

## DECISIONE DELL'AUTORITÀ DI VIGILANZA EFTA

N. 258/13/COL

del 19 giugno 2013

**di chiudere il procedimento di indagine formale relativamente alla vendita da parte del Comune di Narvik a Narvik Energi AS («NEAS») dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione (Norvegia)**

L'AUTORITÀ DI VIGILANZA EFTA (di seguito «l'Autorità»),

VISTO l'accordo sullo Spazio economico europeo (di seguito «l'accordo SEE»), in particolare gli articoli da 61 a 63 e il protocollo 26,

VISTO l'accordo tra gli Stati EFTA sull'istituzione di un'Autorità di vigilanza e di una Corte di giustizia (di seguito «l'accordo sull'Autorità di vigilanza e sulla Corte»), in particolare l'articolo 24,

VISTO il protocollo 3 all'accordo sull'Autorità di vigilanza e sulla Corte (di seguito il «protocollo 3»), in particolare l'articolo 7, paragrafo 2, e l'articolo 13, paragrafo 1, della parte II,

DOPO AVER INVITATO gli interessati a presentare le proprie osservazioni conformemente a tali disposizioni<sup>(1)</sup> e viste le osservazioni trasmesse,

Considerando quanto segue:

**I. FATTI****1. Procedura**

- (1) Con lettera del 7 gennaio 2009, è pervenuta una denuncia contro il Comune di Narvik (di seguito «Narvik») concernente la vendita da parte di Narvik a Narvik Energi AS (di seguito «NEAS») dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione. La lettera è stata ricevuta e protocollata dall'Autorità il 14 gennaio 2009<sup>(2)</sup>. Con lettera del 16 luglio 2009<sup>(3)</sup>, l'Autorità ha chiesto ulteriori informazioni alle autorità norvegesi. Con lettera del 2 ottobre 2009<sup>(4)</sup>, le autorità norvegesi hanno risposto a tale richiesta.
- (2) Con decisione n. 393/11/COL (di seguito la «decisione 393/11/COL») del 14 dicembre 2011, l'Autorità ha avviato un procedimento ai sensi dell'articolo 1, paragrafo 2, della parte I del protocollo 3 dell'accordo sull'Autorità di vigilanza e sulla Corte. Con lettera del 23 febbraio 2012<sup>(5)</sup>, le autorità norvegesi hanno trasmesso le loro osservazioni al riguardo.

- (3) Il 26 aprile 2012 la decisione è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* e nel relativo supplemento SEE<sup>(6)</sup>. Con messaggio di posta elettronica del 25 maggio 2012<sup>(7)</sup>, l'Autorità ha ricevuto osservazioni da un terzo interessato. Con messaggio di posta elettronica del 28 giugno 2012<sup>(8)</sup>, l'Autorità le ha trasmesse alle autorità norvegesi. Con lettera del 30 novembre 2012<sup>(9)</sup>, le autorità norvegesi hanno presentato ulteriori informazioni.

**2. La denuncia**

- (4) Il denunciante sostiene che, stipulando un contratto con NEAS concernente la vendita di 128 GWh di energia elettrica fornita in concessione per un periodo di 50,5 anni, Narvik abbia venduto i suoi diritti relativi all'acquisto di energia elettrica in concessione ad un prezzo notevolmente al di sotto del prezzo di mercato, concedendo così a NEAS un aiuto di Stato illegale.
- (5) Il denunciante sostiene inoltre che la giunta comunale di Narvik abbia assunto la decisione di stipulare il contratto sulla base di informazioni errate e/o incomplete. Si sostiene che alcune relazioni peritali che ponevano in discussione la durata del contratto nonché l'inerente difficoltà di stabilire il prezzo di mercato dell'elettricità non siano state rese note alla giunta comunale prima che quest'ultima decidesse di concludere l'accordo.

**3. Il regime norvegese di fornitura dell'energia elettrica in concessione**

- (6) In Norvegia è in genere necessaria una concessione per poter gestire le centrali idroelettriche di maggiori dimensioni. Gli impianti che detengono concessioni per l'utilizzo di cascate d'acqua hanno l'obbligo di vendere un determinato volume della loro produzione annua al comune nel cui territorio essi sono ubicati. Il volume di elettricità che il comune ha diritto ad acquistare è definito energia elettrica in concessione. Tale sistema è disciplinato dalla sezione 2, paragrafo 12, della legge sulle concessioni industriali<sup>(10)</sup> e dalla sezione 12, paragrafo 15, della legge sull'utilizzo delle cascate d'acqua<sup>(11)</sup>.

<sup>(6)</sup> Cfr. la nota 1.

<sup>(7)</sup> Evento n. 635920.

<sup>(8)</sup> Evento n. 639486.

<sup>(9)</sup> Eventi nn. 655297-655305.

<sup>(10)</sup> 1917.12.14 n. 16 Lov om erverv av vannfall mv. (industrikoncessionsloven) («legge sulle concessioni industriali»).

<sup>(11)</sup> 1917.12.14 n. 17 Lov om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven) («legge sull'utilizzo delle cascate d'acqua»).

<sup>(1)</sup> GU C 121 del 26.4.2012, pag. 25 e supplemento SEE n. 23 del 26.4.2012, pag. 1.

<sup>(2)</sup> Evento n. 504391.

<sup>(3)</sup> Evento n. 519710.

<sup>(4)</sup> Eventi nn. 532247-532256.

<sup>(5)</sup> Evento n. 626050.

- (7) Il principio di base, sul piano legislativo, è che ai comuni dovrebbe essere garantito un sufficiente approvvigionamento di elettricità a un prezzo equo; pertanto il volume di energia elettrica fornita in concessione è stabilito in base al fabbisogno generale di energia elettrica di ogni singolo comune <sup>(12)</sup> e può raggiungere fino al 10 % della produzione annua di un impianto. La legge, tuttavia, non impone limitazioni allo sfruttamento, da parte dei comuni, dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione. I comuni possono pertanto utilizzare, vendere o distribuire altrimenti questa energia elettrica a propria discrezione.
- (8) I diritti non comportano, per i comuni, l'obbligo di acquistare energia elettrica fornita in concessione. Per le concessioni rilasciate prima del 1983 è generalmente inteso che il comune, allorché decida di non esercitare il proprio diritto ad acquistare energia elettrica fornita in concessione, perde ogni diritto ad acquistarla in futuro.
- (9) La legislazione stabilisce due regimi tariffari per l'energia elettrica fornita in concessione: il primo riguarda le concessioni anteriori al 10 aprile 1959, il secondo le concessioni rilasciate dal 10 aprile 1959 in poi.
- (10) Per le concessioni rilasciate prima del 10 aprile 1959, il prezzo dell'energia elettrica fornita in concessione è calcolato in funzione del costo di produzione della singola centrale elettrica, con l'aggiunta di un premio pari al 20 %. Tale regime è tuttora applicato alle concessioni rilasciate prima del 10 aprile 1959 ed è denominato, in appresso, regime del «costo di produzione». L'energia elettrica in concessione venduta in base a questo regime tariffario è denominata, in appresso, «energia elettrica in concessione tariffata in base al costo di produzione».
- (11) Per le concessioni successive al 10 aprile 1959, il prezzo dell'energia elettrica in concessione è fissato dal ministero del Petrolio e dell'energia sulla base del costo medio calcolato su un campione rappresentativo di centrali idroelettriche presenti nel paese. Tale metodo è denominato, in appresso, metodo del «prezzo ministeriale». L'energia elettrica in concessione venduta in base a tale regime tariffario è denominata, in appresso, «energia elettrica in concessione a prezzo ministeriale».
- (12) La legge sulle concessioni industriali dispone che il diritto relativo all'energia elettrica in concessione riconosciuto ai comuni possa essere soggetto a riesame da parte dell'amministrazione norvegese delle risorse idriche e dell'energia idrica («NVE») 20 anni dopo il rilascio della concessione <sup>(13)</sup>. Le autorità norvegesi hanno spiegato che tale esercizio di riesame può determinare un ritocco, da parte dell'NVE, del volume di energia elettrica fornita in concessione ma non può condurre a variazioni sostanziali

dei diritti spettanti al comune in relazione all'energia elettrica in concessione. La maggior parte di tali diritti sarà riesaminata nel 2019.

