

EFTA-TILSYNSMYNDIGHEDENS AFGØRELSE

Nr. 258/13/KOL

af 19. juni 2013

om afslutning af den formelle undersøgelsesprocedure vedrørende salget af Narvik kommunes ret til koncessionskraft til Narvik Energi AS (»NEAS«) (Norge)

EFTA-TILSYNSMYNDIGHEDEN (i det følgende benævnt »Tilsynsmyndigheden«) har —

UNDER HENVISNING til aftalen om Det Europæiske Økonomiske Samarbejdsområde (i det følgende benævnt »EØS-aftalen«), særlig artikel 61-63 og protokol 26,

UNDER HENVISNING til aftalen mellem EFTA-landene om oprettelse af en tilsynsmyndighed og en domstol (i det følgende benævnt »tilsyns- og domstolsaftalen«), særlig artikel 24,

UNDER HENVISNING til protokol 3 til tilsyns- og domstolsaftalen (i det følgende benævnt »protokol 3«), særlig artikel 7, stk. 2, og artikel 13, stk. 1, i del II,

EFTER AT HAVE OPFORDRET interesserede parter til at fremsætte bemærkninger i henhold til ovennævnte bestemmelser ⁽¹⁾, under henvisning til deres bemærkninger og

ud fra følgende betragtninger:

I. SAGSFREMSTILLING**1. Procedure**

- (1) Ved brev af 7. januar 2009 blev der indgivet en klage mod Narvik kommune (i det følgende benævnt »Narvik«) på grund af salget af Narviks ret til koncessionskraft til Narvik Energi AS (i det følgende benævnt »NEAS«). Brevet blev modtaget og registreret af Tilsynsmyndigheden den 14. januar 2009 ⁽²⁾. Ved brev af 16. juli 2009 ⁽³⁾ anmodede Tilsynsmyndigheden om yderligere oplysninger fra de norske myndigheder. Ved brev af 2. oktober 2009 ⁽⁴⁾ efterkom de norske myndigheder anmodningen.
- (2) Den 14. december 2011 indledte Tilsynsmyndigheden den i artikel 1, stk. 2, i del I i protokol 3 til tilsyns- og domstolsaftalen omhandlede procedure ved at vedtage

afgørelse nr. 393/11/KOL (i det følgende benævnt »afgørelse 393/11/KOL«). Ved brev af 23. februar 2012 ⁽⁵⁾ fremsatte de norske myndigheder bemærkninger til afgørelsen.

- (3) Den 26. april 2012 blev afgørelsen offentliggjort i *Den Europæiske Unions Tidende* og i EØS-tillægget hertil ⁽⁶⁾. Ved e-mail af 25. maj 2012 ⁽⁷⁾ modtog Tilsynsmyndigheden bemærkninger fra en interesseret part. Ved e-mail af 28. juni 2012 ⁽⁸⁾ fremsendte Tilsynsmyndigheden disse bemærkninger til de norske myndigheder. Ved brev af 30. november 2012 ⁽⁹⁾ fremkom de norske myndigheder med yderligere oplysninger.

2. Klagen

- (4) Klageren hævder, at Narvik ved at indgå en kontrakt med NEAS om salg af 128 GWh årlig koncessionskraft for en periode på 50,5 år har solgt sin ret til at købe koncessionskraft betydeligt under markedsprisen og dermed ydet ulovlig statsstøtte til NEAS.
- (5) Klageren hævder endvidere, at beslutningen om at indgå kontrakten blev vedtaget af Narvik Kommunalbestyrelse på grundlag af forkerte og/eller ufuldstændige oplysninger. Rapporter udarbejdet af sagkyndige på området, der indeholdt kritik af kontraktens løbetid og de vanskeligheder, der i sagens natur er forbundet med at fastsætte en markedspris for elektricitet, kom angiveligt ikke til kommunalbestyrelsens kundskab, inden den traf beslutningen om at indgå kontrakten.

3. Den norske ordning for koncessionskraft

- (6) I Norge kræves der generelt en koncession til brug for drift af store vandkraftværker. De kraftværker, der råder over koncessioner til udnyttelse af energi fra vandfald, er forpligtet til at sælge en vis mængde af deres årlige produktion til den kommune, hvor de er beliggende. Den mængde elektricitet, som kommunerne har ret til at købe, kaldes koncessionskraft. Denne ordning er fastlagt i § 2, stk. 12, i industrikoncessionsloven ⁽¹⁰⁾ og § 12, stk. 15, i vandfaldsreguleringsloven ⁽¹¹⁾.

⁽¹⁾ Offentliggjort i EUT C 121 af 26.4.2012, s. 25, og EØS-tillæg nr. 23 af 26.4.2012, s. 1.

⁽²⁾ Registreringsnr. 504391.

⁽³⁾ Registreringsnr. 519710.

⁽⁴⁾ Registreringsnr. 532247-532256.

⁽⁵⁾ Registreringsnr. 626050.

⁽⁶⁾ Se fodnote 1.

⁽⁷⁾ Registreringsnr. 635920.

⁽⁸⁾ Registreringsnr. 639486.

⁽⁹⁾ Registreringsnr. 655297-655305.

⁽¹⁰⁾ 1917.12.14 nr 16 lov om erverv av vannfall mv. (industrikoncessionsloven) (»industrikoncessionsloven«).

⁽¹¹⁾ 1917.12.14 nr 17, lov om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven) (»vandfaldsreguleringsloven«).

(7) Ræsonnementet bag lovgivningen er, at kommunerne bør sikres en tilstrækkelig forsyning med elektricitet til en rimelig pris, og mængden af koncessionskraft er derfor fastsat på grundlag af hver enkelt kommunes behov for almindelig elektricitetsforsyning⁽¹²⁾ og kan udgøre op til 10 % af kraftværkets årlige produktion. Der er imidlertid ingen begrænsninger for kommunernes udnyttelse af koncessionskraft. Kommunerne kan således bruge den, sælge den, eller anvende den som de måtte ønske.

(8) Retten indebærer ikke, at kommunerne har pligt til at købe koncessionskraft. For koncessioner fra før 1983 gælder der generelt det forbehold, at når en kommune har besluttet ikke at udøve sin ret til koncessionskraft, mister den sin ret til koncessionskraft for fremtiden.

(9) I lovgivningen er der fastsat to prisordninger for koncessionskraft. Den første gælder for koncessioner, der er tildelt inden den 10. april 1959, og den anden gælder for koncessioner, som er tildelt den 10. april 1959 eller senere.

(10) For koncessioner, som er blevet tildelt inden den 10. april 1959, beregnes prisen for koncessionskraft efter de enkelte kraftværkers kostpris forhøjet med 20 %. Denne model finder stadig anvendelse på koncessioner, der er tildelt inden den 10. april 1959, og benævnes i det følgende »kostprismodellen«. Koncessionskraft, der er solgt efter denne prismodel, benævnes i det følgende »kostpriskoncessionskraft«.

(11) For koncessioner, der er tildelt efter 10. april 1959, er koncessionsprisen fastsat af ministeriet for energi og olie på grundlag af de gennemsnitlige omkostninger for et repræsentativt antal vandkraftværker i hele landet. Denne prisfastsættelsesmetode benævnes i det følgende »ministerieprismetoden«. Koncessionskraft, der er solgt efter denne prismodel, benævnes i det følgende »ministeriepriskoncessionskraft«.

