze i Trybunale, przyjmując decyzję nr 393/11/COL („decyzja 393/11/COL”). W piśmie z dnia 23 lutego 2012 r.<sup>(5)</sup> władze norweskie przedstawiły uwagi do tej decyzji.

- (3) Dnia 26 kwietnia 2012 r. decyzja została opublikowana w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* oraz Suplemencie EOG do niego<sup>(6)</sup>. W piśmie przesłanym pocztą elektroniczną dnia 25 maja 2012 r.<sup>(7)</sup> Urząd otrzymał uwagi od zainteresowanej strony. Pismem przesłanym pocztą elektroniczną dnia 28 czerwca 2012 r.<sup>(8)</sup> Urząd przekazał te uwagi władzom norweskim. W piśmie z dnia 30 listopada 2012 r.<sup>(9)</sup> władze norweskie przedstawiły dalsze informacje.

**2. Skarga**

- (4) Skarżący twierdzi, że gmina Narvik przez zawarcie umowy z NEAS w sprawie sprzedaży 128 GWh rocznej energii koncesyjnej na okres 50,5 roku sprzedała swoje prawa do kupna energii koncesyjnej po cenie znacznie niższej od ceny rynkowej i w związku z tym przyznała niezgodną z prawem pomoc państwa przedsiębiorstwu NEAS.

- (5) Skarżący twierdzi również, że decyzja o zawarciu umowy została przyjęta przez radę gminy Narvik w oparciu o nieprawidłowe lub niepełne informacje. Przypuszcza się, że ekspertyzy, które krytycznie oceniały okres obowiązywania umowy i nieodłączną trudność w ustalaniu ceny rynkowej energii elektrycznej, nie zostały ujawnione radzie gminy przed podjęciem przez nią decyzji o zawarciu umowy.

**3. Norweski system energii koncesyjnej**

- (6) W Norwegii zasadniczo wymaga się koncesji na eksploatację większych elektrowni wodnych. Elektrownia, która posiada koncesję na eksploatację wodospadów, jest zobowiązana do sprzedaży gminie, w której jest zlokalizowana, określonej ilości energii będącej częścią jej rocznej produkcji. Ilość energii, do której kupna gmina jest uprawniona, określa się jako energię koncesyjną. System energii koncesyjnej określono w paragrafie 2 ust. 12 ustawy o licencjach przemysłowych<sup>(10)</sup> i w paragrafie 12 ust. 15 ustawy o regulacji wodospadów<sup>(11)</sup>.

<sup>(1)</sup> Opublikowane w Dz.U. C 121 z 26.4.2012, s. 25 i w Suplemencie EOG nr 23 z 26.4.2012, s. 1.

<sup>(2)</sup> Nr referencyjny 504391.

<sup>(3)</sup> Nr referencyjny 519710.

<sup>(4)</sup> Nr referencyjny 532247-532256.

<sup>(5)</sup> Nr referencyjny 626050.

<sup>(6)</sup> Zob. przypis 1.

<sup>(7)</sup> Nr referencyjny 635920.

<sup>(8)</sup> Nr referencyjny 639486.

<sup>(9)</sup> Nr referencyjne 655297-655305.

<sup>(10)</sup> Lov om erverv av vannfall mv. (industrikonsesjonsloven) nr 16 z dnia 14.12.1917 („ustawa o licencjach przemysłowych”).

<sup>(11)</sup> 11 Lov om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven) nr 17 z dnia 14.12.1917 („ustawa o regulacji wodospadów”).

- (7) Uzasadnieniem wspomnianych przepisów jest potrzeba zapewnienia gminom wystarczających dostaw energii elektrycznej po uczciwej cenie, w związku z czym ilość energii koncesyjnej ustala się w oparciu o ogólne zapotrzebowanie na dostawy energii elektrycznej dla każdej gminy indywidualnie<sup>(12)</sup> i może ona wynosić do 10 % rocznej produkcji elektrowni. Nie nałożono jednak żadnych ograniczeń dotyczących eksploatacji energii koncesyjnej przez gminy. W związku z tym gminy mogą wykorzystać energię, sprzedawać ją lub przeznaczyć do innych celów według własnego uznania.
- (8) Przedmiotowe uprawnienia nie wiążą się z obowiązkiem gmin do kupna energii koncesyjnej. W odniesieniu do koncesji przyznanych przed 1983 r. zasadniczo ma zastosowanie zastrzeżenie, że gdy gmina podejmuje decyzję o nieskorzystaniu ze swojego prawa do energii koncesyjnej, traci ona prawo do energii koncesyjnej na przyszłość.
- (9) Przepisy określają dwa systemy wyceny energii koncesyjnej: pierwszy dotyczy koncesji przyznanych przed dniem 10 kwietnia 1959 r., drugi dotyczy koncesji przyznanych dnia 10 kwietnia 1959 r. lub po tej dacie.
- (10) W przypadku koncesji przyznanych przed dniem 10 kwietnia 1959 r. cenę energii koncesyjnej oblicza się na podstawie kosztów produkcji ponoszonych przez daną elektrownię powiększonych o premię wynoszącą 20 %. Powyższy model nadal ma zastosowanie do koncesji przyznanych przed dniem 10 kwietnia 1959 r. i w dalszej części niniejszej decyzji nazywany jest modelem „kosztów produkcji”. Energia koncesyjna sprzedawana zgodnie z tym modelem wyceny jest nazywana w dalszej części niniejszej decyzji „energią koncesyjną po cenie według kosztów produkcji”.
- (11) W przypadku koncesji przyznanych po dniu 10 kwietnia 1959 r. cenę koncesji ustala Ministerstwo ds. Ropy Naftowej i Energii w oparciu o średnie koszty ponoszone przez elektrownie wodne w całym kraju, obliczone na reprezentatywnej próbie. Powyższa metoda wyceny jest nazywana w dalszej części niniejszej decyzji metodą „ceny ustalonej przez ministerstwo”. Energia koncesyjna sprzedawana zgodnie z tym modelem wyceny jest nazywana w dalszej części niniejszej decyzji „energią koncesyjną po cenie ustalonej przez ministerstwo”.
- (12) Ustawa o licencjach przemysłowych stanowi, że uprawnienie gmin do energii koncesyjnej może zostać poddane przeglądowi przez norweską Dyрекcję ds. Zasobów Wodnych i Energii („NVE”) 20 lat po przyznaniu koncesji<sup>(13)</sup>. Władze norweskie wyjaśniły, że chociaż proces przeglądu może prowadzić do dostosowania przez NVE ilości energii koncesyjnej, nie może on skutkować zasadniczymi zmianami uprawnień gminy do energii koncesyjnej. Większa część uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej podlega przeglądowi w 2019 r.

<sup>(12)</sup> Paragraf 2 ust. 12 akapit pierwszy ustawy o licencjach przemysłowych.

<sup>(13)</sup> Paragraf 2 ust. 12 akapit siódmy ustawy o licencjach przemysłowych.

- (13) Gminy ponoszą koszty zaopatrzenia sieci przesyłowej w energię koncesyjną.

#### 4. Energia koncesyjna gminy Narvik

- (14) Całkowita ilość energii koncesyjnej objęta uprawnieniami gminy Narvik wynosi około 128 GWh rocznie, przy czym około 116,3 GWh wycenia się zgodnie z metodą ceny ustalonej przez ministerstwo, a pozostałe około 11,7 GWh wycenia się zgodnie z metodą kosztów produkcji. Władze norweskie wyjaśniły, że w 2000 r. cena ustalana przez ministerstwo wynosiła około 0,10 NOK, a odpowiednie koszty produkcji w elektrowniach Håkvik i Nygård w 2000 r. wynosiły 0,14-0,178 NOK.

Właściciel elektrowni w chwili transakcji	Elektrownia	Przybliżona liczba GWh/rok	Metoda wyceny
NEAS	Håkvik i Nygård	11,7	Koszty produkcji
NEAS	Taraldsvik	1,0	Cena ustalana przez ministerstwo
Nordkraft	Sildvik	20,9	Cena ustalana przez ministerstwo
Statkraft	Skjomen, Båtsvann i Norddalen	94,4	Cena ustalana przez ministerstwo

#### 5. Narvik Energi AS („NEAS”)

- (15) Przedsiębiorstwo NEAS ma siedzibę w gminie Narvik w okręgu Nordland. Zajmuje się ono produkcją i sprzedażą energii. Do 2001 r. przedsiębiorstwa NEAS było własnością gminy Narvik w 100 %. W 2001 r. gmina Narvik sprzedała 49,99 % swoich udziałów spółkom Vesterålskraft AS i Hålogandskraft AS.
- (16) Po połączeniu, do którego doszło w 2006 r., i zmianie nazwy w 2009 r. NEAS jest obecnie częścią spółki Nordkraft AS („Nordkraft”).