- (13) I comuni sostengono i costi necessari per immettere nella rete l'energia elettrica fornita in concessione.

#### 4. Energia elettrica in concessione spettante a Narvik

- (14) Narvik ha diritto a un volume annuo totale di circa 128 GWh di energia elettrica in concessione, di cui circa 116,3 GWh sono tariffati con il metodo del prezzo ministeriale, mentre la rimanente quota (circa 11,7 GWh) è tariffata secondo il metodo del costo di produzione. Le autorità norvegesi hanno spiegato che il prezzo ministeriale nel 2000 era pari a 0,10 NOK circa e il costo di produzione riferito agli impianti di Håkvik e Nygård nel 2000 si situava in una forchetta compresa tra 0,14 NOK e 0,178 NOK.

Proprietario dell'impianto al momento dell'operazione	Impianto	Volume annuo approssimativo (in GWh)	Metodo di calcolo tariffario
NEAS	Håkvik and Nygård	11,7	Costo di produzione
NEAS	Taraldsvik	1,0	Prezzo ministeriale
Nordkraft	Sildvik	20,9	Prezzo ministeriale
Statkraft	Skjomen, Båtsvann and Norddalen	94,4	Prezzo ministeriale

#### 5. Narvik Energi AS («NEAS»)

- (15) NEAS ha sede nel comune di Narvik, nella contea di Nordland. È attiva nella produzione e nella vendita di elettricità. Fino al 2001 NEAS era interamente di proprietà del Comune di Narvik. Nel 2001 Narvik ha venduto il 49,99 % delle proprie quote azionarie a due società elettriche, Vesterålskraft AS e Hålogalandskraft AS.
- (16) A seguito di una fusione avvenuta nel 2006 e di un cambio di denominazione sociale nel 2009, NEAS fa ora parte della società Nordkraft AS («Nordkraft»).

#### 6. Eventi che hanno condotto alla vendita dell'energia elettrica in concessione

- (17) Sino alla fine del 1998 Narvik aveva venduto a NEAS i diritti annui relativi all'acquisto di circa 128 GWh di energia elettrica in concessione in virtù di contratti a breve o a più lungo termine. Tuttavia all'inizio del 1999, in seguito al mancato raggiungimento di un accordo con NEAS, Narvik ha venduto la propria energia elettrica in concessione sulla borsa dell'energia a un prezzo a pronti.

<sup>(12)</sup> Sezione 2, punto 12, paragrafo 1, della legge sulle concessioni industriali.

<sup>(13)</sup> Legge sulle concessioni industriali, sezione 2, punto 12, paragrafo 7.

- (18) Nel marzo 1999 il Comune ha indetto una procedura di gara concernente la vendita della propria energia elettrica in concessione per la rimanente parte del 1999. Il 30 marzo 1999 Narvik ha stipulato un contratto con il miglior offerente, Kraftinor AS, concordando un prezzo di 109,50 NOK per MWh. Poiché il prezzo che il Comune pagava per l'energia elettrica in concessione era di 111,10 per MWh, più 20 NOK per MWh come costo di allacciamento alla rete, con questo contratto Narvik ha riportato una perdita di circa 2,3 milioni, mentre invece aveva inizialmente previsto un surplus di 3,5 milioni di NOK.
- (19) Il 19 ottobre 1999 il comitato esecutivo della giunta comunale (di seguito il «comitato esecutivo») ha raccomandato alla giunta comunale di perseguire, quale obiettivo complessivo per la gestione dell'energia elettrica in concessione spettante al Comune, il massimo rendimento nel lungo periodo, al fine di ottenere un orizzonte di programmazione stabile. La strategia proposta per realizzare tale obiettivo prevedeva quattro elementi:
- 1) l'energia elettrica in concessione è venduta al miglior offerente in base a contratti a lungo termine con rendimento fisso, ma provvisti di clausole di adeguamento che garantiscano un ulteriore rendimento qualora i prezzi siano sostanzialmente più alti rispetto ai prezzi previsti nel periodo contrattuale;
  - 2) l'energia elettrica in concessione è venduta nel quadro di vari contratti di diversa durata per diversificare il rischio;
  - 3) al sindaco è dato mandato di stipulare accordi in base alla strategia approntata dalla giunta comunale; e
  - 4) gli utili provenienti dalla vendita dell'energia elettrica in concessione sono depositati in un fondo da erogare sulla base delle decisioni della giunta comunale.
- (20) La giunta comunale ha accolto la raccomandazione del comitato esecutivo apportando però una rettifica, suggerita dal sindaco e confermata con una modifica alla strategia: anziché dare espressamente mandato al sindaco di stipulare accordi in base alla strategia decisa dalla giunta comunale, la decisione definitiva prevedeva che, come primo passo nell'esecuzione della strategia, NEAS fosse invitata a discutere i propri interessi al riguardo come delineato nella lettera da essa trasmessa al Comune in data 9 novembre.
- (21) Nella lettera del 9 novembre 1999 NEAS aveva messo in discussione la strategia che proponeva di vendere l'energia elettrica in concessione nel quadro di vari contratti di diversa durata al fine di diversificare il rischio. NEAS aveva proposto invece un unico contratto a lungo termine (suggerendo una durata, ad esempio, di 50 anni) e si era dichiarata disposta a includere nel contratto con Narvik una clausola di adeguamento dei prezzi.
- (22) Inoltre con lettera del 15 aprile 1999 NEAS aveva dichiarato di essere interessata a stipulare un contratto a lungo termine relativo all'energia elettrica in concessione, in via principale attraverso un acquisto con pagamento anticipato di un importo forfetario o, in via subordinata, attraverso un contratto di locazione a lungo termine, con pagamenti annui da corrispondere a Narvik per un periodo che, nella proposta iniziale, avrebbe avuto una durata di 60 anni.
- (23) Oltre alla questione dell'energia elettrica fornita in concessione, si era discusso anche in merito al ruolo futuro di NEAS sul mercato e al ruolo di Narvik in quanto proprietaria di NEAS.
- (24) Secondo le autorità norvegesi, all'epoca NEAS assisteva a un diffuso fenomeno di raggruppamento delle aziende elettriche a livello regionale e all'ingresso di operatori nazionali/internazionali nei mercati locali. NEAS aveva l'esigenza di rafforzare il suo capitale proprio per acquisire quote azionarie di altre aziende elettriche, in particolare Nordkraft AS. NEAS aveva inoltre sottoscritto lettere di intenti con Hålogaland Kraft AS e Vesterålskraft AS per costituire un'azienda di produzione regionale e una società regionale di trasporto dell'energia. Questi cambiamenti sarebbero stati effettivi dal 1° gennaio 2001. Per consentire a NEAS di portare a termine tali operazioni attraverso una combinazione di capitale proprio e di capitale di prestito, Narvik (in qualità di proprietario unico di NEAS) avrebbe dovuto procedere a un ulteriore conferimento di capitale in NEAS.
- (25) In una riunione della giunta comunale del 16 dicembre 1999 è stato deciso che la quota di partecipazione del Comune nella società NEAS, il fabbisogno di capitale della società e la gestione dell'energia elettrica fornita in concessione avrebbero dovuto essere valutati da un gruppo negoziale formato dal sindaco, dal vicesindaco, dal capo dell'opposizione nonché dal direttore, dal vicedirettore e dal responsabile per gli appalti dell'amministrazione comunale (di seguito «il gruppo negoziale»).