(12) Industrikoncessionsloven foreskriver, at kommunernes ret til koncessionskraft kan gøres til genstand for en fornyet vurdering foretaget af det norske direktorat for vandressourcer og energi (»NVE«) 20 år efter koncessionen blev tildelt⁽¹³⁾. De norske myndigheder har forklaret, at den fornyede vurdering kan medføre, at NVE finjusterer

mængden af koncessionskraft, men den kan ikke resultere i væsentlige ændringer af kommunens ret til koncessionskraft. Hovedparten af Narviks koncessionskraftrettigheder skal genvurderes i 2019.

(13) Kommunerne bærer omkostningerne ved at indføre koncessionskraften i nettet.

4. Narviks koncessionskraft

(14) Narvik har hvert år ret til i alt ca. 128 GWh koncessionskraft, hvoraf ca. 116,3 GWh er prissat efter ministerieprismetoden, og de resterende ca. 11,7 GWh er prissat efter kostprismetoden. De norske myndigheder har forklaret, at ministerieprisen i år 2000 var på ca. 0,10 NOK, og at den relevante kostpris for Håkvik og Nygård i år 2000 lå mellem 0,14 og 0,178 NOK.

Ejer af kraftværket på tidspunktet for transaktionen	Kraftværk	Ca. GWh/år	Prisfastsættelsesmetode
NEAS	Håkvik og Nygård	11,7	Kostpris
NEAS	Taraldsvik	1,0	Ministeriepris
Nordkraft	Sildvik	20,9	Ministeriepris
Statkraft	Skjomen, Båtsvann og Norddalen	94,4	Ministeriepris

5. Narvik Energi AS (»NEAS«)

(15) NEAS er beliggende i Narvik Kommune i Nordlands Fylke. Det producerer og sælger elektricitet. Indtil 2001 var NEAS 100 % ejet af Narvik kommune. I 2001 solgte Narvik 49,99 % af sine aktier til to selskaber, nemlig Vesterålskraft AS og Hålogalandskraft AS.

(16) Efter en fusion i 2006 og en navneændring i 2009 er NEAS nu en del af selskabet Nordkraft AS (herefter »Nordkraft«).

6. Begivenheder, der førte frem til salget af koncessionskraft

(17) Indtil udgangen af 1998 solgte Narvik sine årlige rettigheder på ca. 128 GWh koncessionskraft til NEAS i henhold til kortere eller længerevarende kontrakter. I begyndelsen af 1999 solgte Narvik imidlertid - efter at det ikke var lykkedes at nå frem til en aftale med NEAS - sin koncessionskraft på en elbørs til spotpriser.

⁽¹²⁾ Industrikoncessionslovens § 2, stk. 12, første afsnit.

⁽¹³⁾ Industrikoncessionslovens artikel 2, stk. 12, syvende afsnit.

- (18) I marts 1999 indledte kommunen en udbudsprocedure med henblik på salg af sin koncessionskraft i resten af 1999. Den 30. marts 1999 indgik Narvik en kontrakt med den højstbydende, Kraftinor AS. Prisen var på 109,50 NOK pr. MWh. Da den betalte 111,10 NOK pr. MWh plus indfødningsomkostninger på 20 NOK pr. MWh for koncessionskraften, led Narvik et tab på ca. 2,3 mio. NOK som følge af denne kontrakt. Narvik havde oprindeligt forventet et overskud på 3,5 mio. NOK.
- (19) Den 19. oktober 1999 henstillede kommunalbestyrelsens forretningsudvalg (herefter »forretningsudvalget«) til kommunalbestyrelsen, at det overordnede mål for forvaltningen af kommunens koncessionskraft skulle være at maksimere afkastet på lang sigt med henblik på at opnå en stabil planlægningshorisont. Den foreslåede strategi til at nå dette mål omfattede fire punkter:
- 1) Koncessionskraft sælges til den højstbydende på langsigtede kontrakter med fast afkast, der dog indeholder tilpasningsklausuler, der giver mulighed for yderligere afkast, hvis priserne er betydeligt højere end de forudsatte priser i kontraktperioden.
 - 2) Koncessionskraft sælges i henhold til kontrakter af forskellig længde for at sprede risikoen.
 - 3) Borgmesteren har bemyndigelse til at indgå aftaler i overensstemmelse med den strategi, som kommunalbestyrelsens har fastlagt.
 - 4) Overskuddet fra salg af koncessionskraft deponeres i en fond, og midlerne fordeles i overensstemmelse med de beslutninger, som kommunalbestyrelsen træffer.
- (20) Kommunalbestyrelsen efterkom forretningsudvalgets henstilling med en enkelt justering, der blev foreslået af borgmesteren og bekræftet ved en ændring af strategien: I stedet for at borgmesteren udtrykkeligt »fik fuldmagt til at indgå aftaler i overensstemmelse med den strategi, som kommunalbestyrelsen har fastlagt«, blev det i den endelige beslutning fastsat, at »som et første skridt i iværksættelsen af denne strategi opfordres NEAS til at redegøre for sin interesse i sagen som beskrevet i selskabets brev til kommunen af 9. november.«
- (21) I et brev af 9. november 1999 havde NEAS sat spørgsmålstegn ved den foreslåede strategi gående ud på at sælge koncessionskraften i henhold til kontrakter af forskellig længde for at sprede risikoen. I stedet foreslog
- NESA én langfristet kontrakt på (»for eksempel 50 år«), og selskabet var indstillet på at inkludere en pristilpasningsklausul i kontrakten med Narvik.
- (22) I et brev af 15. april 1999 gav NEAS desuden udtryk for sin interesse i at indgå en langsigtet kontrakt om koncessionskraft, helst i form af et køb med en forlods betaling af et engangsbeløb, eller alternativt som en langfristet leasingaftale — der oprindeligt blev foreslået til 60 år — med årlige betalinger til Narvik.
- (23) Ud over spørgsmålet om koncessionskraft blev der ligeledes ført drøftelser om NEAS' fremtidige rolle på markedet og Narviks rolle som ejer af NEAS.
- (24) Ifølge de norske myndigheder var NEAS på daværende tidspunkt vidne til en omfattende regional konsolidering mellem kraftværker og nationale/internationale operatørs indtog på lokale markeder. NEAS havde behov for at styrke sit kapitalgrundlag for at kunne erhverve andele i andre elskaber, navnlig Nordkraft AS. NEAS havde også underskrevet hensigtserklæringer med Hålogaland Kraft AS og Vesterålskraft AS med henblik på at stifte et regionalt produktionsselskab og en regional energitransportvirksomhed. Tanken var, at disse ændringer skulle få virkning fra 1. januar 2001. For at gøre det muligt for NEAS at gennemføre disse transaktioner med en kombination af egne midler og lånt kapital, var det meningen, at Narvik – NEAS' eneste ejer – skulle tilføre NEAS yderligere kapital.
- (25) På kommunalbestyrelsens møde den 16. december 1999 blev det besluttet, at kommunens ejerskab af NEAS, selskabets kapitalbehov og forvaltningen af koncessionskraft skulle vurderes i fællesskab af et team bestående af borgmesteren, viceborgmesteren, lederen af oppositionen, såvel som kommunaldirektøren, vicekommunaldirektøren og den kommunale indkøbschef (herefter »forhandlingsteamet«).