#### 6. Wydarzenia prowadzące do sprzedaży energii koncesyjnej

- (17) Do końca 1998 r. gmina Narvik sprzedała swoje roczne uprawnienia do około 128 GWh energii koncesyjnej przedsiębiorstwu NEAS w ramach umów krótko- i długoterminowych. Na początku 1999 r. gmina Narvik, nie uzyskawszy porozumienia z NEAS, sprzedała jednak swoją energię koncesyjną na giełdzie energii elektrycznej po cenie kasowej.

- (18) W marcu 1999 r. gmina zorganizowała przetarg na sprzedaż swojej energii koncesyjnej przeznaczony na pozostałą część 1999 r. Dnia 30 marca 1999 r. gmina Narvik zawarła umowę z oferentem, który zaproponował najwyższą cenę, spółką Kraftinor AS. Cena wynosiła 109,50 NOK/MWh. Ponieważ gmina Narvik płaciła 111,10 NOK za MWh energii koncesyjnej oraz dodatkowo pokrywała koszty zaopatrzenia w energię w wysokości 20 NOK/MWh, wskutek zawarcia tej umowy poniosła ona straty w wysokości 2,3 mln NOK. Początkowo gmina Narvik spodziewała się nadwyżki w wysokości 3,5 mln NOK.
- (19) Dnia 19 października 1999 r. komitet wykonawczy rady gminy („komitet wykonawczy”) zalecił radzie gminy, że w celu osiągnięcia stabilnej perspektywy planowania ogólnym celem działań w zakresie energii koncesyjnej gminy powinna być długoterminowa maksymalizacja zysku. Na proponowaną strategię osiągnięcia tego celu składały się cztery elementy:
- 1) energię koncesyjną sprzedaje się oferentowi, który proponuje najwyższą cenę, w ramach umów długoterminowych ze stałą stopą zwrotu, przy czym umowa zawiera jednak klauzule dostosowania, które przynoszą dodatkowy zysk, jeżeli ceny są znacznie wyższe niż ceny prognozowane na okres objęty umową;
  - 2) w celu dywersyfikacji ryzyka energię koncesyjną sprzedaje się w ramach różnych umów zawieranych na różne okresy;
  - 3) burmistrzowi udziela się pełnomocnictwa do zawierania umów zgodnie ze strategią ustanowioną przez radę gminy; i
  - 4) zyski ze sprzedaży energii koncesyjnej wpłacane są do funduszu, który rozdziela się zgodnie z decyzjami rady gminy.
- (20) Rada gminy zatwierdziła zalecenie komitetu wykonawczego z jednym dostosowaniem zaproponowanym przez burmistrza i zatwierdzonym w drodze zmiany do strategii: zamiast wyraźnego udzielenia burmistrzowi „pełnomocnictwa do zawierania umów zgodnie ze strategią ustanowioną przez radę gminy”, ostateczna decyzja stanowi, że „na pierwszym etapie wdrażania tej strategii zaprasza się przedsiębiorstwo NEAS do dyskusji dotyczącej jego zainteresowania sprawą, które wyraziło w swoim piśmie do gminy z dnia 9 listopada”.
- (21) W piśmie z dnia 9 listopada 1999 r. przedsiębiorstwo NEAS zakwestionowało proponowaną strategię sprzedaży energii koncesyjnej w ramach różnych umów zawieranych na różne okresy w celu dywersyfikacji ryzyka. W zamian przedsiębiorstwo NEAS zaproponowało jedną długoterminową umowę z gminą Narvik („na przykład na 50 lat”) i było gotowe zawrzeć w tej umowie klauzulę dostosowania cen.
- (22) Także w piśmie z dnia 15 kwietnia 1999 r. przedsiębiorstwo NEAS wyraziło swoje zainteresowanie zawarciem długoterminowej umowy w sprawie energii koncesyjnej, przede wszystkim na zakup uprawnień do energii z płatnością ryczałtową z góry lub ewentualnie na długoterminową dzierżawę tych uprawnień na okres – jak pierwotnie sugerowano – 60 lat z płatnościami uiszczanymi gminie Narvik raz do roku.
- (23) Poza kwestią energii koncesyjnej dyskutowano także na temat przyszłej roli NEAS na rynku oraz roli gminy Narvik jako właściciela przedsiębiorstwa NEAS.
- (24) Według władz norweskich NEAS obserwowało w tamtym okresie szeroko zakrojoną konsolidację regionalną wśród przedsiębiorstw energetycznych i wchodzenie podmiotów krajowych/międzynarodowych na rynki lokalne. NEAS potrzebowało zwiększyć swój kapitał własny, aby nabyć udziały w innych przedsiębiorstwach energetycznych, w szczególności w Nordkraft AS. NEAS podpisało także listy intencyjne z Hålogaland Kraft AS i Vesterålskraft AS w celu utworzenia regionalnego przedsiębiorstwa produkcyjnego i regionalnego przedsiębiorstwa transportującego energię. Zmiany te miały wejść w życie dnia 1 stycznia 2001 r. Oczekiwano, że gmina Narvik, wyłączny właściciel NEAS, wesprze je dodatkowym zastrzykiem kapitałowym, aby umożliwić przedsiębiorstwu NEAS przeprowadzenie tych transakcji poprzez połączenie kapitału własnego i obcego.
- (25) Na posiedzeniu rady gminy w dniu 16 grudnia 1999 r. postanowiono, że udziały gminy w NEAS, potrzeby kapitałowe przedsiębiorstwa oraz działania w zakresie energii koncesyjnej powinny zostać ocenione łącznie przez zespół negocjacyjny składający się z burmistrza, zastępcy burmistrza, przywódcy opozycji oraz dyrektora urzędu gminy, jego zastępcy i kierownika działu zamówień w urzędzie gminy („zespół negocjacyjny”).

## 7. Oceny zewnętrzne

- (26) Arthur Andersen („AA”) i Deloitte & Touche („DT”) otrzymały od przedsiębiorstwa NEAS zlecenie sporządzenia dwóch sprawozdań w celu ustalenia wartości energii koncesyjnej po cenie ustalonej przez ministerstwo. W sprawozdaniu sporządzonym przez AA stosuje się metodę wartości bieżącej netto, jednak nie opisuje się w szczególności sposobu przyjętych założeń. W sprawozdaniu sporządzonym przez DT także zastosowano metodę wartości bieżącej netto, lecz zawarto w nim więcej wyjaśnień dotyczących odpowiednich założeń i obliczeń niż w sprawozdaniu AA. Na przykład, w sprawozdaniu DT wyjaśnia się szczegółowo sposób ustalania wymaganej stopy zwrotu w oparciu o kapitałowy model wyceny aktywów („CAMP”) oraz sposób ustalania średniego ważonego kosztu kapitału („WACC”). Analiza zawiera także szczegółowy opis obliczeń ceny koncesji i obejmuje analizę wrażliwości opartą na przyrostowych zmianach w cenie energii i WACC.

- (27) Na zlecenie gminy Narvik przedsiębiorstwo Danske Securities sporządziło dwa sprawozdania („DS1” i „DS2”). W pierwszym sprawozdaniu, DS1, zlecono Danske Securities sporządzenie oceny tego, czy gmina powinna sprzedać swoje uprawnienia do energii koncesyjnej na rynku lub przenieść je do NEAS. W sprawozdaniu DS1 Danske Securities z własnej inicjatywy przedstawiło oszacowania dotyczące wartości uprawnień do energii koncesyjnej na okres 50 lat. Danske Securities, poza przedstawieniem swoich założeń dotyczących przyszłych cen energii elektrycznej, określiło ograniczone wytyczne dotyczące sposobu obliczenia wartości uprawnień do energii koncesyjnej.
- (28) Do celów sprawozdania DS2 Danske Securities zwróciło się o przedstawienie oczekiwanych cen i kosztów do następujących trzech uczestników rynku: CBF Kraftmølling AS („CBF”), Norwegian Energy Brokers AS („NEB”) i Statkraft SF („Statkraft”). Na podstawie tych oczekiwanych wartości Danske Securities obliczyło szacunkową

wartość rynkową uprawnień do energii koncesyjnej. Na podstawie wartości oczekiwanych przez CBF uzyskano szacunkową wartość podstawową wynoszącą 127 mln NOK. Na podstawie wartości oczekiwanych przez NEB uzyskano szacunkową wartość podstawową wynoszącą 75 mln NOK. Ponieważ w przypadku NEB w oczekiwanych cenach i kosztach nie uwzględniono inflacji, Danske Securities pokreśliło, że nie uznaje wartości oczekiwanych przez NEB za wiarygodne. Na podstawie wartości oczekiwanych przez Statkraft uzyskano przedział 115–140 mln NOK. Na podstawie tych trzech wycen wartości Danske Securities stwierdziło, że wartość bieżąca netto uprawnień do energii koncesyjnej wyniesie 100–140 mln NOK.