## 7. Valutazioni esterne

- (26) NEAS ha commissionato due perizie ad Arthur Andersen («AA») e a Deloitte & Touche («DT») al fine di stabilire il valore dell'energia elettrica in concessione acquistata a prezzo ministeriale. La relazione AA applica la metodologia del valore attuale netto («VAN») ma non descrive con sufficiente dettaglio le ipotesi di base. La relazione DT utilizza anch'essa la metodologia VAN ma, rispetto alla relazione AA, illustra in maniera più approfondita le ipotesi e i calcoli pertinenti. La relazione DT spiega, ad esempio, in maniera dettagliata il modo in cui il rendimento richiesto è determinato in base al modello CAPM (capital asset pricing model) e il modo in cui è calcolato il costo medio ponderato del capitale (weighted average cost of capital - WACC). L'analisi contiene inoltre una descrizione particolareggiata del calcolo del prezzo di concessione e comprende un'analisi di sensibilità basata su incrementi sia del prezzo dell'elettricità sia del WACC.

- (27) Narvik ha commissionato due perizie a Danske Securities (di seguito «DS1» e «DS2»). Per quanto riguarda la prima relazione, DS1, Danske Securities era stata incaricata di valutare se il Comune avrebbe dovuto vendere sul mercato i propri diritti relativi all'energia elettrica in concessione o se invece avrebbe dovuto cederli a NEAS. Nella relazione DS1 Danske Securities, di sua propria iniziativa, ha fornito una stima del valore dei diritti relativi all'energia elettrica in concessione per un periodo di 50 anni. Danske Securities ha formulato le proprie ipotesi riguardo al futuro andamento dei prezzi dell'elettricità ma ha fornito scarse indicazioni sulla modalità con cui era stato calcolato il valore dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione.
- (28) Nel rapporto DS2 Danske Securities ha chiesto a 3 operatori del mercato di indicare i prezzi e i costi attesi. Tali operatori sono CBF Kraftmegling AS («CBF»), Norwegian Energy Brokers AS («NEB») e Statkraft SF («Statkraft»). Sulla base di tali indicazioni Danske Securities ha stimato

il valore di mercato dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione. I dati forniti da CBF hanno prodotto un valore stimato, in uno scenario di base, pari a 127 milioni di NOK. Il valore stimato sulla base delle indicazioni fornite da NEB è, in uno scenario di base, pari a 75 milioni di NOK. Poiché NEB non aveva adeguato le aspettative sui prezzi e sui costi in funzione dell'inflazione, Danske Securities ha sottolineato di non ritenere credibili le indicazioni fornite da tale società. Il valore stimato sulla base delle indicazioni fornite da Statkraft si situava tra 115 e 140 milioni di NOK. In base a queste tre stime del valore, Danske Securities ha concluso che il VAN stimato dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione è compreso tra 100 milioni e 140 milioni di NOK.

- (29) Le quattro relazioni sono sintetizzate nella tabella che segue. Le relazioni sono collettivamente denominate, in appresso, «le quattro relazioni».

Relazione	Autore della relazione	Data della relazione	Relazione commissionata da	Volume di energia elettrica in concessione sottoposto a valutazione (in GWh) <sup>(1)</sup>	Periodo (anni)	VAN stimato (milioni di NOK)
AA	Arthur Andersen	20.5.1999	NEAS	115,3	50	71,4-117,4 <sup>(2)</sup>
DS1	Danske Securities	14.2.2000	Narvik	116,3	50	80-145
DS2	Danske Securities	23.2.2000	Narvik	116,3	50	100-140
DT	Deloitte & Touche	3.5.2000	NEAS	116,3	50,5	110-130

<sup>(1)</sup> Risulta che le relazioni DS1, DS2 e DT riguardino l'energia elettrica a prezzo ministeriale prodotta da Taraldsvik, Sildvik, Skjomen, Båtsvann e Norddalen. Sebbene la relazione DS2 non indichi esplicitamente la quantità di energia elettrica in concessione valutata, non vi sono elementi per ritenere che tale relazione non copra lo stesso volume di quello oggetto della relazione DS1. La relazione AA riguarda la produzione delle stesse centrali ad eccezione dell'impianto di Taraldsvik.

<sup>(2)</sup> Con un valore, in uno scenario di base, pari a 87,7 milioni di NOK.

## 8. Valutazioni interne

- (30) Ai pareri forniti dai consulenti esterni si sono sommate le valutazioni condotte dal responsabile per gli appalti del Comune di Narvik.
- (31) Nella prima valutazione, presentata al comitato esecutivo nell'ottobre 1999, il responsabile per gli appalti ha concluso che il rischio complessivo per il Comune è elevato nel caso di contratti a lungo termine, definiti come contratti di durata compresa tra 10 e 40 anni.
- (32) Nella sua seconda valutazione, presentata al gruppo negoziale il 16 marzo 2000, sono state discusse diverse opzioni per la gestione dell'energia elettrica fornita in concessione. Nel frattempo, tuttavia, il gruppo negoziale aveva limitato l'ambito del proprio mandato alla mera valutazione del rischio, dei tempi di pagamento, delle implicazioni fiscali e della massimizzazione degli utili in tre possibili scenari (nei quali si ipotizzava la cessione a NEAS da parte di Narvik dei diritti relativi all'energia elettrica in concessione per un periodo di 50 anni e una riduzione della quota di partecipazione di Narvik in NEAS). Ciononostante nella sua seconda valutazione il responsabile per gli appalti ha continuato a evidenziare l'importanza della durata del contratto. Nella sua valutazione del valore marginale del diritto all'energia elettrica

in concessione nel corso del tempo, il responsabile per gli appalti ha sostenuto che stipulare un contratto di lungo termine, quale ad esempio un contratto della durata di 50 anni, apporta ai venditori un valore aggiunto davvero minimo rispetto a un contratto di durata più breve (ad esempio un contratto di 20 anni per un valore di 83 milioni di NOK).

- (33) A seguito di discussioni interne in merito ai vantaggi e agli svantaggi di un contratto a lungo termine, il gruppo negoziale ha rivolto una raccomandazione alla giunta comunale, indicando che un contratto della durata di 50,5 anni sarebbe stato idoneo a ridurre i rischi per il Comune e a garantire un orizzonte di programmazione a lungo termine.

## 9. La vendita dell'energia elettrica in concessione

- (34) NEAS aveva intenzione di acquistare soltanto i 116,3 GWh di energia elettrica in concessione tariffata a prezzo ministeriale. Nelle trattative con la società, Narvik ha tuttavia insistito affinché NEAS acquistasse per intero i diritti relativi all'energia elettrica in concessione, accorpando così alla quota tariffata a prezzo ministeriale gli 11,7 GWh di energia elettrica in concessione tariffata in base al costo di produzione.