7. Eksterne vurderinger

- (26) NEAS bestilte to rapporter fra Arthur Andersen (herefter »AA«) og Deloitte & Touche (»DT«) for at bestemme værdien af ministeriepriskoncessionskraften. I AA-rapporten anvendes en metode med nettonutidsværdi, men den indeholder ingen detaljeret beskrivelse af de underliggende antagelser. I DT-rapporten anvendes også en metode med nettonutidsværdi, men den går videre end AA-rapporten, idet den indeholder en beskrivelse af de relevante antagelser og beregninger. I DT-rapporten redegøres der eksempelvis detaljeret for, hvordan det ønskede afkast er fastsat på grundlag af Capital Asset Pricing-modellen (herefter »CAPM«), og hvordan de vejede gennemsnitlige kapitalomkostninger beregnes. Analysen indeholder også en detaljeret beskrivelse af beregningen af koncessionsprisen og omfatter en følsomhedsanalyse baseret på gradvise stigninger i både prisen på elektricitet og de vejede gennemsnitlige kapitalomkostninger.

- (27) Narvik bestilte to rapporter fra Danske Securities (herefter »DS1« og »DS2«). I den første rapport, DS1, havde Danske Securities fået i opdrag at vurdere, om kommunen skulle sælge sin ret til koncessionskraft på markedet eller overføre den til NEAS. I DS1 gav Danske Securities på eget initiativ et skøn over værdien af retten til koncessionskraft i en periode på 50 år. Ud over antagelser om den fremtidige udvikling i elpriserne gav Danske Securities kun begrænset information om, hvordan værdien af retten til koncessionskraft var beregnet.
- (28) I DS2 udbad Danske Securities sig oplysninger om forventningerne til udviklingen i priser og omkostninger fra tre markedsoperatører, nemlig CBF kraftmægling AS (herefter »CBF«), Norwegian Energy Brokers AS (herefter »NEB«) og Statkraft SF (herefter »Statkraft«). På grundlag

af disse forventninger beregnede Danske Securities en anslået markedsværdi af retten til koncessionskraft. CBF's forventninger resulterede i et skønnet basisscenario på 127 mio. NOK. NEB's forventninger resulterede i et skønnet basisscenario på 75 mio. NOK. Da NEB ikke havde inflationskorrigeret sine forventninger til pris- og omkostningsudviklingen, understregede Danske Securities, at den ikke fandt NEB's forventninger troværdige. Statkrafts forventninger lå inden for intervallet 115-140 mio. NOK. På grundlag af disse tre værdiansættelser konkluderede Danske Securities, at den skønnede nettoutidsværdi af retten til koncessionskraft lå på 100-140 mio. NOK.

- (29) De fire rapporter opsummeres i nedenstående tabel. I det følgende refereres der, når disse rapporter ses under ét, til »de fire rapporter«.

Rapport	Rapportør	Rapportens datering	Rapport bestilt af	Mængden af koncessionskraft vurderet (i GWh) ⁽¹⁾	Varighed (i år)	Anslået nettoutidsværdi (i mio. NOK)
AA	Arthur Andersen	20.5.1999	NEAS	115,3	50	71,4-117,4 ⁽²⁾
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

⁽¹⁾ Det ser ud til, at DS1, DS2, og DT-rapporterne omfatter ministeriepriskoncessionskraft produceret af Taraldsvik, Sildvik, Skjomen, Båtsvann og Norddalen. Skønt DS2-rapporten ikke udtrykkeligt angiver mængden af vurderet koncessionskraft, er der intet, der tyder på, at den ikke omfatter den samme mængde som DS1-rapporten. AA-rapporten omfatter produktion fra de samme kraftværker med undtagelse af Taraldsvik.

⁽²⁾ Med en basisscenarioværdi på 87,7 mio. NOK.

8. Interne vurderinger

- (30) Foruden den eksterne rådgivning udfærdigede indkøbschefen i Narvik kommune sine egne vurderinger.
- (31) I den første vurdering, der blev forelagt forretningsudvalget i oktober 1999, konkluderede han, at den samlede risiko for kommunen var høj ved langtidskontrakter defineret som kontrakter med en løbetid på mellem 10 og 40 år.
- (32) Den anden vurdering, der blev forelagt forhandlings-teamet den 16. marts 2000, indeholdt en gennemgang af forskellige muligheder for forvaltning af koncessionskraften. På dette tidspunkt havde forhandlingsteamet imidlertid indskrænket hans mandat til udelukkende at vurdere risikoen, tiden frem til afregning, de skattemæssige konsekvenser og profitmaksimering for tre scenarier (der alle involverede Narviks overførsel af rettigheder til NEAS for en periode på 50 år og nedsættelse af Narviks ejerandel i NEAS). Til trods herfor fokuserede indkøbschefen i sin anden vurdering stadig på betydningen af

kontraktens længde. Hans vurdering af marginalværdien af retten til koncessionskraft over tid var, at »... en særlig langvarig kontrakt på f.eks. 50 år medfører en meget beskeden merværdi for os som sælgere i forhold til en kontrakt af kortere varighed (f.eks. på 20 år til en værdi af 83 mio. NOK)«.

- (33) Efter interne drøftelser om fordele og ulemper ved en langfristet kontrakt afgav forhandlingsteamet sin indstilling til kommunalbestyrelsen, hvori den anbefalede en kontrakt med en varighed på 50,5 år, idet det var hensigtsmæssigt for at mindske kommunens risiko og for at etablere en langsigtet planlægningshorisont.

9. Salg af koncessionskraft

- (34) NEAS havde kun haft til hensigt at købe 116,3 GWh ministeriepriskoncessionskraft. Under forhandlingerne med selskabet insisterede Narvik imidlertid på, at kommunens rettigheder til koncessionskraft blev købt i fuld udstrækning, og at de 11,7 GWh kostpriskoncessionskraft derfor skulle kobles sammen med ministeriepriskoncessionskraften.

- (35) I maj 2000 blev parterne endelig enige om at lade den samlede 128 GWh koncessionskraft være omfattet af aftalen, og at NEAS skulle betale 120 mio. NOK for ministeriepriskoncessionskraften og 6 mio. NOK for kostpriskoncessionskraften.
- (36) Den 25. maj 2000 traf kommunalbestyrelsen den formelle beslutning om, at kommunen skulle sælge sin årlige ret til 128 GWh koncessionskraft til NEAS i 50,5 år for 126 mio. NOK
- (37) Den 16. oktober 2000 formaliserede Narvik og NEAS aftalen ved at underskrive kontrakten, hvorved Narvik solgte sin ret til koncessionskraft på ovennævnte betingelser. Den indeholdt ingen pristilpasningsmekanisme, og pengene skulle betales forlods i form af et engangsbetrag.
- (38) Den 29. november 2000 underskrev Narvik og NEAS et tillægsaftale, hvorved NEAS i forbindelse med købet af retten til koncessionskraft forpligtede sig til at betale Narvik 60 mio. kontant og de resterende 66 mio. NOK som et apportindskud til NEAS' egenkapital (som på daværende tidspunkt var 100 % ejet af kommunen).
- (42) De norske myndigheder har anført, at det relevante sammenligningsgrundlag for 50,5 års-aftalen er et permanent salg af et kraftværk, og at de priser, der blev opnået af NEAS, justeret for relevante forskelle, var på linje med prisniveauet for salget af kraftværker i samme periode.
- (43) Med hensyn til prisen ved salg af kraftværker i år 2000 har de norske myndigheder henvist til en såkaldt tidstro gennemgang af elmarkedet i år 2000 foretaget af Pareto (herefter »Pareto-gennemgangen«). Af denne gennemgang fremgår det, at markedspriserne for kraftværker, der blev solgt i år 2000, varierede mellem 1,64 og 1,77 NOK pr. kWh årlig produktionskapacitet. Narviks salg af retten til koncessionskraft svarer ca. til 1,00 NOK pr. kWh årlig produktionskapacitet. Ifølge de norske myndigheder kan forskellen mellem disse tal forklares ved følgende faktorer.
- (44) For det første lå de typiske driftsomkostninger i år 2000 inkl. løbende reinvesteringer (uden afskrivninger) for et nyt kraftværk på ca. 0,05 NOK pr. kWh pr. år (plus indfødningsomkostninger). NEAS' forventede løbende betaling var delt i to, nemlig omkring 0,10 NOK pr. kWh pr. år (plus indfødningsomkostninger) på ministeriepriskoncessionskraft og mellem 0,14 og 0,178 NOK pr. kWh (plus indfødningsomkostninger) pr. år for så vidt angår koncessionskraft fra før 10. april 1959. I år 2000 udgjorde den forventede markedspris ca. 0,12 NOK pr. kWh. År 2000-scenariet ville således føre til en nettofortjeneste på 0,07 NOK pr. kWh for ejeren af et kraftværk sammenlignet med 0,02 NOK pr. kWh på koncessionskraft. På tidspunktet for kontraktens indgåelse blev 2010-prisen anslået til 0,20 NOK. Baseret på dette skøn ville 2010-scenariet føre til en nettofortjeneste på 0,15 NOK pr. kWh for ejeren af et kraftværk sammenlignet med 0,10 NOK pr. kWh for koncessionskraft.