- (29) Wspomniane cztery sprawozdania podsumowano w poniższej tabeli. W dalszej części niniejszej decyzji sprawozdania te są zwane łącznie „czterema sprawozdaniami”.

Sprawozdanie	Autor sprawozdania	Data sprawozdania	Zleceniodawca sprawozdania	Ilość energii koncesyjnej poddanej wycenie (w GWh) <sup>(1)</sup>	Okres (w latach)	Szacunkowa wartość bieżąca netto (w mln NOK)
AA	Arthur Andersen	20.5.1999	NEAS	115,3	50	71,4–117,4 <sup>(2)</sup>
DS1	Danske Securities	14.2.2000	gmina Narvik	116,3	50	80–145
DS2	Danske Securities	23.2.2000	gmina Narvik	116,3	50	100–140
DT	Deloitte & Touche	3.5.2000	NEAS	116,3	50,5	110–130

<sup>(1)</sup> Wydaje się, że sprawozdania DS1, DS2 i DT obejmują energię koncesyjną po cenie ustalonej przez ministerstwo produkowaną przez elektrownie Taraldsvik, Sildvik, Skjomen, Båtsvann i Norddalen. Chociaż w sprawozdaniu DS2 nie określono wyraźnie ilości ocenianej energii koncesyjnej, nic nie wskazuje na to, że nie objęto w nim takiej samej objętości jak w sprawozdaniu DS1. Sprawozdanie AA obejmuje produkcję tych samych elektrowni, z wyjątkiem elektrowni Taraldsvik.

<sup>(2)</sup> O wartości podstawowej wynoszącej 87,7 mln NOK.

## 8. Oceny wewnętrzne

- (30) Poza skorzystaniem z zewnętrznego doradztwa, kierownik działu zamówień w gminie Narvik sporządził własne oceny.
- (31) W pierwszej ocenie przedstawionej komitetowi wykonawczemu w październiku 1999 r. stwierdził on, że ogólne ryzyko dla gminy jest wysokie w odniesieniu do umów długoterminowych, zdefiniowanych jako umowy na okres 10–40 lat.
- (32) W swojej drugiej ocenie przedstawionej zespołowi negocjacyjnemu dnia 16 marca 2000 r. zawarł on omówienie różnych wariantów działań w zakresie energii koncesyjnej. Do tego czasu zespół negocjacyjny zawęził jednak zakres swojego mandatu wyłącznie do oceny ryzyka, czasu do rozliczenia, konsekwencji podatkowych i maksymalizacji zysku w ramach trzech scenariuszy (z których wszystkie obejmowały przeniesienie uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej na rzecz NEAS na okres 50 lat i zmniejszenia udziałów gminy w NEAS). Niezależnie od tego kierownik działu zamówień w swojej drugiej ocenie w dalszym ciągu skupiał się na znaczeniu czasu trwania umowy. W swojej ocenie dotyczącej

zmiany wartości marginalnej uprawnień do energii koncesyjnej wraz z wpływem czasu stwierdził on, że „... zawarcie długoterminowej umowy np. na 50 lat przynosi bardzo małą wartość dodaną dla nas jako sprzedających w porównaniu z umowami na krótszy okres (na przykład umów na 20 lat o wartości 83 mln NOK)”.

- (33) Po zakończeniu dyskusji wewnętrznych dotyczących zalet i wad długoterminowej umowy zespół negocjacyjny wydał swoje zalecenie dla rady gminy, w którym zalecił umowę trwającą 50,5 roku jako odpowiednią w celu obniżenia ryzyka, na jakie narażona jest gmina, i zapewnienia długotrwałej perspektywy planowania.

## 9. Sprzedaż energii koncesyjnej

- (34) Przedsiębiorstwo NEAS dążyło do zakupu jedynie 116,3 GWh energii koncesyjnej po cenie ustalonej przez ministerstwo. Podczas negocjacji z przedsiębiorstwem gmina Narvik nalegała jednak, aby jej uprawnienia do energii koncesyjnej zakupiono w całości i aby w związku z tym 11,7 GWh energii koncesyjnej po cenie według kosztów produkcji powiązано z energią koncesyjną po cenie ustalonej przez ministerstwo.



- (35) W maju 2000 r. strony ostatecznie uzgodniły objęcie umową całość energii koncesyjnej w ilości 128 GWh oraz zapłatę przez NEAS kwoty 120 mln NOK za energię koncesyjną po cenie ustalonej przez ministerstwo i kwoty 6 mln NOK za energię koncesyjną po cenie według kosztów produkcji.
- (36) W dniu 25 maja 2000 r. rada gminy podjęła formalną decyzję o sprzedaży swoich rocznych uprawnień do 128 GWh energii koncesyjnej na rzecz NEAS na okres 50,5 roku za kwotę 126 mln NOK.
- (37) W dniu 16 października 2000 r. gmina Narvik i NEAS sformalizowały to porozumienie poprzez podpisanie umowy, na mocy której gmina Narvik sprzedała uprawnienia do energii koncesyjnej na warunkach opisanych powyżej. W umowie nie uwzględniono żadnego mechanizmu dostosowywania cen, a kwota miała zostać uiszczona z góry w formie płatności ryczałtowej.
- (38) W dniu 29 listopada 2000 r. gmina Narvik i NEAS podpisały umowę dodatkową, w której NEAS, za zakup uprawnień do energii koncesyjnej zobowiązało się do zapłaty gminie Narvik 60 mln NOK w gotówce i pozostałej kwoty 66 mln NOK w formie wkładu niepieniężnego wnoszonego do kapitału przedsiębiorstwa NEAS (które w tym czasie było własnością gminy w 100 %).

#### 10. Sprzedaż udziałów NEAS

- (39) W 2001 r. gmina Narvik zbyła 49,99 % swoich udziałów w NEAS na rzecz Vesterålskraft AS i Hålogalandskraft AS.