- (35) Nel maggio 2000 le parti hanno infine convenuto di includere nel contratto l'intera quota di energia elettrica in concessione, ovvero 128 GWh, stabilendo che NEAS avrebbe pagato 120 milioni di NOK per l'energia elettrica fornita in concessione a prezzo ministeriale e 6 milioni di NOK per la quota tariffata in base al costo di produzione.
- (36) Il 25 maggio 2000 la giunta comunale ha deciso formalmente che il Comune avrebbe venduto a NEAS i 128 GWh di energia elettrica in concessione ad esso spettanti ogni anno, per un periodo di 50,5 anni al prezzo di 126 milioni di EUR.
- (37) Il 16 ottobre 2000 Narvik e NEAS hanno formalizzato l'accordo firmando il contratto in virtù del quale Narvik ha venduto i diritti relativi all'energia elettrica in concessione alle condizioni sopra descritte. Nel contratto non è stato incluso alcun meccanismo di adeguamento dei prezzi ed è stato deciso che la somma concordata sarebbe stata versata in anticipo in un'unica soluzione.
- (38) Il 29 novembre 2000 Narvik e NEAS hanno sottoscritto un ulteriore accordo in base al quale NEAS si è impegnata a versare a Narvik, per l'acquisto dei diritti relativi all'energia elettrica in concessione, 60 milioni di NOK in contanti e a corrispondere la rimanente quota, pari a 66 milioni di NOK, mediante conferimento di capitale in natura a favore di NEAS (che all'epoca era interamente di proprietà del Comune).

#### 10. Vendita delle azioni di NEAS

- (39) Nel 2001 Narvik ha ceduto il 49,99 % delle sue azioni NEAS a Vesterålskraft AS e a Hålogalandskraft AS.

#### 11. Osservazioni delle autorità norvegesi

- (40) Le autorità norvegesi sono del parere che il contratto con NEAS sia stato stipulato a condizioni di mercato. In primo luogo esse sottolineano che l'accordo è stato concluso perché Narvik versava in difficoltà finanziaria ed aveva bisogno di liquidità. In secondo luogo era necessaria una ricapitalizzazione affinché NEAS potesse essere ristrutturata in modo da creare una società regionale più vasta. In terzo e ultimo luogo fino al momento della conclusione del contratto la vendita dell'energia elettrica in concessione era stata effettuata dal Comune in perdita, in quanto il prezzo pagato per l'energia elettrica in concessione era più alto di quello ottenuto sul mercato. A titolo di esempio nel periodo tra il mese di aprile 1999 e il mese di dicembre 1999 Narvik aveva riportato una perdita di 2,3 milioni di NOK nella vendita dell'energia elettrica in concessione.
- (41) Per quanto riguarda la questione dei rischi di regolamentazione, le autorità norvegesi hanno spiegato che tutti i rischi sono a carico di NEAS. Secondo le autorità norvegesi, vi è il rischio di una riduzione più che di un

aumento della quantità di energia elettrica in concessione, il che ridurrebbe le probabilità che si configuri un aiuto.

- (42) Le autorità norvegesi sostengono che un adeguato parametro di riferimento del mercato da applicare per la valutazione dell'accordo della durata di 50,5 anni sia la vendita permanente di una centrale elettrica e che i prezzi spuntati da NEAS, adeguati per tenere conto delle pertinenti differenze, siano in linea con i livelli di prezzo relativi alla vendita di centrali elettriche nel medesimo periodo.
- (43) Per le informazioni tariffarie relative alla vendita di centrali elettriche nel 2000 le autorità norvegesi fanno riferimento al cosiddetto «riesame in tempo reale» del mercato dell'elettricità nel 2000 effettuato da Pareto (di seguito la «relazione Pareto»). Da tale relazione risulta che i prezzi di mercato relativi alle centrali elettriche vendute nel 2000 variavano tra 1,64 NOK e 1,77 NOK per KWh di capacità di produzione annua. I diritti di Narvik relativi all'energia elettrica in concessione sono stati venduti ad un prezzo di circa 1,00 per KWh di capacità di produzione annua. Secondo le autorità norvegesi la differenza tra questi valori può essere spiegata dai seguenti fattori.
- (44) In primo luogo nel 2000 i tipici costi di esercizio di una centrale elettrica di più recente costruzione, comprese le spese correnti di reinvestimento (senza ammortamento) ammontavano a circa 0,05 NOK per KWh/anno (oltre ai costi di allacciamento alla rete). Nel caso di NEAS, i pagamenti correnti previsti erano di due tipi: 0,10 NOK per KWh/anno (oltre ai costi di allacciamento alla rete) per l'energia elettrica in concessione a prezzo ministeriale e tra 0,14 e 0,178 NOK per KWh/anno (oltre ai costi di allacciamento alla rete) per l'energia elettrica fornita in base a concessioni rilasciate prima del 10 aprile 1959. Nel 2000 il prezzo di mercato previsto era di circa 0,12 NOK per KWh. Nello scenario del 2000, dunque il proprietario di una centrale otterrebbe un utile netto di 0,07 NOK per KWh, mentre l'utile netto ottenuto con la vendita dell'energia elettrica fornita in concessione sarebbe pari a 0,02 NOK per KWh. All'epoca della conclusione del contratto il prezzo stimato per il 2010 era pari a 0,20 NOK. Sulla base di tale stima, lo scenario del 2010 garantirebbe al proprietario di un impianto un utile netto di 0,15 NOK per KWh, contro 0,10 NOK per KWh nel caso dell'energia elettrica in concessione.
- (45) In secondo luogo le autorità norvegesi sostengono che i prezzi di vendita delle cinque centrali elettriche desunti dalla relazione Pareto debbano essere ridotti del 10-15 % circa quando si applica un tasso di capitalizzazione del 4 % per compensare la differenza tra la capitalizzazione in un arco di tempo infinito (fattore di capitalizzazione 25) e la capitalizzazione nell'arco di 50 anni (fattore di capitalizzazione 21,48).
- (46) Le autorità norvegesi aggiungono che i primi anni incidono maggiormente sul calcolo del VAN e che gli ingenti costi di reinvestimento a carico dei proprietari subentrano generalmente in una fase successiva e pertanto riducono di poco il VAN calcolato.

(47) Tenendo conto di quanto sopra, le autorità norvegesi sostengono vi sia una stretta correlazione tra le vendite delle centrali elettriche, effettuate ad un prezzo compreso approssimativamente tra 1,64 e 1,77 NOK per KWh di capacità di produzione annua, da un lato e, dall'altro lato, il canone (pagato per avere accesso all'elettricità per un periodo di 50,5 anni) pari a circa 1,00 NOK per KWh di energia elettrica fornita in concessione.

(48) Le autorità norvegesi sostengono dunque che un confronto che tenga conto di questi fattori dimostra che il prezzo pagato da NEAS per l'energia elettrica in concessione era paragonabile al prezzo delle centrali elettriche vendute nel medesimo periodo e aggiungono che la conclusione riguardo al livello dei prezzi è corroborata dalla relazione DT e dalle due relazioni DS, elaborate in una data anteriore alla conclusione del contratto di 50,5 anni relativo all'energia elettrica fornita in concessione.