10. Salg af NEAS aktier

- (39) I 2001 afstod Narvik 49,99 % af sine aktier i NEAS til Vesterålskraft AS og Hålogalandskraft AS.

11. De norske myndigheders bemærkninger

- (40) De norske myndigheder er af den opfattelse, at kontrakten med NEAS blev indgået på markedsvilkår. De har først fremhævet, at aftalen blev indgået, fordi Narviks finanser var under pres, og kommunen havde behov for likvid kapital. De har dernæst anført, at en rekapitalisering af NEAS var nødvendig for at omdanne selskabet til et større regionalt selskab. Endelig havde kommunen på tidspunktet for indgåelsen af kontrakten solgt koncessionskraft med tab, fordi koncessionskraftprisen var højere end den pris, der kunne opnås på markedet. Som eksempel har kommunen nævnt, at Narvik i perioden fra april 1999 til december 1999 havde tabt 2,3 mio. NOK på salget af koncessionskraft.
- (41) Hvad angår spørgsmålet om den reguleringsmæssige risiko har de norske myndigheder forklaret, at NEAS bærer samtlige risici. De har fremført, at risikoen efter al sandsynlighed vil angå en mindre mængde fremfor en større mængde koncessionskraft, hvilket vil reducere sandsynligheden for støtte.
- (45) De norske myndigheder har for det andet anført, at priserne for salget af de fem kraftværker fra Pareto-gennemgangen skal nedsættes med ca. 10-15 %, når der anvendes en kapitaliseringsrate på 4 % for at kompensere for forskellen mellem kapitalisering i ubegrænset tid (kapitaliseringsfaktor 25) og 50 år (kapitaliseringsfaktor 21,48).
- (46) De norske myndigheder har endvidere tilføjet, at de tidlige år har den største indvirkning på beregningen af nettofortjenesten, og at ejers tunge reinvesteringssomkostninger typisk opstår på et senere tidspunkt, og derfor har ringe reducerende virkning på beregningen af nettofortjenesten.

- (47) Henset hertil har de norske myndigheder anført, at der er en tæt sammenhæng mellem salg af kraftværker til ca. 1,64-1,77 NOK pr. kWh årlig produktionskapacitet på den ene side, og lejeindtægter (betaling for adgang til elforsyning i 50,5 år) på ca. 1,00 NOK pr. kWh koncessionskraft på den anden side.
- (48) De norske myndigheder har derfor argumenteret for, at en sammenligning, der korrigerer for disse faktorer, viser, at den NEAS-pris, der blev betalt for koncessionskraften, var sammenlignelig med prisen på kraftværker, der blev solgt i samme periode, og de har tilføjet, at konklusionen vedrørende prisniveauet støttes af DT's rapport og de to DS-rapporter, der gik forud for indgåelsen af koncessionskraftaftalen på 50,5 år.
- (49) Under henvisning til Tilsynsmyndighedens retningslinjer om statsstøtteelementer i forbindelse med offentlige myndigheders salg af jord og bygninger (herefter »SOL«) ⁽¹⁴⁾ har de norske myndigheder anført, at en betingelsesløs udbudsprocedure på konkurrencevilkår kun er én af de metoder, der er anerkendt af Tilsynsmyndigheden til at fastsætte markedspriserne ved salg af offentlige aktiver. De norske myndigheder har fremhævet, at i SOL anerkender Tilsynsmyndigheden også, at en støttefri markedspris kan fastslås på grundlag af et skøn fra en uafhængig sagkyndig. De norske myndigheder har bemærket, at DT-rapporten og to DS-rapporter blev afgivet, før kontrakten på 50,5 år blev indgået. I den anden DS-rapport fastsættes værdien på grundlag af »direkte markedsundersøgelser«, som ifølge de norske myndigheder resulterede i en markedstest svarende til en udbudsprocedure. De norske myndigheder har ligeledes bemærket, at den endelige pris lå inden for det øverste niveau af de tre vurderinger.
- (50) De norske myndigheder har endvidere anført, at det var hensigtsmæssigt ikke at indsætte en pristilpasningsklausul, da købsprisen blev betalt som et engangsbeløb og ikke løbende. De norske myndigheder har hævdet, at det henset til det forhold, at købesummen blev erlagt forlods — dels i form af kontanter, dels som apportindskud — svarende til et permanent salg af et kraftværk, ville have været »unaturligt og meget usædvanligt« at indsætte en pristilpasningsmekanisme. De norske myndigheder har endvidere anført, at i kraft af modellen med apportindskud ville en efterfølgende tilpasning formentlig også have været ulovlig, da en sådan ville være i strid med aktieselskabsloven ⁽¹⁵⁾.

12. Bemærkninger fra tredjeparter

- (51) En tredjepart, nemlig NEAS (nu Nordkraft), fremsatte bemærkninger til afgørelse 393/11/KOL. NEAS er i det væsentlige enig med de norske myndigheder.

⁽¹⁴⁾ EFT L 137 af 8.6.2000, s. 28.

⁽¹⁵⁾ 1997.6.13 nr 44, Lov om aksjeselskaber (aksjeloven) (»Limited Liability Company Act«).

II. VURDERING

1. Forekomst af statsstøtte

- (52) EØS-aftalens artikel 61, stk. 1, har følgende ordlyd:

»Bortset fra de i denne aftale hjemlede undtagelser er støtte, som ydes af EF-medlemsstater, EFTA-stater eller ved hjælp af statsmidler under enhver tænkelig form, og som fordrejer eller truer med at fordreje konkurrencevilkårene ved at begunstige visse virksomheder eller visse produktioner, uforenelige med denne aftale i det omfang, den påvirker samhandelen mellem de kontraherende parter.«

- (53) Det følger af denne bestemmelse, at det er en forudsætning for, at der foreligger statsstøtte, at foranstaltningen giver modtageren en økonomisk fordel. I det følgende vurderer Tilsynsmyndigheden spørgsmålet om, hvorvidt der i det konkrete tilfælde er tale om en sådan økonomisk fordel.