#### 11. Uwagi władz norweskich

- (40) Władze norweskie są zdania, że umowę z NEAS zawarto na warunkach rynkowych. Podkreślają one po pierwsze, że umowę zawarto, ponieważ sytuacja finansów gminy Narvik była napięta i gmina potrzebowała płynnego kapitału. Po drugie, konieczne było dokapitalizowanie NEAS, aby przeprowadzić restrukturyzację przedsiębiorstwa w celu utworzenia większego przedsiębiorstwa regionalnego. Ponadto w momencie zawierania umowy gmina sprzedawała energię koncesyjną ze stratą, ponieważ cena energii koncesyjnej była wyższa niż cena, którą uzyskiwano na rynku. Przykładowo w okresie od kwietnia 1999 r. do grudnia 1999 r. gmina Narvik straciła na sprzedaży energii koncesyjnej 2,3 mln NOK.
- (41) W odniesieniu do kwestii ryzyka regulacyjnego władze norweskie wyjaśniły, że przedsiębiorstwo NEAS ponosi całe ryzyko. Twierdzą one, że ryzyko to prawdopodobnie dotyczy raczej zmniejszenia niż zwiększenia ilości energii koncesyjnej, co mogłoby skutkować obniżeniem prawdopodobieństwa wystąpienia pomocy.
- (42) Władze norweskie twierdzą, że odpowiednim rynkowym punktem odniesienia dla umowy zawieranej na 50,5 roku jest ostateczna sprzedaż elektrowni oraz że dostosowane do odpowiednich różnic ceny otrzymywane przez NEAS były zgodne z poziomami cen sprzedaży elektrowni w tym samym okresie.
- (43) W odniesieniu do danych dotyczących cen w ramach sprzedaży elektrowni w 2000 r. władze norweskie odnoszą się do tak zwanego przeglądu rynku energii elektrycznej w czasie rzeczywistym za 2000 r. sporządzonego przez firmę Pareto („przeгляд Pareto”). Z przeglądu tego wynika, że ceny rynkowe w ramach sprzedaży elektrowni w 2000 r. wynosiły 1,64–1,77 NOK/KWh rocznej zdolności produkcyjnej. Wartość sprzedaży uprawnień do energii koncesyjnej gminy Narvik wynosi około 1,00 NOK/KWh rocznej zdolności produkcyjnej. Zdaniem władz norweskich różnicę między tymi kwotami można wyjaśnić opisanymi niżej czynnikami.
- (44) Po pierwsze, w 2000 r. zwykłe koszty operacyjne uwzględniające bieżące reinwestowanie (bez amortyzacji) w przypadku nowszych elektrowni wynosiły około 0,05 NOK/KWh rocznie (plus koszty zaopatrywania). Oczekiwana bieżąca płatność przedsiębiorstwa NEAS miała dwojaki charakter – około 0,10 NOK/KWh rocznie (plus koszty zaopatrywania) w odniesieniu do energii koncesyjnej po cenie ustalonej przez ministerstwo i 0,14–0,178 NOK/KWh (plus koszty zaopatrywania) rocznie w odniesieniu do energii koncesyjnej na podstawie koncesji sprzed dnia 10 kwietnia 1959 r. W 2000 r. oczekiwana cena rynkowa wynosiła około 0,12 NOK/KWh. Scenariusz oparty na danych z 2000 r. prowadziłby zatem do zysku netto dla właściciela elektrowni wynoszącego 0,07 NOK/KWh w porównaniu z 0,02 NOK/KWh w przypadku energii koncesyjnej. W momencie zawierania umowy szacunkowa cena w 2010 r. wynosiła 0,20 NOK. Na podstawie tych oszacowań scenariusz oparty na danych z 2010 r. prowadziłby do zysku netto dla właściciela elektrowni wynoszącego 0,15 NOK/KWh w porównaniu do 0,10 NOK/KWh w przypadku energii koncesyjnej.
- (45) Po drugie, władze norweskie twierdzą, że ceny w ramach sprzedaży pięciu elektrowni, o których mowa w przeglądzie Pareto, muszą być zmniejszone o około 10–15 % przy zastosowaniu stopy kapitalizacji na poziomie 4 % w celu uwzględnienia różnicy w kapitalizacji w nieokreślonej perspektywie czasowej (współczynnik kapitalizacji wynoszący 25) i w perspektywie 50 lat (współczynnik kapitalizacji wynoszący 21,48).
- (46) Władze norweskie dodają ponadto, że wczesne lata mają największy wpływ na obliczanie wartości bieżącej netto i że znaczne koszty reinwestowania związane z własnością zwykle pojawiają się na późniejszym etapie, dlatego też mają niewielki wpływ obniżający przy obliczaniu wartości bieżącej netto.

- (47) W związku z powyższym władze norweskie twierdzą, że istnieje ścisła korelacja między sprzedażą elektrowni po cenie wynoszącej około 1,64–1,77 NOK/KWh rocznej zdolności produkcyjnej z jednej strony a stawkami dzierżawy (opłatami za dostęp do energii elektrycznej na okres 50,5 roku) w wysokości około 1,00 NOK/KWh energii koncesyjnej z drugiej strony.
- (48) Władze norweskie twierdzą zatem, że porównanie uwzględniające te czynniki wskazuje, że cena zapłacona przez NEAS za energię koncesyjną była porównywalna z ceną sprzedaży elektrowni w tym samym czasie i dodają, że sprawozdanie DT i dwa sprawozdania DS poprzedzające zawarcie umowy dotyczącej energii koncesyjnej na 50,5 roku potwierdzają wniosek dotyczący poziomu cen.
- (49) W odniesieniu do wytycznych Urzędu w sprawie elementów pomocy państwa w sprzedaży gruntów i budynków przez władze publiczne („wytyczne dotyczące sprzedaży gruntów”) <sup>(14)</sup> władze norweskie twierdzą, że konkurencyjna i nieograniczona procedura przetargowa jest jedyną metodą uznawaną przez Urząd w celu określenia cen rynkowych w odniesieniu do sprzedaży majątku publicznego. Władze norweskie podkreślają, że w wytycznych dotyczących sprzedaży gruntów Urząd również uznaje, że można określić cenę rynkową nieuwzględniającą pomocy państwa na podstawie oceny sporządzonej przez niezależnego eksperta. Władze norweskie zauważają, że sprawozdanie DT i dwa sprawozdania DS sporządzono przed zawarciem umowy na 50,5 roku. W drugim sprawozdaniu DS określono wartość na podstawie „bezpośredniego badania rynku”, w wyniku którego według władz norweskich uzyskano badanie rynku zbliżone do badania uzyskiwanego podczas procedury przetargowej. Władze norweskie zauważają również, że ostateczna cena mieściła się w górnej granicy wspomnianych trzech wycen.
- (50) Władze norweskie twierdzą ponadto, że nieuwzględnienie klauzuli dostosowania ceny było właściwe, ponieważ cena zakupu została uiszczona w formie płatności ryczałtowej, a nie w formie płatności bieżących. Władze norweskie twierdzą, że biorąc pod uwagę fakt, iż w ramach przedmiotowej sprzedaży należność uregulowano z góry, częściowo w gotówce i częściowo w formie wkładu niepieniężnego, podobnie jak w przypadku ostatecznej sprzedaży elektrowni, „nienaturalne i bardzo nietypowe” byłoby uwzględnienie mechanizmu dostosowywania cen. Władze norweskie twierdzą ponadto, że ze względu na model wkładu niepieniężnego późniejsze dostosowanie prawdopodobnie także byłoby niezgodne z prawem na podstawie przepisów ustawy o spółkach akcyjnych <sup>(15)</sup>.

## 12. Uwagi osób trzecich

- (51) Uwagi do decyzji nr 393/11/COL przedstawiła jedna osoba trzecia, a mianowicie przedsiębiorstwo NEAS

<sup>(14)</sup> Dz.U. L 137 z 8.6.2000, s. 28.

<sup>(15)</sup> Lov om aksjeselskaper (aksjeloven) nr 44 z dnia 13.6.1997 („ustawa o spółkach akcyjnych”)

(obecnie Nordkraft). NEAS zasadniczo zgadza się z opinią władz norweskich.

## II. OCENA

### 1. Występowanie pomocy państwa

- (52) Artykuł 61 ust. 1 Porozumienia EOG stanowi, co następuje:

„Z zastrzeżeniem innych postanowień niniejszego Porozumienia, wszelka pomoc przyznawana przez państwa członkowskie WE, państwa EFTA lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, jest niezgodna z funkcjonowaniem niniejszego Porozumienia w zakresie, w jakim wpływa na handel między Umawiającymi się Stronami”.

- (53) Z postanowienia tego wynika, że aby występowała pomoc państwa, środek musi przynosić korzyść gospodarzowi beneficjentowi. W dalszej części niniejszej decyzji Urząd poddaje ocenie kwestię występowania takiej korzyści gospodarczej w przedmiotowej sprawie.

### 2. Korzyść gospodarcza

- (54) Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że aby potwierdzić, czy środek państwowy stanowi pomoc konieczną jest ustalenie, czy przedsiębiorstwo będące beneficjentem uzyskuje korzyść gospodarczą, której nie uzyskałoby w normalnych warunkach rynkowych <sup>(16)</sup>. Aby ocenić, czy występuje korzyść gospodarcza Urząd stosuje test (hipotetycznego) prywatnego inwestora <sup>(17)</sup>.
- (55) Jeżeli transakcja została przeprowadzona zgodnie z testem prywatnego inwestora, czyli gmina sprzedała uprawnienia do energii koncesyjnej za równowartość ich wartości rynkowej oraz cena i warunki transakcji byłyby możliwe do zaakceptowania dla ostrożnego prywatnego inwestora działającego w warunkach gospodarki rynkowej, transakcja ta nie przyniosłaby korzyści gospodarczej przedsiębiorstwu NEAS i tym samym nie wiązałaby się z przyznaniem pomocy państwa. Przeciwnie, jeżeli transakcji nie przeprowadzono po cenie rynkowej, można byłoby uznać, że wiąże się ona z pomocą państwa.
- (56) Dokonując tej oceny, Urząd nie może zastąpić oceny handlowej dokonanej przez gminę Narvik swoją własną, co oznacza, że gminie, jako właścicielowi uprawnień do energii koncesyjnej, przysługuje swoboda uznania w zakresie wyboru sposobu funkcjonowania w zwykłych warunkach konkurencji.