(49) Con riferimento agli orientamenti dell'Autorità relativi agli elementi di aiuto di Stato connessi alle vendite di terreni e fabbricati da parte di pubbliche autorità (di seguito «gli orientamenti») <sup>(14)</sup>, le autorità norvegesi sostengono che una procedura di gara aperta e incondizionata sia soltanto uno dei metodi riconosciuti dall'Autorità per fissare i prezzi di mercato relativi alla vendita di beni pubblici. Le autorità norvegesi sottolineano che negli orientamenti l'Autorità riconosce inoltre la possibilità di stabilire un prezzo di mercato che non configuri un aiuto di Stato sulla base di una valutazione effettuata da periti indipendenti. Le autorità norvegesi osservano che la relazione DT e le due relazioni DS sono state trasmesse prima della conclusione del contratto di 50,5 anni. La seconda relazione DS ha stabilito il valore sulla base di «ricerche di mercato dirette» che, secondo le autorità norvegesi, hanno avuto per effetto di sondare il mercato in maniera simile a quanto avviene con le procedure di gara. Le autorità norvegesi osservano inoltre che il prezzo definitivo non superava il prezzo massimo indicato nelle tre valutazioni.

(50) Le autorità norvegesi ritengono inoltre opportuna la scelta di non includere una clausola di adeguamento dei prezzi, in quanto il prezzo di acquisto è stato corrisposto in un'unica soluzione e non sotto forma di pagamenti periodici. Secondo le autorità norvegesi, poiché la vendita ha dato luogo a un pagamento anticipato (in parte in contanti e in parte con un conferimento in natura) con una modalità simile alla vendita permanente di una centrale elettrica, è «innaturale e assai inconsueto» includere un meccanismo di adeguamento dei prezzi. Le autorità norvegesi sostengono inoltre che, dato il conferimento in natura, probabilmente un adeguamento successivo sarebbe stato illegale ai sensi della legge sulle società a responsabilità limitata <sup>(15)</sup>.

<sup>(14)</sup> GU L 137 dell'8.6.2000, pag. 28.

<sup>(15)</sup> 1997.6.13 n. 44 Lov om aksjeselskaper (aksjeloven) («legge sulle società a responsabilità limitata»).

## 12. Osservazioni di terzi interessati

(51) Un soggetto terzo, NEAS (ora Nordkraft) ha presentato osservazioni in merito alla decisione 393/11/COL. NEAS condivide nella sostanza la posizione delle autorità norvegesi.

## II. VALUTAZIONE

### 1. Presenza di aiuto di Stato

(52) L'articolo 61, paragrafo 1, dell'accordo SEE stipula quanto segue:

*«Salvo deroghe contemplate dal presente accordo, sono incompatibili con il funzionamento del medesimo, nella misura in cui incidano sugli scambi fra Parti contraenti, gli aiuti concessi da Stati membri della Comunità, da Stati AELS (EFTA) o mediante risorse statali sotto qualsiasi forma, che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza».*

(53) Discende da tale disposizione che una misura si configura come aiuto di Stato se conferisce un vantaggio economico al beneficiario. Di seguito l'Autorità valuta se, nel caso di specie, si possa ravvisare un siffatto vantaggio economico.

### 2. Vantaggio economico

(54) La Corte di giustizia dell'Unione europea ha dichiarato che, per valutare se una misura statale costituisca un aiuto, si deve determinare se l'impresa beneficiaria riceve un vantaggio economico che non avrebbe ottenuto in condizioni normali di mercato <sup>(16)</sup>. Al fine di valutare la presenza di un vantaggio economico, l'Autorità applica il principio di un (ipotetico) investitore operante in economia di mercato <sup>(17)</sup>.

(55) Se l'operazione in questione fosse stata conclusa in conformità del principio dell'investitore operante in economia di mercato, ovvero se il Comune avesse venduto il proprio diritto all'energia elettrica fornita in concessione al valore di mercato, e supponendo che il prezzo e le condizioni dell'operazione sarebbero stati accettabili per un investitore privato accorto in un'economia di mercato, l'operazione non conferirebbe un vantaggio economico a NEAS e pertanto non comporterebbe la concessione di un aiuto di Stato. Viceversa si ravviserebbe un aiuto di Stato qualora l'operazione non fosse stata effettuata al prezzo di mercato.

(56) Nell'effettuare tale valutazione, l'Autorità non può sostituire le proprie valutazioni commerciali a quelle di Narvik. Ciò significa che il Comune, in quanto titolare dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione, gode di un margine di discrezionalità nella scelta della modalità con cui opera in normali condizioni di concorrenza.

<sup>(16)</sup> Causa C-39/94 SFEI / La Poste, Racc. 1996, pag. I-3547, punto 60.

<sup>(17)</sup> Il principio dell'investitore privato operante in economia di mercato è descritto in maniera più approfondita negli orientamenti dell'Autorità relativi all'applicazione delle disposizioni sugli aiuti di Stato alle imprese pubbliche dell'industria manifatturiera (GU L 274 del 26.10.2000, pag. 29).