2. Økonomisk fordel

- (54) Den Europæiske Unions Domstol har fastslået, at det for at kunne vurdere, om en statslig foranstaltning udgør støtte, er nødvendigt at godtgøre, om den modtagende virksomhed opnår en økonomisk fordel, som den ikke ville have opnået under sædvanlige markedsbetingelser ⁽¹⁶⁾. For at vurdere om der foreligger en økonomisk fordel, anvender Tilsynsmyndigheden princippet om en (hypotetisk) markedsøkonomisk investor ⁽¹⁷⁾.
- (55) Hvis den pågældende transaktion blev gennemført i overensstemmelse med det markedsøkonomiske investorprincip, dvs. hvis kommunen solgte retten til koncessionskraft til markedsværdien, og prisen og vilkårene for transaktionen havde været acceptable for en privat investor, der opererer i en markedsøkonomi, ville transaktionen ikke give NEAS en økonomisk fordel og derfor ikke indeholde elementer af statsstøtte. Der kan derimod være tale om statsstøtte, hvis transaktionen skete til markedspris.
- (56) Ved denne vurdering kan Tilsynsmyndigheden ikke erstatte Narviks kommercielle vurdering med sin egen, hvilket indebærer, at kommunen som indehaver af retten til koncessionskraft råder over et vist skøn ved valget af den måde, hvorpå den fungerer under normale konkurrencemæssige forhold.

⁽¹⁶⁾ Domstolen dom af 11. juli 2006 i sag C-39/94, Syndicat français de l'Express international (SFEI) m.fl. mod La Poste m.fl., Sml. I, s. 3547 (præmis 60).

⁽¹⁷⁾ Det markedsøkonomiske investorprincip er beskrevet nærmere i Tilsynsmyndighedens retningslinjer om anvendelsen af statsstøttebestemmelserne på offentlige virksomheder i fremstillingssektoren (EFT L 274 af 26.10.2000 s. 29).

- (57) Vurderingen af prisen på og vilkårene i kontrakten mellem kommunen og NEAS bør baseres på de oplysninger, der var tilgængelige for Narvik på tidspunktet for kontraktens indgåelse. En grundig forudgående vurdering vil generelt være tilstrækkelig til at udelukke statsstøtte, selv hvis de antagelser, der er anvendt ved vurderingen, senere viser sig at være forkerte.
- (58) I det følgende vil Tilsynsmyndigheden derfor vurdere, om Narvik handlede som en privat markedsøkonomisk investor, da kommunen indgik en aftale om at sælge sin ret til koncessionskraft.
- (59) Tilsynsmyndigheden er opmærksom på den kontekst, hvori transaktionen blev indgået. Tilsynsmyndigheden udleder af de oplysninger, som de norske myndigheder har fremlagt, at kommunen på det tidspunkt, hvor aftalen blev indgået, var i en situation, hvor den både havde behov for adgang til likviditet (for at kunne opfylde sine låneforpligtelser) og for adgang til kapital til at indskyde i NEAS. Det bemærkes endvidere, at aktieselskabsloven begrænsede muligheden for at indsætte en pristilpasningsmekanisme i kontrakten, når der foretages et apportindskud. I 1999, dvs. forud for indgåelsen af salgsaftalen i år 2000, havde Narvik desuden haft tab på sit salg af koncessionskraft. Kommunen havde derfor besluttet at sælge sin ret til koncessionskraft i en længere periode, idet den samtidig overholdt sin klare strategi om at maksimere sit afkast på koncessionskraften.
- (60) De norske myndigheder har gjort gældende, at det burde være muligt for Tilsynsmyndigheden at udelukke, at der er tale om en fordel, ved at anvende SOL-principperne i den foreliggende sag. Tilsynsmyndigheden bemærker, at selv om SOL ikke anvendelse på salg af rettigheder til at købe koncessionskraft, foreskriver SOL rent faktisk to metoder, hvorved offentlige myndigheder normalt kan opnå en markedspris for salg af jord og bygninger ejend af det offentlige og dermed sikre, at salget ikke indebærer statsstøtte. Den første metode til at udelukke et støtteelement er salg ved betingelsesløst udbud. Den anden metode har karakter af et salg til en pris, der er fastsat af en uafhængig sagkyndig, hvis vurdering er foretaget i overensstemmelse med generelt accepterede vurderingsstandarder.
- (61) Tilsynsmyndigheden bemærker, at salget af et aktiv ved betingelsesløst udbud normalt udelukker forekomsten af en fordel. I det mindste inden for rammerne af en reel åben procedure, hvor der er mere end én interesseret part⁽¹⁸⁾. Narvik's ret til koncessionskraft blev imidlertid ikke solgt ved en betingelsesløs udbudsprocedure.
- (62) På den anden side bestilte Narvik og NEAS hver to vurderinger fra eksterne sagkyndige, jf. betragtning (26) til (29) ovenfor. I hverken DS1-, DS2- eller AA-rapporten redegøres der imidlertid udførligt for, hvilken metode der er anvendt til værdiansættelsen. I mangel af yderligere oplysninger er Tilsynsmyndigheden ikke i stand til at vurdere, om vurderingen af markedsværdien blev foretaget i overensstemmelse med generelt accepterede markedssindikatorer og vurderingsstandarder. Tilsynsmyndigheden er derfor af den opfattelse, at DS1-, DS2- og AA-rapporterne er af begrænset betydning for vurderingen af værdien af retten til koncessionskraft. På den anden side indeholder DT-rapporten en detaljeret redegørelse for de foretagne vurderinger. Resultaterne kan derfor efterprøves og verificeres. Tilsynsmyndigheden finder af denne årsag, at DT-rapporten er den mest troværdige rapport. Tilsynsmyndigheden finder, at den omstændighed, at man i alle fire rapporter når frem til lignende resultater⁽¹⁹⁾, ikke desto mindre styrker DT-rapportens resultater og velsagtens også de tre andre rapporters resultater.
- (63) Tilsynsmyndigheden bemærker, at selv om en pris, der er fastsat af et uafhængigt vurderingsfirma normalt kan anses for at udelukke, at der foreligger en fordel ved salget af almindelig jord eller bygninger, der nemt kan værdiansættes, fordi de har været genstand for talrige transaktioner, er dette ikke nødvendigvis tilfældet for jord og bygninger, der besidder særlige kvaliteter, eller i situationer, hvor omstændighederne ved salget kan rejse tvivl om, hvorvidt den sagkyndige vurdering afspejler ejendommens faktiske markedsværdi⁽²⁰⁾.
- (64) Som der redegøres for i det følgende, er energiforsyningskontrakter, der indgås til en fast pris, og for en periode, der overstiger seks år, usædvanlige og ikke almindeligt forekommende. Som følge af manglen på et marked med sammenlignelige priser, og på grund af de svingende elpriser er en sagkyndig vurdering mindre egnet som

⁽¹⁸⁾ Jf. Tilsynsmyndighedens retningslinjer om anvendelsen af statsstøtteregler på kompensation for levering af tjenesteydelser af almindelig økonomisk interesse (endnu ikke offentliggjort i EUT, men tilgængelig på Tilsynsmyndighedens websted: <http://www.eftasurv.int/state-aid/legal-framework/state-aid-guidelines/>), afsnit 68. <http://www.eftasurv.int/state-aid/legal-framework/state-aid-guidelines/>), afsnit 68.

⁽¹⁹⁾ Den købspris på 120 mio. NOK, der blev aftalt for de 116,3 GWh ministeriepriskoncessionskraft, svarer til den gennemsnitlige værdi af de anslåede nettonutidsværdiintervaller i DT-rapporten (110-130 mio. NOK) samt de DS2-rapporten (100-140 mio. NOK). Prisen ligger desuden over den gennemsnitlige værdi af intervallet i DS1-rapporten (80-145 mio. NOK) og overstiger det interval, der angives i AA-rapporten (71,4-117,4 mio. NOK for 115,3 GWh ministeriepriskoncessionskraft).