<sup>(16)</sup> Wyrok z 1996 r. w sprawie C-39/94 SFEI przeciwko La Poste, Rec. s. I-3547, pkt 60.

<sup>(17)</sup> Test prywatnego inwestora jest opisany bardziej szczegółowo w wytycznych Urzędu dotyczących stosowania zasad pomocy państwa do przedsiębiorstw publicznych w sektorze wytwórczym (Dz.U. L 274 z 26.10.2000, s. 29).

- (57) Ocena dotycząca ceny i warunków umowy między gminą a NEAS powinna opierać się na informacjach dostępnych gminie Narvik w czasie zawierania umowy. Przemysłana ocena *ex ante* byłaby zasadniczo wystarczająca, aby wykluczyć istnienie pomocy państwa, nawet jeżeli założenia zastosowane w ocenie okazują się później niesłuszne.
- (58) W dalszej części niniejszej decyzji Urząd ocenia zatem, czy gmina Narvik działała jak prywatny inwestor przy zawieraniu umowy w celu sprzedaży uprawnień do energii koncesyjnej.
- (59) Urząd ma świadomość okoliczności, w jakich przeprowadzono przedmiotową transakcję. Na podstawie informacji przekazanych przez władze norweskie Urząd rozumie, że w chwili zawarcia umowy gmina była w sytuacji, w której potrzebowała zarówno dostępu do płynności finansowej (aby móc wywiązać się ze swoich zobowiązań z tytułu kredytu), jak i kapitału w celu dokonania zastrzyku kapitałowego do NEAS. Ponadto zauważa się, że ustawa o spółkach akcyjnych ograniczyła możliwość włączenia mechanizmu dostosowywania cen do umowy w przypadku wnoszenia wkładu niepieniężnego. Dodatkowo w 1999 r., przed zawarciem umowy sprzedaży w 2000 r., gmina Narvik poniosła straty na sprzedaży energii koncesyjnej. Gmina postanowiła zatem sprzedać swoje uprawnienia do energii koncesyjnej w dłuższej perspektywie przy jednoczesnym zachowaniu zgodności ze swoją wyraźnie określoną strategią maksymalnego zwiększenia zysku z energii koncesyjnej.
- (60) Władze norweskie stwierdziły, że Urząd powinien być w stanie wykluczyć istnienie korzyści, stosując do przedmiotowej sprawy zasady określone w wytycznych dotyczących sprzedaży gruntów. Urząd zauważa, że chociaż zasady określone w wytycznych dotyczących sprzedaży gruntów nie mają zastosowania do sprzedaży uprawnień do zakupu energii koncesyjnej, w wytycznych tych faktycznie zaleca się dwie metody, przy pomocy których organy publiczne mogą zwykle uzyskać cenę rynkową w ramach sprzedaży gruntów i budynków publicznych, a co za tym idzie, zapewnić niewystępowanie pomocy państwa w związku z taką sprzedażą. Pierwszą metodą wykluczenia elementu pomocy jest sprzedaż w trybie nieograniczonej procedury przetargowej. Drugą metodą jest sprzedaż po cenie ustalonej poprzez wycenę sporządzoną przez niezależnego eksperta zgodnie z powszechnie przyjętymi normami wyceny.
- (61) Urząd zauważa, że sprzedaż danego składnika aktywów w trybie nieograniczonej procedury przetargowej zwykle wyklucza istnienie korzyści. Dzieje się tak przynajmniej w przypadku autentycznych procedur otwartych, w których bierze udział więcej niż jeden oferent<sup>(18)</sup>. Uprawnienia gminy Narvik do energii koncesyjnej nie zostały jednak sprzedane w trybie nieograniczonej procedury przetargowej.
- (62) Z drugiej strony gmina Narvik i NEAS zlecieli po dwie oceny zewnętrznym ekspertom, jak opisano wyżej w punktach 26 i 29. W sprawozdaniach DS1 i DS2 ani w sprawozdaniu AA nie określono jednak metody zastosowanej w celu określenia wyceny wartości. Wobec braku dalszych wyjaśnień Urząd nie jest w stanie ocenić, czy wyceny wartości rynkowej zostały dokonane zgodnie z ogólnie przyjętymi wskaźnikami rynkowymi i normami wyceny. W związku z tym w opinii Urzędu sprawozdania DS1, DS2 i AA mają ograniczoną wartość przy dokonywaniu wyceny uprawnień do energii koncesyjnej. Z drugiej strony sprawozdanie DT zawiera szczegółowe wyjaśnienia dokonanych w nim wycen. W rezultacie wyniki tego sprawozdania mogą zostać sprawdzone i zweryfikowane. Urząd uznaje zatem, że sprawozdanie DT jest najbardziej wiarygodne. Zdaniem Urzędu fakt, że wszystkie cztery sprawozdania przedstawiają podobne wyniki<sup>(19)</sup> wzmacnia jednak wyniki sprawozdania DT i prawdopodobnie również wyniki trzech pozostałych sprawozdań.
- (63) Urząd zauważa, że chociaż cenę ustaloną przez niezależnego rzeczoznawcę można zwykle uznać za wykluczającą istnienie korzyści przy sprzedaży łatwych w wycenie typowych gruntów lub budynków, które były przedmiotem licznych transakcji, nie koniecznie ma to miejsce w przypadku gruntów i budynków o bardziej wyjątkowej charakterystyce lub w przypadku gdy okoliczności sprzedaży mogą wywoływać wątpliwości co do tego, czy ocena niezależnego eksperta odzwierciedla faktyczną wartość rynkową nieruchomości<sup>(20)</sup>.
- (64) Jak wyjaśniono w dalszej części niniejszej decyzji, umowy na dostawę energii elektrycznej po cenach stałych na okres przekraczający 6 lat nie należą do zwykłej praktyki i są rzadko spotykane. Z powodu braku rynku, na którym można zaobserwować porównywalne ceny oraz

<sup>(18)</sup> Por. Wytyczne Urzędu dotyczące stosowania zasad pomocy państwa z rekompensatą przyznaną dla usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym (nie opublikowano jeszcze w Dz.U., dostępne na stronie Urzędu: <http://www.eftasurv.int/state-aid/legal-framework/state-aid-guidelines/>) punkt 68.

<sup>(19)</sup> Uzgodniona cena sprzedaży wynosząca 120 mln NOK za 116,3 GWh energii koncesyjnej po cenie ustalonej przez ministerstwo jest identyczna ze średnią wartością szacowanych przedziałów wartości bieżącej netto w sprawozdaniu DT (110–130 mln NOK) oraz w sprawozdaniu DS2 (100–140 mln NOK). Ponadto cena jest wyższa niż średnia wartość przedziału wskazanego w sprawozdaniu DS1 (80–145 mln NOK) i przekracza przedział wskazany w sprawozdaniu AA (71,4–117,4 mln NOK za 115,3 GWh energii koncesyjnej po cenie ustalonej przez ministerstwo).

<sup>(20)</sup> Ocena niezależnego eksperta odpowiadająca właściwym kryteriom określonym w wytycznych dotyczących sprzedaży gruntów nie może być zawsze uznawana za prawdziwe odzwierciedlenie ceny rynkowej nieruchomości lub budynku, zob. decyzja urzędu nr 157/12/COL w sprawie sprzedaży nieruchomości gnr 271/8 przez gminę miejską Oppdal (Dz.U. L 350 z 9.5.2012, s. 109), sekcja II 6.2.



ze względu na zmienność cen energii elektrycznej ocena niezależnego eksperta jest mniej odpowiednim narzędziem do ustalenia ceny rynkowej umowy na dostawy energii elektrycznej po cenach stałych zawartej na 50,5 roku <sup>(21)</sup>.