- (57) La valutazione del prezzo e delle condizioni del contratto stipulato tra il Comune e NEAS dovrebbe basarsi sulle informazioni di cui Narvik disponeva all'epoca della conclusione del contratto. In generale una valutazione *ex ante* condotta con cognizione di causa sarebbe sufficiente per escludere la presenza di un aiuto di Stato, anche qualora le ipotesi utilizzate nella valutazione si rivelino, a posteriori, errate.
- (58) Di seguito l'Autorità valuta pertanto se, al momento di concludere un contratto per la vendita dei propri diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione, Narvik abbia agito come un investitore privato operante sul mercato.
- (59) L'Autorità considera il contesto nel quale è stata conclusa l'operazione. Dalle informazioni fornite dalle autorità norvegesi, l'Autorità ha desunto che, all'epoca della conclusione del contratto, il Comune necessitava sia di liquidità (per potere adempiere ai propri obblighi nei confronti dei creditori) sia di capitali da conferire a NEAS. Si osserva inoltre che la legge sulle società a responsabilità limitata limitava la possibilità di incorporare nel contratto un meccanismo di adeguamento dei prezzi in caso di conferimento in natura. Nel 1999, prima della conclusione dell'accordo di vendita del 2000, Narvik aveva inoltre riportato perdite nella vendita dell'energia elettrica in concessione. Il Comune aveva pertanto deciso di vendere i suoi diritti relativi all'energia elettrica in concessione per un periodo di tempo più esteso, perseguendo al contempo la sua strategia esplicitamente volta a ottenere il massimo rendimento dalla vendita dell'energia elettrica in concessione.
- (60) Le autorità norvegesi hanno sostenuto che l'Autorità dovrebbe essere in grado di escludere la presenza di un vantaggio applicando i principi degli orientamenti al caso di specie. L'Autorità prende atto che, sebbene non si applichino alla vendita di diritti per l'acquisto di energia elettrica in concessione, gli orientamenti prevedono in effetti due modalità con le quali di norma le pubbliche autorità possono ottenere un prezzo di mercato per la vendita di terreni e fabbricati di proprietà pubblica garantendo, di conseguenza, che la vendita non comporti un aiuto di Stato. Il primo metodo per escludere elementi di aiuto consiste nella vendita attraverso una procedura di offerta incondizionata. Il secondo metodo consiste nella vendita ad un prezzo che è determinato sulla base di una valutazione di periti indipendenti in accordo con norme di valutazione generalmente riconosciute.
- (61) L'Autorità prende atto che la vendita di un bene attraverso una procedura di offerta incondizionata esclude, di norma, la presenza di un vantaggio, almeno nelle procedure di gara realmente aperte in cui partecipino più di un offerente<sup>(18)</sup>. Il diritto di Narvik all'energia elettrica fornita in concessione non è stato, tuttavia, venduto mediante procedura di offerta incondizionata.
- (62) Per contro Narvik e NEAS hanno commissionato a consulenti esterni due perizie ciascuna, descritte ai suddetti paragrafi da (26) a (29). Tuttavia né la relazione DS1, né le relazioni DS2 e AA chiariscono in maniera esaustiva quale metodo sia stato utilizzato nelle valutazioni del valore. In assenza di ulteriori chiarimenti, l'Autorità non è in condizione di stabilire se le valutazioni del valore di mercato siano state effettuate sulla base di indicatori di mercato e di norme di valutazione generalmente riconosciuti. L'Autorità ritiene pertanto che le relazioni DS1, DS2 e AA siano di scarsa utilità nel calcolo del valore dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione. Viceversa la relazione DT fornisce una spiegazione dettagliata delle sue valutazioni e, quindi, è possibile verificarne i risultati. L'Autorità conclude pertanto che la relazione DT è la più credibile. A suo parere, il fatto che tutte e quattro le relazioni abbiano prodotto risultati simili<sup>(19)</sup> corrobora tuttavia le conclusioni della relazione DT e plausibilmente anche quelle delle altre tre relazioni.
- (63) L'Autorità rileva che, sebbene si possa generalmente ritenere che un prezzo stabilito da un perito estimatore indipendente escluda la presenza di un vantaggio nella vendita di terreni o fabbricati generici di facile valutazione che siano stati oggetto di numerose transazioni, non necessariamente tale considerazione può essere estesa al caso di terreni e fabbricati aventi caratteristiche distintive o applicarsi laddove le circostanze in cui è effettuata la vendita siano tali da sollevare dubbi sul fatto che la valutazione del perito rifletta l'effettivo valore di mercato del bene<sup>(20)</sup>.
- (64) Come spiegato in appresso, i contratti a prezzo fisso per la fornitura di energia elettrica di durata superiore a 6 anni sono inconsueti e poco frequenti. Data la mancanza di un mercato nel quale sia possibile osservare prezzi
- 
- <sup>(18)</sup> Si vedano, a titolo di raffronto, gli orientamenti dell'Autorità relativi all'applicazione delle norme in materia di aiuti di Stato alla compensazione concessa per la prestazione di servizi di interesse economico generale (non ancora pubblicati nella GU ma consultabili sul sito dell'Autorità all'indirizzo: <http://www.eftasurv.int/state-aid/legal-framework/state-aid-guidelines/>), paragrafo 68.
- <sup>(19)</sup> Il prezzo concordato, pari a 120 milioni di NOK, per l'acquisto dei 116,3 GWh di energia elettrica in concessione a prezzo ministeriale è identico al valore medio dell'intervallo dei valori VAN stimato nella relazione DT (110-130 milioni di NOK) e nella relazione DS2 (100-140 milioni di NOK). Inoltre il prezzo è superiore al valore medio dell'intervallo indicato nella relazione DS1 (80-145 milioni di NOK) ed è al di là dell'intervallo indicato nella relazione AA (71,4-117,4 milioni di NOK per i 116,3 GWh di energia elettrica in concessione a prezzo ministeriale).
- <sup>(20)</sup> Una valutazione di periti indipendenti che soddisfi i pertinenti criteri previsti dagli orientamenti non sempre può essere ritenuta indicativa del prezzo di mercato di un terreno o di un fabbricato. Si veda la decisione dell'Autorità n. 157/12/COL sulla vendita del terreno gnr 271/8 da parte del Comune di Oppdal (GU L 350 del 9.5.2012, pag. 109), parte II, punto 6.2.

comparabili e data la fluttuazione dei prezzi dell'elettricità, la valutazione peritale è uno strumento meno indicato per stabilire il prezzo di mercato in un contratto a prezzo fisso per l'acquisto di energia elettrica della durata di 50,5 anni <sup>(21)</sup>.

- (65) In ogni caso l'Autorità rammenta che per valutare se un contratto di fornitura di energia elettrica concluso da un'autorità pubblica comporti un vantaggio che «favorisce» un'impresa è necessario applicare il criterio dell'investitore operante in economia di mercato e non gli orientamenti, che riguardano la vendita di terreni e fabbricati di proprietà pubblica. In effetti l'applicabilità del principio generale dell'investitore operante in economia di mercato ai contratti a lungo termine per la fornitura di energia elettrica è stata confermata dal Tribunale nella causa *Budapesti Erőmű Zrt contro Commissione*, nella quale il Tribunale ha condiviso l'approccio adottato dalla Commissione europea (di seguito «la Commissione») in un caso concernente contratti a lungo termine per l'acquisto dell'energia elettrica conclusi dalle autorità ungheresi <sup>(22)</sup>.
- (66) Nel caso di cui sopra la Commissione ha individuato le principali pratiche di operatori commerciali nei mercati europei dell'elettricità che erano pertinenti ai fini della sua analisi e ha valutato se gli accordi nel caso in esame fossero conformi a tali pratiche o se invece i contratti fossero stati conclusi a condizioni che non sarebbero state accettabili per un operatore che operi esclusivamente su basi commerciali <sup>(23)</sup>.
- (67) La Commissione ha rilevato che nel mercato europeo raramente si stipulano contratti a lungo termine per l'acquisto di energia elettrica di durata superiore a 6 anni <sup>(24)</sup>. Le informazioni di cui l'Autorità dispone confermano tale conclusione. Pertanto sono pochissimi, se non addirittura inesistenti, i contratti a lungo termine per l'acquisto di energia elettrica utilizzabili come parametro di riferimento per valutare il prezzo futuro dell'energia elettrica venduta per un periodo di 50,5 anni.
- (68) I potenziali acquirenti e venditori di centrali elettriche hanno comunque la necessità di effettuare stime a lungo termine dei futuri prezzi dell'energia elettrica. Proprio

sulla base di tale presupposto le autorità norvegesi hanno sostenuto che la vendita da parte di Narvik dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione dovrebbe essere paragonata alla vendita di una centrale idroelettrica. A sostegno di tale argomentazione, le autorità norvegesi hanno fornito all'Autorità la relazione Pareto, che riporta i dati relativi a cinque centrali idroelettriche vendute in Norvegia nel 2000.

- (69) Le autorità norvegesi sostengono che sia nel caso della vendita di una centrale idroelettrica sia nel caso della vendita da parte di Narvik dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione i prezzi di vendita rappresentano il VAN dei flussi finanziari che si prevede saranno generati dal volume di produzione. Pertanto, al pari di Narvik e NEAS nel caso in esame, qualsiasi acquirente o venditore di una centrale idroelettrica dovrà calcolare il valore dell'impianto sulla base del reddito da produzione atteso previa deduzione dei costi previsti, attualizzati a un tasso di attualizzazione pertinente, per l'intero periodo durante il quale il nuovo proprietario potrà utilizzare la centrale idroelettrica.
- (70) Le autorità norvegesi sostengono che i prezzi delle cinque centrali idroelettriche menzionate nella relazione Pareto, corretti in modo da tenere conto di determinati fattori pertinenti, siano comparabili al prezzo ottenuto nella vendita da parte di Narvik dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione. In tale contesto l'Autorità prende atto dei fattori di correzione cui fanno riferimento le autorità norvegesi, come spiegato al punto 11 della sezione I di cui sopra.
- (71) Nel caso delle cinque centrali idroelettriche, i prezzi di vendita per KWh di capacità di produzione si situavano in una forchetta compresa tra 1,66 e 1,74 NOK. Rispetto alla vendita dei diritti di acquisto dell'energia elettrica in concessione per un periodo di 50,5 anni, la vendita permanente di un bene aumenta il VAN del bene, in quanto si presume che il bene in questione abbia un flusso finanziario positivo oltre il periodo di 50,5 anni. Per confrontare una vendita permanente con la vendita, in un arco di tempo limitato, dell'energia elettrica in concessione le autorità norvegesi hanno ipotizzato un tasso di capitalizzazione del 4 %, che determina un adeguamento verso il basso del prezzo di vendita di circa il 10-15 % <sup>(25)</sup>.
- (72) La seconda differenza tra una vendita permanente e la vendita del diritto di acquisto di energia elettrica in concessione per un periodo di 50,5 anni riguarda la base di costo da utilizzare nel modello VAN, ovvero nel primo caso i costi di produzione totali, nel secondo caso il prezzo dell'energia in concessione. Le autorità norvegesi hanno sostenuto che i tipici costi di esercizio, comprensivi dei costi di reinvestimento, di una centrale elettrica di recente costruzione erano di circa 0,05 NOK per KWh, mentre all'epoca il prezzo ministeriale era di circa 0,10 NOK per KWh.