⁽²⁰⁾ En uafhængig ekspertvurdering, som opfylder de relevante kriterier i SOL, kan ikke altid anses for at være et reelt udtryk for en ejendoms eller en bygnings markedspris, jf. Tilsynsmyndighedens afgørelse nr. 157/12/KOL af 9. maj 2012 om *Oppdal Kommunes salg af ejendom gnr. 271/8* (Norge), afsnit II, punkt 6.2.

instrument til at fastsætte markedsprisen for en energiforsyningskontrakt med faste priser og med en løbetid på 50,5 år ⁽²¹⁾.

(65) Under alle omstændigheder skal Tilsynsmyndigheden bemærke, at det er den markedsøkonomiske investortest og ikke SOL-testen, der vedrører salg af offentlig jord og bygninger, der skal anvendes til at vurdere, om en energiforsyningskontrakt, der er indgået af en offentlig myndighed, indebærer en fordel, der »begunstiger« en virksomhed. Retten har ganske vist bekræftet, at det generelle markedsinvestorprincip finder anvendelse på langsigtede energiforsyningskontrakter i *Budapesti Erőmű Zrt mod Kommissionen* -sagen, hvor Retten tilsluttede sig Europa-Kommissionens fremgangsmåde i en sag om langsigtede energiforsyningskontrakter, som de ungarske myndigheder havde indgået ⁽²²⁾.

(66) I denne sag havde Kommissionen identificeret de vigtigste fremgangsmåder for kommercielle operatører på de europæiske elmarkeder, der var relevante for undersøgelsen, og vurderet, om aftalerne i det foreliggende tilfælde var på linje med disse fremgangsmåder, eller om kontrakterne var indgået på vilkår, som ikke ville have været acceptable for en operatør, der udelukkende handlede på forretningsmæssigt grundlag ⁽²³⁾.

(67) Kommissionen fandt, at der på det europæiske marked sjældent indgås langsigtede energiforsyningskontrakter af en varighed på over seks år ⁽²⁴⁾. Tilsynsmyndighedens oplysninger bekræfter denne konklusion. Der er derfor kun få langsigtede energiforsyningskontrakter – hvis nogen overhovedet – der kan bruges som sammenligningsgrundlag for prisen på elektricitet, der solgt for 50,5 år ud i fremtiden.

⁽²¹⁾ Tilsynsmyndigheden bemærker endvidere, at de fire rapporter ikke indeholder en vurdering af de 11,3 GWh kostpriskoncessionskraft. Tilsynsmyndigheden har heller ikke fået forelagt en uafhængig sagkyndig vurdering af værdien af denne koncessionskraft. De norske myndigheder har blot forklaret, at prisen på 6 mio. NOK for denne koncessionskraft blev indgået efter forhandlinger mellem Narvik og NEAS. Disse omstændigheder gør det ikke muligt for Tilsynsmyndigheden at vurdere salget af de 11,3 GWh kostpriskoncessionskraft på grundlag af SOL-principperne. Desuden tages der i AA-rapporten ikke hensyn til værdien af Taraldsviks elproduktion (1 GWh).

⁽²²⁾ Forenede sager T-80/06 og T-182/09, *Budapesti Erőmű Zrt mod Kommissionen* [endnu ikke offentliggjort], præmis 65-69.

⁽²³⁾ Forenede sager T-80/06 og T-182/09 *Budapesti Erőmű Zrt mod Kommissionen* [endnu ikke offentliggjort], præmis 65-69.

⁽²⁴⁾ Se Kommissionens beslutning om Ungarns statsstøtte C 41/05 i forbindelse med langfristede elkøbsaftaler (EUT L 225 af 27.8.2009, s. 53), betragtning 200.

(68) Potentielle købere og sælgere af kraftværker er imidlertid nødsaget til at anlægge langsigtede skøn over fremtidige elpriser. Det er på dette grundlag, at de norske myndigheder har gjort gældende, at salget af Narviks ret til koncessionskraft bør sammenlignes med salg af et vandkraftværk. Til støtte for dette argument har de norske myndigheder tilstillet Tilsynsmyndigheden Pareto-gennemgangen, som indeholder en oversigt over fem vandkraftværker, der blev solgt i Norge i år 2000.

(69) De norske myndigheder gør gældende, at både ved salg af et vandkraftværk og ved Narviks salg af sin ret til koncessionskraft svarer salgspriserne til NPV af de forventede pengestrømme fra produktionsmængden. Som Narvik og NEAS i den foreliggende sag vil enhver sælger eller køber af et vandkraftværk være nødsaget til at vurdere kraftværkets værdi på grundlag af forventede produktionsindtægter minus forventede omkostninger foruddiskonteret efter en relevant diskonteringsats, så længe den nye ejer kan udnytte den relevante vandkraft.

(70) De norske myndigheder anfører, at prisen på de fem vandkraftværker i Pareto-rapporten – korigeret for visse relevante faktorer – kan sammenlignes med den pris, der blev opnået ved salget af Narviks ret til koncessionskraft. I denne forbindelse har Tilsynsmyndigheden noteret sig de korrektionsfaktorer, som de norske myndigheder har nævnt, jf. kapitel I.11 ovenfor.

(71) For de fem vandkraftværker lå salgsprisen pr. kWh produktionskapacitet mellem 1,66 NOK og 1,74 NOK. Et permanent salg af et aktiv vil øge aktivets nettoutidsværdi sammenlignet med et salg af retten til at købe koncessionskraft i 50,5 år, idet aktivet forventes at få et positivt cash flow efter 50,5 år. De norske myndigheder er gået ud fra en kapitaliseringsprocent på 4, hvilket indebærer en nedjustering af salgsprisen med ca. 10-15 % med henblik på at sammenligne et permanent salg med det tidsbegrænsede salg af koncessionskraft ⁽²⁵⁾.

(72) Den anden forskel mellem et permanent salg og et salg af retten til at købe koncessionskraft i 50,5 år vedrører det omkostningsgrundlag, der skal bruges i nettoutidsværdimodellen — samlede produktionsomkostninger overfor koncessionsprisen. De norske myndigheder har anført, at de typiske driftsomkostninger, herunder reinvestering til brug for et nyere kraftværk, var på ca. 0,05 NOK pr. kWh, mens ministerieprisen på daværende tidspunkt var ca. 0,10 NOK pr. kWh.

⁽²⁵⁾ Lægges en 4 %s kapitaliseringsrate til grund, vil den faktiske værdiansættelse ligge på ca. 14 %.