- (65) W każdym razie Urząd przypomina, że nie wytyczne dotyczące sprzedaży gruntów, które mają zastosowanie do sprzedaży gruntów i budynków publicznych, lecz test prywatnego inwestora stanowi właściwą metodę oceny, czy umowa na dostawy energii elektrycznej zawarta przez organ publiczny wiąże się z korzyścią „sprzyjającą” danemu przedsiębiorstwu. Fakt, że test prywatnego inwestora dotyczy długoterminowych umów na dostawy energii elektrycznej Sąd potwierdził bowiem w sprawie *Budapesti Erőmű Zrt* przeciwko *Commission*, w której poparł on stanowisko przyjęte przez Komisję Europejską („Komisja”) w sprawie dotyczącej długoterminowych umów na dostawy energii elektrycznej zawartych przez władze węgierskie <sup>(22)</sup>.
- (66) W sprawie tej Komisja określiła główne praktyki operatorów komercyjnych na europejskich rynkach energii elektrycznej, które były istotne do celów przeprowadzanej przez nią analizy i oceniła, czy umowy w przedmiotowej sprawie były zgodne z tymi praktykami czy też umowy te zostały zawarte na warunkach, które byłyby niedopuszczalne dla operatora działającego wyłącznie na zasadach komercyjnych <sup>(23)</sup>.
- (67) Komisja ustaliła, że na rynku europejskim rzadko zawiera się długoterminowe umowy na dostawy energii elektrycznej na okres ponad 6 lat <sup>(24)</sup>. Ustalenie Komisji znajduje potwierdzenie w informacjach dostępnych Urzędowi. Zawarto zatem nieliczne (jeżeli w ogóle) długoterminowe umowy na dostawy energii elektrycznej, które można wykorzystać jako punkt odniesienia dla ceny energii sprzedanej na następne 50,5 roku.
- (68) Długoterminowe dane szacunkowe dotyczące przyszłych cen energii elektrycznej muszą jednak zostać sporządzone przez potencjalnych nabywców i sprzedawców elektrowni. Na tej właśnie podstawie władze norweskie

stwierdziły, że sprzedaż uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej należy powiązać za sprzedażą elektrowni wodnej. Na poparcie tego argumentu władze norweskie przedstawiły Urzędowi przegląd Pareto zawierający ogólny przegląd pięciu elektrowni wodnych sprzedanych w Norwegii w 2000 r.

- (69) Władze norweskie twierdzą, że zarówno w przypadku sprzedaży elektrowni wodnej, jak i sprzedaży uprawnień do energii koncesyjnej przez gminę Narvik, ceny sprzedaży stanowią wartość bieżącą netto oczekiwanych przepływów pieniężnych związanych z wielkością produkcji. W ten sposób, tak jak w przypadku gminy Narvik i przedsiębiorstwa NEAS w przedmiotowej sprawie, jakkolwiek nabywca lub sprzedawca elektrowni wodnej będzie musiał dokonać jej wyceny na podstawie oczekiwanych przychodów z produkcji pomniejszonych o oczekiwane koszty zdyskontowane według odpowiedniej stopy dyskontowej przez cały okres, w którym nowy właściciel będzie eksploatować daną elektrownię wodną.
- (70) Władze norweskie twierdzą, że uwzględniając korektę z tytułu pewnych istotnych czynników, ceny pięciu elektrowni wodnych wskazanych w sprawozdaniu Pareto są porównywalne z ceną uzyskaną w ramach sprzedaży uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej. W tym kontekście Urząd odnotowuje czynniki korygujące, do których odnoszą się władze norweskie, jak wyjaśniono w rozdz. I pkt 11 powyżej.
- (71) Ceny sprzedaży za kWh zdolności produkcyjnej w przypadku pięciu elektrowni wodnych mieściły się w przedziale 1,66–1,74 NOK. Ostateczna sprzedaż składnika aktywów spowoduje wzrost wartości bieżącej netto tego składnika aktywów w porównaniu ze sprzedażą uprawnień do nabywania energii koncesyjnej na okres 50,5 roku, ponieważ uznaje się, że ten składnik aktywów będzie charakteryzował się dodatnim przepływem pieniężnym po upływie 50,5 roku. Władze norweskie przyjęły stopę kapitalizacji na poziomie 4 %, co powoduje ujemną korektę ceny sprzedaży o około 10–15 %, w celu porównania sprzedaży ostatecznej z ograniczoną w czasie sprzedażą energii koncesyjnej <sup>(25)</sup>.
- (72) Drugą różnicę między sprzedażą ostateczną a sprzedażą uprawnień do nabywania energii koncesyjnej na okres 50,5 roku stanowi baza kosztowa stosowana w modelu wartości bieżącej netto – całkowite koszty produkcji w odniesieniu do ceny koncesji. Władze norweskie stwierdziły, że średni koszt operacyjny, łącznie z reinwestycją w przypadku nowszej elektrowni, wynosił około 0,05 NOK/kWh, podczas gdy cena ustalana przez ministerstwo wynosiła w tym czasie około 0,10 NOK/kWh.

<sup>(21)</sup> Ponadto Urząd zauważa, że w czterech sprawozdaniach nie oceniono wartości 11,3 GWh energii koncesyjnej po cenie według kosztów produkcji. Nie dostarczono również Urzędowi wyceny niezależnego eksperta dotyczącej tej energii koncesyjnej. Władze norweskie wyjaśniły jedynie, że cenę za tę energię koncesyjną wynoszącą 6 mln NOK uzgodniono w drodze negocjacji między gminą Narvik a przedsiębiorstwem NEAS. W tych okolicznościach Urząd nie ma możliwości dokonania oceny sprzedaży 11,3 GWh energii koncesyjnej po cenie według kosztów produkcji zgodnie z zasadami określonymi w wytycznych dotyczących sprzedaży gruntów. Dodatkowo sprawozdanie AA nie uwzględniło wartości produkcji energii elektrycznej przez Taraldsvik (1 GWh).

<sup>(22)</sup> Wyrok Sądu w sprawach połączonych T-80/06 i T-182/09 *Budapesti Erőmű Zrt* przeciwko *Commission* [dotychczas nieopublikowany], pkt 65-69.

<sup>(23)</sup> Wyrok Sądu w sprawach połączonych T-80/06 i T-182/09 *Budapesti Erőmű Zrt* przeciwko *Commission* [dotychczas nieopublikowany], pkt 68-69.

<sup>(24)</sup> Zob. decyzja Komisji w sprawie C 41/05 *pomoc państwa udzielona przez Węgry w ramach długoterminowych umów o zakup energii* (Dz.U. L 225 z 27.8.2009, s. 53), pkt 200.

<sup>(25)</sup> Przy stopie kapitalizacji na poziomie 4 % faktyczne obniżenie wartości wynosiłoby około 14 %.