<sup>(21)</sup> L'Autorità rileva inoltre che le quattro relazioni non calcolano il valore degli 11,3 GWh di energia elettrica in concessione tariffata in base al costo di produzione, né tantomeno è pervenuta all'Autorità una valutazione di periti indipendenti che calcoli il valore di tale energia elettrica in concessione. Le autorità norvegesi si sono limitate a spiegare che il prezzo di questa energia elettrica in concessione è stato fissato a 6 milioni di NOK a seguito di trattative tra Narvik e NEAS. Tali circostanze non consentono all'Autorità di valutare la vendita degli 11,3 GWh di energia elettrica in concessione tariffata in base al costo di produzione secondo i principi stabiliti negli orientamenti. Inoltre la relazione AA non tiene conto del valore della produzione di energia elettrica di Taraldsvik (1 GWh).

<sup>(22)</sup> Cause riunite T-80/06 e T-182/09 *Budapesti Erőmű Zrt / Commissione* [non ancora pubblicata], punti 65-69.

<sup>(23)</sup> Cause riunite T-80/06 T-182/09 *Budapesti Erőmű Zrt / Commissione* [non ancora pubblicata], punti 68-69.

<sup>(24)</sup> Si veda la decisione della Commissione relativa agli aiuti di stato C 41/05 concessi dall'Ungheria nel quadro degli accordi a lungo termine per l'acquisto di energia elettrica (GU L 225 del 27.8.2009, pag. 53), punto 200.

<sup>(25)</sup> Dato un tasso di capitalizzazione del 4 %, l'effettiva diminuzione del valore sarebbe pari al 14 % circa.



- (73) Al fine di valutare se i prezzi delle centrali elettriche costituiscano approssimazioni adeguate del prezzo di mercato dell'energia elettrica fornita in concessione di cui trattasi, occorre esaminare in maggior dettaglio ciascun elemento dell'argomentazione. La valutazione dell'Autorità si basa sulle informazioni fornite dalle autorità norvegesi e su altre informazioni di pubblico dominio.
- (74) Nell'analisi che segue sono utilizzati valori nominali in tutti i calcoli <sup>(26)</sup>.
- (75) Nel caso delle cinque centrali idroelettriche citate nella relazione Pareto, il prezzo di vendita per KWh di capacità di produzione variava da 1,66 a 1,74 NOK. In una relazione elaborata dalla società di consulenza economica Econ Pöyry, in cui si analizzano le vendite di centrali elettriche tra il 1996 e il 2005, il valore medio delle transazioni nel 2000 è stimato a circa 1,85 NOK e dunque risulta leggermente più elevato. Secondo tale relazione, nel 1999 era stato ottenuto lo stesso prezzo approssimativo. Analogamente la gamma di prezzi con cui effettuare un raffronto risulta leggermente più alta rispetto a quella indicata nella relazione Pareto. Poiché la relazione ECON fa riferimento ad un valore medio delle transazioni che è più alto rispetto a quello indicato nella relazione Pareto, l'Autorità utilizzerà, nell'analisi successiva, una gamma di prezzi tra 1,70 e 1,80 NOK.
- (76) Il secondo fattore da considerare è come adeguare i livelli di prezzo di una vendita permanente affinché siano confrontabili con una vendita limitata ad un arco di tempo di 50,5 anni. Le autorità norvegesi hanno sostenuto che il fattore di adeguamento appropriato è del 10-15 % sulla base di un tasso di capitalizzazione del 4 %. L'Autorità ritiene che la scelta del tasso di capitalizzazione sia strettamente correlata alla scelta del tasso di attualizzazione nel modello VAN. Il tasso di attualizzazione nominale al netto delle imposte utilizzato nella relazione DT è del 6,8 %, mentre la relazione AA ha utilizzato un tasso del 7 %. Si osserva inoltre che il NVE ha utilizzato un tasso del 6,5 % per valutare nuovi progetti di centrali idroelettriche <sup>(27)</sup>. Il modello di calcolo basato sul costo di produzione utilizza un tasso del 6 % <sup>(28)</sup>. Sulla base di quanto precede l'Autorità ritiene che il tasso di attualizzazione appropriato e, dunque, il tasso di capitalizzazione da applicare per porre a confronto una vendita permanente e una vendita limitata nel tempo sia nell'ordine del 6-7 % (tasso nominale al netto delle imposte).
- Pertanto il fattore di adeguamento del valore da utilizzare per confrontare una vendita permanente con una vendita effettuata nell'arco di 50,5 anni non è il 10-15 % come sostenuto dalle autorità norvegesi ma si avvicina piuttosto al 4-5 %.
- (77) Il terzo fattore da prendere in considerazione è il futuro prezzo di mercato previsto per l'elettricità. Come spiegato sopra, prevedere i prezzi futuri dell'energia elettrica in un arco di tempo di 50 anni o superiore è un esercizio arduo. Nelle relazioni di valutazione di cui sopra, in particolare la relazione AA e la relazione DT, si prevede che il prezzo di mercato dell'energia elettrica aumenterà in maniera costante per un periodo di 10-20 anni oltre il quale i prezzi dovrebbero essere costanti in termini reali (dovrebbero cioè aumentare soltanto in funzione dell'inflazione prevista) <sup>(29)</sup>. Ciò indica che all'epoca gli operatori del mercato concordavano sul fatto che i futuri prezzi dell'energia elettrica nel lungo periodo sarebbero rimasti costanti in termini reali e non avrebbero continuato ad aumentare <sup>(30)</sup>. L'Autorità presume che la stessa incertezza riguardo ai futuri prezzi dell'energia elettrica fosse condivisa da tutti gli operatori del mercato, compresi quelli che all'epoca della vendita dei diritti relativi all'energia elettrica in concessione stavano concludendo operazioni di acquisto o di vendita di centrali elettriche. Pertanto non vi sono ragioni per presumere che i diversi operatori di mercato abbiano accesso a informazioni notevolmente diverse riguardo ai prezzi di mercato attesi.
- (78) Passando dai ricavi ai costi, il confronto proposto dalle autorità norvegesi si riferisce a uno scenario in cui vi è una differenza di 0,05 NOK, in termini di flussi finanziari in uscita per KWh, tra una vendita permanente e la vendita di energia elettrica in concessione, per via di un prezzo di concessione previsto di circa 0,10 NOK e di un costo di esercizio, comprensivo dei costi di reinvestimento, di circa 0,05 NOK.
- (79) Per quanto riguarda il prezzo ministeriale dell'energia elettrica in concessione, i consulenti di Narvik e NEAS prevedevano che i prezzi sarebbero rimasti piuttosto costanti in termini reali; in pratica, non ci si attendeva né considerevoli vantaggi in termini di efficienza né grandi fluttuazioni nella base dei costi. In linea di massima si prevedeva che il prezzo ministeriale dell'energia elettrica fornita in concessione sarebbe aumentato per effetto dell'inflazione <sup>(31)</sup>. Sulla base delle informazioni disponibili, l'Autorità ritiene che le stesse ipotesi sarebbero state formulate da un investitore accorto e pertanto presume, nell'ulteriore analisi, che non vi sarebbero variazioni importanti del prezzo dell'energia elettrica in concessione tariffata in base al costo di produzione. Questi costi costituiscono i pertinenti flussi finanziari in uscita nel calcolo del valore dell'energia elettrica in concessione <sup>(32)</sup>.
- 
- <sup>(26)</sup> Per valore nominale si intende un valore economico espresso in unità di una valuta in un determinato anno. Viceversa il valore reale adegua il valore nominale per depurarlo dagli effetti delle variazioni generali dei prezzi (inflazione) nel tempo.
- <sup>(27)</sup> Manuale NVE n. 1 del 2007 *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*, consultabile all'indirizzo: <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Fjernvarme/handbok1-07.pdf>
- <sup>(28)</sup> Dato ricavato dal libro: Thor Falkanger and Kjell Haagenen *Vassdrags- og energirett* 2002, pag. 349.
- 
- <sup>(29)</sup> Si veda la relazione AA e le numerose relazioni citate nel presente documento.
- <sup>(30)</sup> Si veda ad esempio: Frode Kjørland *Norsk vannkraft – «arvesølv solgt på billigsalg»?* 2009, consultabile all'indirizzo: <http://www.magma.no/norsk-vannkraft-arvesoelv-solgt-paa-billigsalg>
- <sup>(31)</sup> Si veda la relazione DT, sezione 4.3.1.
- <sup>(32)</sup> In aggiunta ai costi di allacciamento alla rete, che tuttavia saranno equivalenti nello scenario della vendita della centrale elettrica e possono pertanto essere ignorati nell'analisi.