- (73) Med henblik på at vurdere, om priserne for kraftværkerne udgør egnede indikatorer for markedsprisen for koncessionskraft, er det nødvendigt at gennemgå hvert element af argumentet mere detaljeret. Tilsynsmyndighedens vurdering er baseret på oplysninger fra de norske myndigheder og anden offentlig tilgængelig information.
- (74) I den følgende analyse benyttes nominelle tal ved alle beregninger ⁽²⁶⁾.
- (75) For de fem vandkraftværker, der er nævnt i Pareto-gennemgangen, lå salgsprisen pr. kWh produktionskapacitet mellem 1,66 og 1,74 NOK. I en rapport fra den økonomiske konsulentvirksomhed ECON Pöyry, der indeholder en gennemgang af salget af kraftværker mellem 1996 og 2005, synes den gennemsnitlige transaktionsværdi i år 2000 at være noget højere, idet den anslås til ca. 1,85 NOK. Ifølge samme rapport blev der opnået nogenlunde samme priser i 1999. Det prisinterval, der skal sammenlignes med, synes derfor at være en smule højere end det, der fremgår af Pareto-gennemgangen. Da der i ECON-rapporten opereres med en højere gennemsnitlig transaktionsværdi end i Pareto-gennemgangen, vil Tilsynsmyndigheden anvende et interval på 1,70 NOK til 1,80 NOK i den efterfølgende analyse.
- (76) Den anden faktor, der skal tages hensyn til, er, hvordan man skal tilpasse prisniveauerne for et permanent salg til et tidsbegrænset salg over 50,5 år. De norske myndigheder har anført, at den rette tilpasningsfaktor er på 10-15 % baseret på en kapitaliseringsprocent på 4. Tilsynsmyndigheden finder, at valget af kapitaliseringsprocent er snævert knyttet til valget af diskonteringssats i nettonutidsværdimodellen. Den nominelle diskonteringssats efter skat, der blev anvendt i DT-rapporten, var på 6,8 %, mens der i AA-rapporten blev anvendt en sats på 7 %. Det skal også bemærkes, at NVE har benyttet en sats på 6,5 % ved vurderingen af nye vandkraftværkprojekter ⁽²⁷⁾. I kostprisberegningssmodellen anvendes en sats på 6 % ⁽²⁸⁾. Tilsynsmyndigheden er på grundlag af ovenstående af den opfattelse, at den rette diskonteringssats og dermed den rette kapitaliseringsprocent, der skal anvendes ved sammenligningen mellem et permanent salg og et tidsbegrænset salg, ligger på 6-7 % nominelt efter skat. På dette grundlag er den rette tilpasning af værdien af et permanent salg til et salg over 50,5 år ikke 10-15 % som hævdet af de norske myndigheder, men snarere 4-5 %.
- (77) Den tredje faktor, der skal tages i betragtning, er den forventede fremtidige markedspris på elektricitet. Som forklaret ovenfor er det vanskeligt at udarbejde prognoser over fremtidige elpriser i 50 år eller længere. I de vurderingsrapporter, der er beskrevet ovenfor, navnlig i AA-rapporten og DD-rapporten, forventedes markedsprisen for elektricitet at stige støt i en periode på 10-20 år, hvorefter priserne forventedes at være konstante i reelle tal (dvs. kun stigninger i takt med den forventede inflation) ⁽²⁹⁾. Det vil sige, at der på daværende tidspunkt på markedet var enighed om, at de fremtidige elpriser på lang sigt ville forblive uændrede i reelle tal og ikke fortsat ville stige ⁽³⁰⁾. Tilsynsmyndigheden antager, at den samme usikkerhed om de fremtidige elpriser gjaldt for alle markedsaktører, også for dem, der købte eller solgte kraftværker i samme periode som den, hvor salget af retten til koncessionskraft blev solgt. Der er ingen grund til at antage, at de forskellige markedsdeltagere har adgang til meget forskellige oplysninger om forventningerne til markedsprisen.
- (78) Med hensyn til omkostningerne refererer den sammenligning, som de norske myndigheder har fremlagt, til et scenario, hvor der er en forskel i udgående pengestrømme pr. kWh mellem et permanent salg og et salg af koncessionskraft på 0,05 NOK, der skyldes en forventet koncessionspris på ca. 0,10 NOK og drifts-omkostninger, herunder til reinvestering, på ca. 0,05 NOK.
- (79) Hvad angår ministerieprisen for koncessionskraft forventede de konsulenter, der rådgav Narvik og NEAS, at priserne ville forblive relativt konstante i reale tal, forstået således at man hverken forventede væsentlige effektivitetsgevinster eller stor volatilitet i omkostningsgrundlaget. I princippet forventedes ministerieprisen for koncessionskraft at stige med inflationen ⁽³¹⁾. På grundlag af de foreliggende oplysninger er Tilsynsmyndigheden af den opfattelse, at en fornuftig investor ville have haft samme forventning, og lægger derfor til grund, at der ikke ville være nogen større ændringer af prisen på kostpriskoncessionskraft i den videre analyse. Disse omkostninger udgør de relevante udgående pengestrømme ved beregning af værdien af koncessionskraften ⁽³²⁾.
- ⁽²⁶⁾ Nominel værdi refererer til en økonomisk værdi udtrykt i enheder i en valuta i et givet år. I modsætning hertil tilpasser den reelle værdi den nominelle værdi for at neutralisere effekten af generelle stigninger i prisniveauet over tid (inflation).
- ⁽²⁷⁾ NVE vejledning nr. 1 af 2007, *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*, som findes på følgende internetadresse: <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Fjernvarme/handbok1-07.pdf>
- ⁽²⁸⁾ Tallene stammer fra følgende bog: Thor Falkanger og Kjell Haagen-sen: *Vassdrags- og energirett* 2002, s. 349.
- ⁽²⁹⁾ Jf. AA-rapporten og de mange rapporter, der henvises til deri.
- ⁽³⁰⁾ Se eksempelvis: Frode Kjærland, *Norsk vannkraft — arvesølv solgt på billigsalg?* 2009, der findes på følgende internetadresse: <http://www.magma.no/norsk-vannkraft-arvesoelv-solgt-paa-billigsalg>
- ⁽³¹⁾ Jf. DT-rapporten, punkt 4.3.1.
- ⁽³²⁾ Foruden indfødningsomkostninger, men dette ville være det samme i relation til salg af kraftværker, og der kan derfor ses bort herfra i analysen.

- (80) Da en række variabler kan påvirke niveauet for kontantbetalinger over tid, må tallet på 0,05 NOK, der kombinerer drifts- og reinvesteringsomkostninger, vurderes på grundlag af dens forskellige bestanddele.
- (81) For det første er det klart, at et kraftværk har et vist niveau af generelle drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Det antages, at drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne for et vandkraftværk generelt er forholdsvis lave og konstante og ligger mellem 0,02 og 0,05 NOK pr. kWh⁽³³⁾. Dette understøttes af de omkostningsdata, der anvendes til at fastsætte ministerieprisen. I år 2000 lå kompensationen for drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ifølge denne model på 0,267 NOK pr. kWh.
- (82) Også andre pengestrømme ud af virksomheden er relevante for beregningen af nettonutidsværdien. I ministeriets prisberegning fra år 2000 blev der kompenseret for afgifter med 0,021 NOK. De faktiske afgifter, der pålægges et givet kraftværk, afhænger naturligvis af værkets overskud, men eftersom ministerieprisen antages at være repræsentativ for de gennemsnitlige omkostninger ved et typisk kraftværk i Norge, forekommer det rimeligt at lægge en afgift på ca. 0,02 NOK pr. kWh til grund.
- (83) Den sidste del af de udgående pengestrømme i nettonutidsværdi udgøres af reinvesteringsomkostninger, som er stærkt afhængige af kraftværkets tidsplan og behov for reinvesteringer. Tilsynsmyndigheden er bekendt med, at et vandkraftværks økonomiske levetid af regnskabsmæssige årsager fastsættes til 40 år⁽³⁴⁾, men at den faktiske levetid kan være længere. Niveauet for reinvestering er i mange tilfælde højt, og tidsplanen for kontantbetalinger er derfor, som hævdet af de norske myndigheder, af stor betydning for beregningerne af nettonutidsværdien. Hvis reinvesteringen finder sted i begyndelsen af beregningsperioden, er nettonutidsværdien betydeligt større, end hvis disse reinvesteringer finder sted senere i beregningsperioden. De norske myndigheder har imidlertid ikke givet Tilsynsmyndigheden de oplysninger om geninvesteringsbehovet for vandkraftværker solgt i 1999 og 2000, som de har lagt til grund for deres sammenligning. Tilsynsmyndigheden bemærker, at disse oplysninger formentlig ikke er let tilgængelige eller kun vanskeligt kan fremskaffes på grund af deres alder og antageligt følsomme karakter.
- (84) Med hensyn til tilpasningen af priserne for de omhandlede vandkraftværker til de to ovennævnte forskelle, dvs. tidsrummet og omkostningsgrundlaget, har de norske

myndigheder anført, at prisintervallet på 1,66-1,74 NOK pr. kWh kan sammenlignes med den opnåede pris for koncessionskraft på ca. 1,00 NOK pr. kWh⁽³⁵⁾. Som forklaret ovenfor tyder Tilsynsmyndighedens oplysninger på, at den gennemsnitlige transaktionsværdi for 1999 og 2000 var noget højere end dette interval (ca. 1,85 NOK). Tilsynsmyndigheden vil derfor sammenligne et prisinterval på 1,70-1,80 pr. kWh med den pris på 1,00 NOK, som Narvik opnåede.