- (73) W celu dokonania oceny, czy ceny elektrowni stanowią odpowiednie wskaźniki zastępcze ceny rynkowej przedmiotowej energii koncesyjnej, konieczne jest bardziej szczegółowe rozpatrzenie każdego elementu argumentacji. Ocena Urzędu opiera się na informacjach dostarczonych przez władze norweskie i na innych publicznie dostępnych informacjach.
- (74) W poniższej analizie we wszystkich obliczeniach stosuje się wartości nominalne <sup>(26)</sup>.
- (75) W przypadku pięciu elektrowni wodnych wymienionych w przeglądzie Pareto ceny sprzedaży za kWh zdolności produkcyjnej mieściły się w przedziale 1,66–1,74 NOK. Według sprawozdania firmy doradztwa gospodarczego Econ Pöyry zawierającego analizę sprzedaży elektrowni w latach 1996–2005 r., średnia wartość transakcji w 2000 r. wydaje się nieco wyższa, osiągając szacunkowy poziom około 1,85 NOK. Zgodnie z informacjami przedstawionymi w tym sprawozdaniu, tę samą przybliżoną cenę uzyskano w 1999 r. W związku z tym przedział cenowy wykorzystywany do porównania wydaje się nieznacznie wyższy niż przedział wymieniony w przeglądzie Pareto. Ponieważ sprawozdanie firmy ECON odnosi się do wyższej średniej wartości transakcji, Urząd w dalszych analizach zastosuje przedział 1,70–1,80 NOK.
- (76) Drugim czynnikiem, który należy wziąć pod uwagę, jest sposób dostosowania poziomów cen między sprzedażą ostateczną a sprzedażą ograniczoną do okresu 50,5 roku. Władze norweskie stwierdziły, że odpowiedni współczynnik dostosowania wynosi 10–15 % w oparciu o stopę kapitalizacji wynoszącą 4 %. Urząd uznaje, że wybór stopy kapitalizacji jest ściśle związany z wyborem stopy dyskontowej w modelu wartości bieżącej netto. Nominalna stopa dyskontowa po opodatkowaniu zastosowana w raporcie DT wynosiła 6,8 %, z kolei w raporcie AA zastosowano stopę na poziomie 7 %. Należy również zauważyć, że NVE przy ocenie nowych projektów elektrowni wodnej zastosowało stopę wynoszącą 6,5 % <sup>(27)</sup>. W modelu obliczeniowym kosztów produkcji stosuje się stopę wynoszącą 6 % <sup>(28)</sup>. W oparciu o powyższe ustalenia Urząd jest zdania, że odpowiednia stopa dyskontowa i w związku z tym odpowiednia stopa kapitalizacji do zastosowania przy porównywaniu sprzedaży ostatecznej i sprzedaży ograniczonej w czasie mieszczą się w przedziale 6–7 % nominalnie po opodatkowaniu. Na tej podstawie odpowiednim dostosowaniem wartości ze sprzedaży ostatecznej do sprzedaży obejmującej okres 50,5 roku jest dostosowanie nie na poziomie 10–15 %, jak twierdziły władze norweskie, lecz zbliżone do poziomowi 4–5 %.
- (77) Trzecim czynnikiem, który należy wziąć pod uwagę, jest przyszła cena rynkowa energii elektrycznej. Jak wyjaśniono powyżej, prognozowanie przyszłych cen energii na okres 50 lat lub dłuższy jest zadaniem trudnym. W sprawozdaniach z wyceny opisanych powyżej, szczególnie w sprawozdaniu AA i w sprawozdaniu DT, przewidywano, że cena rynkowa energii elektrycznej będzie stale wzrastać przez okres 10–20 lat, a po tym okresie, ceny będą utrzymywały się na stałym poziomie w ujęciu realnym (tj. uwzględniono tylko wzrost związany z przewidywaną inflacją) <sup>(29)</sup>. Oznacza to, że w tym czasie konsensus rynkowy polegał na tym, że przyszłe ceny energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej utrzymają stały poziom w ujęciu realnym i nie będą nadal wzrastać <sup>(30)</sup>. Urząd zakłada, że taka sama niepewność w odniesieniu do przyszłych cen energii dotyczyła wszystkich uczestników rynku, również tych, którzy kupowali i sprzedawali elektrownie w tym samym okresie, w którym miała miejsce sprzedaż uprawnień do energii koncesyjnej. W związku z tym nie ma powodów, aby zakładać, że różni uczestnicy rynku mają dostęp do znacząco odmiennych informacji dotyczących przewidywanej ceny rynkowej.
- (78) Przechodząc od przychodów do kosztów, porównanie przedstawione przez władze norweskie odnosi się do scenariusza, w którym między sprzedażą ostateczną a sprzedażą energii koncesyjnej występuje różnica w wpływach środków pieniężnych na kWh wynosząca 0,05 NOK ze względu na przewidywaną cenę koncesyjną wynoszącą około 0,10 NOK i przewidywany koszt operacyjny obejmujący reinwestycję wynoszący około 0,05 NOK.
- (79) W odniesieniu do ceny ustalonej przez ministerstwo za energię koncesyjną konsultanci, którzy doradzali gminie Narvik i przedsiębiorstwu NEAS, oczekiwali, że ceny utrzymają względnie stały poziom w ujęciu realnym, co oznacza, że nie przewidywano znaczącego przyrostu wydajności, ani też dużej zmienności w bazie kosztowej. Zasadniczo przewidywano, że cena ustalana przez ministerstwo za energię koncesyjną będzie wzrastać wraz z inflacją <sup>(31)</sup>. Opierając się na dostępnych informacjach, Urząd jest zdania, że ostrożny inwestor dokonałby takich samych założeń i w związku z tym zakłada, że dalsze analizy nie ujawniłyby żadnych znaczących zmian w odniesieniu do ceny energii koncesyjnej po cenie według kosztów produkcji. Koszty te odpowiadają właściwym wpływom środków pieniężnych w obliczeniu wartości energii koncesyjnej <sup>(32)</sup>.

<sup>(26)</sup> Wartość nominalna odnosi się do wartości ekonomicznej wyrażonej w danej jednostce walutowej w danym roku. Wartość rzeczywista natomiast stanowi dostosowanie wartości nominalnej w celu usunięcia skutków zmian cenowych w ogólnym poziomie cen (inflacja) zachodzących wraz z upływem czasu.

<sup>(27)</sup> Podręcznik NVE nr 1 z 2007 r. *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*, dostępny na następującej stronie internetowej: <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Fjernvarme/handbok1-07.pdf>

<sup>(28)</sup> Dane pochodzą z następującej publikacji: Thor Falkanger and Kjell Haagensen *Vassdrags- og energirett* 2002, strona 349.

<sup>(29)</sup> Zob. sprawozdanie AA i liczne sprawozdania w nim przywołane.

<sup>(30)</sup> Zob. na przykład Frode Kjærland *Norsk vannkraft – „arvesalv solgt på billigsalg”? 2009*, dostępne na następującej stronie internetowej: <http://www.magma.no/norsk-vannkraft-arvesoelv-solgt-paa-billigsalg>

<sup>(31)</sup> Zob. sprawozdanie DT sekcja 4.3.1.

<sup>(32)</sup> Oprócz kosztu zaopatrywania, ale koszt ten będzie równoważny w stosunku do odpowiedniego kosztu w scenariuszu sprzedaży elektrowni i w związku z tym może zostać pominięty w analizie.

- (80) Ponieważ istnieje szereg zmiennych, które mogą z czasem wpływać na poziom nakładów gotówkowych, kwotę 0,05 NOK łączącą koszt operacyjny i koszt reinwestycji należy ocenić w oparciu o jej różne elementy składowe.
- (81) Po pierwsze oczywiste jest, że elektrownia będzie miała określony poziom ogólnych kosztów operacyjnych i kosztów utrzymania. Zakłada się, że koszty operacyjne i koszty utrzymania elektrowni wodnej zasadniczo są stosunkowo niskie i utrzymują się na stałym poziomie 0,02–0,05 NOK/kWh<sup>(33)</sup>. Ten stan rzeczy potwierdzają dane dotyczące kosztów wykorzystywane do określenia ceny ustalonej przez ministerstwo. W 2000 r. kompensacja w ramach tego modelu w odniesieniu do kosztów operacyjnych i kosztów utrzymania wynosiła 0,267 NOK/kWh.
- (82) Również inne wpływy środków pieniężnych są istotne przy obliczaniu wartości bieżącej netto. Przy obliczaniu ceny ustalonej przez ministerstwo w 2000 r. podatki kompensowano kwotą 0,021 NOK. Faktyczny podatek pobierany od danej elektrowni zależałby oczywiście od zysków, jednak w związku z tym, że cena ustalana przez ministerstwo ma być reprezentatywna dla średnich kosztów typowej elektrowni w Norwegii, rozsądne wydaje się założenie wpływów podatkowych na poziomie około 0,02 NOK/kWh.
- (83) Ostatnim elementem wpływów środków pieniężnych w wartości bieżącej netto są koszty reinwestycji, które zależą zasadniczo od harmonogramu reinwestycji i potrzeb reinwestycyjnych w elektrowni. Urząd uznaje, że do celów rachunkowych ekonomiczny cykl życia elektrowni wodnej wynosi 40 lat<sup>(34)</sup>, chociaż rzeczywisty cykl może być dłuższy. Stopień reinwestycji jest w wielu przypadkach znaczący i w związku z tym harmonogram nakładów gotówkowych, jak twierdzą także władze norweskie, jest bardzo istotny przy obliczaniu wartości bieżącej netto. Jeżeli reinwestycja występuje na wczesnym etapie okresu ujętego w obliczeniu, obniżenie wartości bieżącej netto jest znacznie większe niż w przypadku, gdy reinwestycja ma miejsce na późniejszym etapie okresu ujętego w obliczeniu. Władze norweskie nie przedstawiły jednak Urzędowi informacji dotyczących potrzeb reinwestycyjnych w elektrowniach wodnych sprzedanych w latach 1999 i 2000 zastosowanych przez nie jako podstawa do porównań. Urząd zauważa, że prawdopodobnie są one trudno dostępne i niełatwe do zdobycia ze względu na czas ich powstania i przypuszczalnie poufny charakter biznesowy.
- (84) Dostosowując ceny wspomnianych elektrowni wodnych z uwzględnieniem dwóch różnych wymienionych powyżej, okresu i bazy kosztowej, władze norweskie twierdzą, że przedział cenowy 1,66–1,74 NOK/kWh jest porównywalny z ceną uzyskaną w przypadku energii koncesyjnej

na poziomie około 1,00 NOK/kWh<sup>(35)</sup>. Jak wyjaśniono powyżej, z informacji dostępnych Urzędowi wynika, że średnia wartość transakcji w latach 1999 i 2000 nieznacznie przewyższała ten przedział (wynosiła około 1,85 NOK). W związku z tym Urząd dokona porównania przedziału cenowego wynoszącego 1,70–1,80 NOK/kWh z ceną 1,00 NOK uzyskaną przez gminę Narvik.