- (85) Den første tilpasning vil være at gøre de faste salgspriser sammenlignelige med en kontrakt på 50,5 år. Tilsynsmyndigheden har anvendt en kapitaliseringssats på 6 %, som reducerer den permanente salgsværdi med ca. 5,5 %. Det sammenlignelige interval af priser opnået ved salg af kraftværker ligger derfor på 1,61-1,70 NOK. Forskellen i nettopengestrømme på 0,61-0,70 NOK pr. kWh mellem koncessionskraftpriser og et kraftværks driftsomkostninger må kunne forklare forskellen for at opfylde den markedsøkonomiske investortest og udelukke støtte.
- (86) De samlede driftsomkostninger antages som nævnt ovenfor at ligge mellem 0,02 og 0,05 NOK pr. kWh plus skønsmæssigt 0,02 NOK pr. kWh i afgifter, hvilket svarer til 0,04-0,07 NOK pr. kWh. Desuden skal der tages hensyn til reinvesteringer, hvis finansielle virkning afhænger af tidspunkt og omfang, og som derfor er vanskelige at kvantificere.
- (87) Under hensyntagen hertil har Tilsynsmyndigheden foretaget en følsomhedsanalyse af salget af de 128 GWh⁽³⁶⁾ koncessionskraft over en periode på 50,5 år. Tilsynsmyndigheden har undersøgt forskellige kombinationer af omkostnings- og diskonteringsatser med nominelle diskonteringsatser efter skat fra 5,5 % til 7,5 % og samlede driftsomkostninger mellem 0,05 og 0,09 NOK pr. kWh, jf. tabellen nedenfor.

Følsomhedsanalyse		Diskonteringsats				
		5,5 %	6 %	6,5 %	7 %	7,5 %
Driftsomkostning	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

⁽³³⁾ NVE-vejledning nr. 1 af 2007, afsnit 4.2.3, og Sweco Grøner-rapport nr. 154650-2007.1 som nævnt i Ot.prp. nr. 107 (2008-2009), afsnit 4.4, tabel 4.2, der findes på følgende internetadresse: <http://www.regjeringen.no/nn/dep/oed/dokument/proposisjonar-ogmeldingar/odelstingsproposisjonar/-2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-4/4.html?id=569864>

⁽³⁴⁾ NVE-vejledning nr. 1 af 2007, afsnit 4.2.2, ref. 2.2.

⁽³⁵⁾ Dvs. en salgspris på 126 mio. NOK divideret med 128 GWh årlig koncessionskraft.

⁽³⁶⁾ Tilsynsmyndigheden har anvendt 0,10 NOK som ministeriepris og for nemheds skyld 0,15 NOK som kostpris, jf. betragtning (14) ovenfor.

- (88) Resultaterne ligger under intervallet 0,61-0,70 NOK, i det tilfælde, hvor driftsomkostningerne er på 0,09 NOK ved enhver diskonteringsats i intervallet 5,5 % til 7,5 % eller i det tilfælde, hvor både driftsomkostningerne ligger på 0,08 NOK og diskonteringsatsen er 7,5 % eller derover. I disse situationer er forskellen mellem koncessionskraftprisen og driftsomkostningerne så lille, at nettonutidsværdien af forskellen - når denne beregnes - ikke forklarer forskellen i de højere priser, der blev opnået ved det permanente salg af vandkraftværker. Dette er imidlertid kun tilfældet i situationer, hvor driftsomkostningerne inkl. reinvesteringsomkostningerne, er 60-80 % større end de norske myndigheders omkostningsskøn.

3. Konklusion og resumé

- (89) På grundlag af oplysningerne fra de norske myndigheder har Tilsynsmyndigheden undersøgt, om Narviks aftale med NEAS indebar en fordel for sidstnævnte. Tilsynsmyndigheden har fundet de fire ekspertvurderinger af begrænset værdi. Der er mange usikkerhedsmomenter forbundet med udviklingen i fremtidige elpriser over længere perioder. Langvarige energiforsyningskontrakter uden pristilpasningsklausuler er usædvanlige.
- (90) Det er desuden ikke indlysende, at salget af kraftværker som sådant kan sammenlignes med salg af koncessionskraft, da et permanent salg er en endelig beslutning, for hvilket risikoen vedrørende den uendelige eller fremtidige værdi skal vurderes. Dette er ikke tilfældet for så vidt angår salget af koncessionskraft, hvor den optimale længde af kontrakten med hensyn til risiko og værdi kan være forskellig.
- (91) Tilsynsmyndigheden har imidlertid noteret sig de særlige omstændigheder i sagen, herunder den omstændighed, at Narvik led tab på salget af koncessionskraft umiddelbart inden indgåelsen af kontrakten med NEAS på 50,5 år, og at kommunen havde behov for adgang til likviditet både for at afdrage på sin gæld og for at foretage den planlagte investering i NEAS.
- (92) Det er i lyset af disse særlige omstændigheder, at Tilsynsmyndigheden accepterer argumentet om, at den omhandlede transaktion på trods af sin lange løbetid og usikkerheden om de fremtidige elpriser kan sammenlignes med salget af vandkraftværker i 1999 og 2000. Myndigheden

accepterer således i dette særlige tilfælde, at priserne for de solgte vandkraftværker udgør en egnet indikator for markedsprisen i forbindelse med det pågældende salg på lang sigt af retten til koncessionskraft. Henset til de oplysninger, som de norske myndigheder har fremlagt for Tilsynsmyndigheden, og myndighedernes forklaringer om de relevante forskelle, må det antages, at Narvik opnåede en pris svarende til salgene af kraftværker i 1999 og 2000.

- (93) På grundlag af disse oplysninger er Tilsynsmyndigheden nået til den konklusion, at Narvik handlede inden for sine skønsmæssige beføjelser som markedsøkonomisk investor, da den indgik kontrakten med NEAS vedrørende salget af kommunens ret til koncessionskraft.
- (94) Kontrakten kan derfor ikke anses for at indebære en fordel for NEAS og den udgør derfor ikke statsstøtte som omhandlet i EØS-aftalens artikel 61 —

VEDTAGET FØLGENDE AFGØRELSE:

Artikel 1

Salget af Narvik kommunes ret til koncessionskraft til Narvik Energi AS udgør ikke statsstøtte som omhandlet i EØS-aftalens artikel 61.

Artikel 2

Denne afgørelse er rettet til Kongeriget Norge.

Artikel 3

Kun den engelske udgave af denne afgørelse er autentisk.

Udfærdiget i Bruxelles, den 19. juni 2013.

På EFTA-Tilsynsmyndighedens vegne

Oda Helen SLETNES
Formand

Sabine MONAUNI-TÖMÖRDY
Medlem af kollegiet