- (85) Pierwsze dostosowanie polegałoby na uzyskaniu porównywalności cen w ramach sprzedaży ostatecznej z cenami w ramach umowy zawartej na okres 50,5 roku. Urząd zastosował stopę kapitalizacji wynoszącą 6 %, która obniża wartości dla sprzedaży ostatecznej o około 5,5 %. Porównywalny przedział cenowy uzyskany w ramach sprzedaży elektrowni wynosi w związku z tym 1,61–1,70 NOK. Różnica w przepływie pieniężnym netto wynosząca 0,61–0,70/kWh między cenami energii koncesyjnej a kosztami operacyjnymi elektrowni musiałaby wyjaśnić tę różnicę w celu spełnienia wymagań testu inwestora rynkowego i wykluczenia pomocy.
- (86) Szacuje się, że całkowite koszty operacyjne, jak wspomniano powyżej, zwierają się w przedziale 0,02–0,05 NOK/kWh, co po dodaniu szacunkowej kwoty 0,02 NOK/kWh odpowiadającej wartości podatków daje łącznie 0,04–0,07 NOK/kWh. Dodatkowo należy uwzględnić reinwestycje, których skutek finansowy zależy od harmonogramu i rozmiarów, co sprawia, że trudno jest je określić ilościowo.
- (87) Biorąc pod uwagę te ustalenia, Urząd przeprowadził analizę wrażliwości dotyczącą sprzedaży 128 GWh<sup>(36)</sup> energii koncesyjnej przez okres 50,5 roku. Urząd przetestował różne kombinacje kosztów i stóp dyskontowych przy nominalnych stopach dyskontowych po opodatkowaniu na poziomie 5,5–7,5 % oraz całkowitych kosztach operacyjnych wynoszących 0,05–0,09 NOK/kWh, jak przedstawiono w poniższej tabeli.

Analiza wrażliwości		Stopa dyskontowa				
		5,5 %	6 %	6,5 %	7 %	7,5 %
Koszt operacyjny	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> Podręcznik NVE nr 1 z 2007 r. sekcja 4.2.3 i sprawozdanie Sweco Grøner nr 154650-2007.1, cytowane w Ot.prp. nr 107 (2008–2009) sekcja 4.4 tabela 4.2, dostępne na następującej stronie internetowej: <http://www.regjeringen.no/nndep/oed/dokument/proposisjonar-ogmeldingar/odelstingsproposisjonar/-2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-4/4.html?id=569864>

<sup>(34)</sup> Podręcznik NVE nr 1 z 2007 r. sekcja 4.2.2 ref. 2.2.

<sup>(35)</sup> Tj. ceną sprzedaży wynoszącą 126 mln NOK podzieloną przez 128 GWh energii koncesyjnej rocznie.

<sup>(36)</sup> Urząd zastosował cenę ustaloną przez ministerstwo w wysokości 0,10 NOK i w celu uproszczenia kosztów produkcji w wysokości 0,15 NOK, zob. pkt (14) powyżej.

(88) Wyniki znajdują się poniżej przedziału 0,61–0,70 NOK w przypadku, gdy koszty operacyjne wynoszą 0,09 NOK przy jakiegokolwiek stopie dyskontowej z przedziału 5,5–7,5 % lub w przypadku, gdy koszty operacyjne wynoszą 0,08 NOK, a stopa dyskontowa jest na poziomie 7,5 % lub wyższym. W takich scenariuszach różnica między ceną energii koncesyjnej i kosztem operacyjnym jest tak niewielka, że obliczanie wartości bieżącej netto różnicy nie wyjaśnia różnicy w wyższych cenach uzyskanych w ramach ostatecznej sprzedaży elektrowni wodnych. Ma to jednak miejsce tylko w sytuacjach, w których koszt operacyjny, przy uwzględnieniu kosztów reinwestycji, jest o 60–80 % wyższy niż szacunkowe koszty przedstawione przez władze norweskie.

### 3. Wniosek i podsumowanie

(89) Urząd dokonał oceny kwestii dotyczącej tego, czy umowa między gminą Narvik a przedsiębiorstwem NEAS przyniosła korzyść temu przedsiębiorstwu na podstawie informacji przedstawionych przez władze norweskie. Urząd ustalił, że cztery oceny ekspertów mają ograniczoną wartość. Istnieje szereg niepewnych elementów związanych z założeniami dotyczącymi przyszłych cen energii w dłuższym okresie. Długoterminowe umowy na dostawy energii elektrycznej bez klauzuli dostosowania cen nie należą do zwykłej praktyki.

(90) Ponadto nie jest oczywiste, że sprzedaż elektrowni sama w sobie może być porównywana ze sprzedażą energii koncesyjnej, ponieważ sprzedaż ostateczna jest decyzją właśnie ostateczną, w przypadku której konieczne jest dokonanie oceny ryzyka dotyczącego wartości nieokreślonej lub przyszłej. Nie dotyczy to sprzedaży energii koncesyjnej, w przypadku której optymalny czas trwania umowy pod względem ryzyka i wartości może być różny.

(91) Urząd uwzględnił jednak szczególne okoliczności tej sprawy, w tym fakt, że gmina Narvik poniosła straty na sprzedaży energii koncesyjnej tuż przed zawarciem z NEAS umowy na 50,5 roku w połączeniu z faktem, że gmina potrzebowała dostępu do płynności w celu zarówno spłacenia długów, jak i dokonania planowanych inwestycji w przedsiębiorstwo NEAS.

(92) W świetle tych szczególnych okoliczności Urząd przyjmuje argument, że przedmiotową transakcję, mimo jej długiego czasu trwania i niepewności dotyczącej przyszłych cen energii, można porównać z transakcjami sprzedaży elektrowni wodnych, która miały miejsce

w latach 1999 i 2000. Dlatego też Urząd, w tym szczególnym przypadku, uznaje, że ceny sprzedaży elektrowni wodnych stanowią odpowiedni wskaźnik zastępczy ceny rynkowej przy długoterminowej sprzedaży przedmiotowych uprawnień do energii koncesyjnej. Na podstawie dowodów udostępnionych Urzędowi przez władze norweskie i wyjaśnień dotyczących odpowiednich różnic, wydaje się, że gmina Narvik uzyskała cenę porównywalną z ceną uzyskiwaną w ramach sprzedaży elektrowni w latach 1999 i w 2000.

(93) Na podstawie tych elementów Urząd, ważąc różne argumenty, doszedł do wniosku, że gmina Narvik, zawierając z przedsiębiorstwem NEAS umowę dotyczącą sprzedaży uprawnień do energii koncesyjnej, działała w ramach swojej swobody uznania jak prywatny inwestor.

(94) W związku z tym nie można uznać, że umowa przynosi korzyść przedsiębiorstwu NEAS, a w konsekwencji nie stanowi ona pomocy państwa w rozumieniu art. 61 Porozumienia EOG,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

#### Artykuł 1

Sprzedaż uprawnień gminy Narvik do energii koncesyjnej przedsiębiorstwu Narvik Energi AS nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu art. 61 Porozumienia EOG.

#### Artykuł 2

Niniejsza decyzja jest skierowana do Królestwa Norwegii.

#### Artykuł 3

Jedynie wersja niniejszej decyzji w języku angielskim jest autentyczna.

Sporządzono w Brukseli dnia 19 czerwca 2013 r.

W imieniu Urzędu Nadzoru EFTA

Oda Helen SLETNES  
Przewodniczący

Sabine MONAUNI-TÖMÖRDY  
Członek Kolegium