- (80) Poiché esistono diverse variabili che possono incidere sul livello degli esborsi nel tempo, il valore di 0,05 NOK, in cui confluiscono i costi di esercizio e il costo di reinvestimento, deve essere valutato sulla base dei vari elementi che lo compongono.
- (81) In primo luogo è evidente che una centrale elettrica avrà determinati costi generali di esercizio e di manutenzione. Si presume che i costi di esercizio e di manutenzione di una centrale idroelettrica siano in genere piuttosto bassi e costanti e rientrino in una forchetta compresa tra 0,02 e 0,05 NOK per KWh<sup>(33)</sup>. Tale ipotesi è suffragata dai dati sui costi utilizzati per stabilire il prezzo ministeriale. Nel 2000 la compensazione prevista da tale modello per i costi di esercizio e di manutenzione era pari a 0,267 NOK per KWh.
- (82) Ai fini del calcolo del VAN sono pertinenti anche altri flussi finanziari in uscita. Nel calcolo del prezzo ministeriale del 2000 le imposte sono state compensate con 0,021 NOK. L'effettivo prelievo fiscale su una determinata centrale elettrica dipenderebbe ovviamente dagli utili ma, dato che il prezzo ministeriale è inteso essere rappresentativo del costo medio delle tipiche centrali elettriche norvegesi, è ragionevole presumere un onere fiscale di circa 0,02 NOK per KWh.
- (83) L'ultima componente dei flussi finanziari in uscita che incide sul calcolo del VAN è rappresentata dai costi di reinvestimento, che dipendono in maniera sostanziale dall'entità delle esigenze di reinvestimento della centrale elettrica e dal momento in cui tali esigenze emergono. L'Autorità rileva che, per ragioni contabili, una centrale idroelettrica ha un ciclo di vita economico di 40 anni<sup>(34)</sup> ma che il ciclo di vita effettivo può durare più a lungo. In molti casi il livello di reinvestimento è consistente e pertanto il momento in cui è effettuata la spesa, come peraltro sostengono le autorità norvegesi, è molto importante ai fini del calcolo del VAN. Se il reinvestimento avviene in una fase precoce del periodo di calcolo, la riduzione del VAN è notevolmente maggiore rispetto a quella registrata quando il reinvestimento ha luogo in una fase successiva del periodo di calcolo. Le autorità norvegesi, tuttavia, non hanno fornito all'Autorità informazioni sulle esigenze di reinvestimento delle centrali idroelettriche vendute nel 1999 e nel 2000 e utilizzate come base per il confronto da esse operato. L'Autorità rileva che probabilmente tali informazioni non saranno disponibili a breve né facilmente ottenibili, in quanto non sono recenti e sono presumibilmente di carattere delicato sotto il profilo commerciale.
- (84) Nell'adeguare i prezzi delle centrali idroelettriche in questione tenendo conto delle due differenze di cui sopra, ovvero il lasso temporale e la base dei costi, le autorità norvegesi sostengono che la gamma di prezzi tra 1,66 e 1,74 NOK per KWh sia comparabile al prezzo ottenuto nella vendita dell'energia elettrica in concessione, pari a

circa 1,00 per KWh<sup>(35)</sup>. Come spiegato sopra, le informazioni a disposizione dell'Autorità indicano che il valore medio delle transazioni nel 1999 e nel 2000 era leggermente superiore ai prezzi compresi in questo intervallo (circa 1,85 NOK). L'Autorità confronterà pertanto una gamma di prezzi tra 1,70 e 1,80 NOK per KWh con il prezzo ottenuto da Narvik, ossia 1,00 NOK.

- (85) Per adeguare i prezzi relativi alla vendita permanente occorrerebbe innanzitutto renderli comparabili a quelli di un contratto della durata di 50,5 anni. L'Autorità ha utilizzato un tasso di capitalizzazione del 6 % che riduce del 5,5 % circa i valori riferiti alle vendite permanenti. I prezzi comparabili ottenuti nelle vendite di centrali elettriche si collocano pertanto in un intervallo compreso tra 1,61 e 1,70 NOK. Per soddisfare il criterio dell'investitore privato operante in economia di mercato ed escludere la presenza di un aiuto, la differenza, in termini di flussi finanziari netti, di 0,61-0,70 NOK per KWh tra i prezzi dell'energia elettrica in concessione e i costi di esercizio di una centrale elettrica dovrebbe spiegare il differenziale di prezzo.
- (86) Come indicato sopra, si stima che i costi totali di esercizio siano compresi tra 0,02 e 0,05 NOK per KWh più un onere fiscale stimato di 0,02 NOK per KWh, per un totale di 0,04-0,07 NOK per KWh. Si deve inoltre tenere conto delle operazioni di reinvestimento, il cui effetto finanziario dipende dall'entità dell'operazione e dal momento in cui essa è effettuata e pertanto sono difficili da quantificare.
- (87) Tenendo conto di quanto sopra, l'Autorità ha svolto un'analisi di sensibilità sulla vendita dei 128 GWh<sup>(36)</sup> di energia elettrica in concessione nell'arco dei 50,5 anni. L'Autorità ha utilizzato varie combinazioni di costi e tassi di attualizzazione, con tassi di attualizzazione nominali al netto delle imposte che variavano dal 5,5 % al 7,5 % e con costi totali di esercizio compresi tra 0,05 e 0,09 NOK per KWh, come indicato nella tabella che segue.

Analisi di sensibilità		Tasso di attualizzazione				
		5,5 %	6 %	6,5 %	7 %	7,5 %
Costi di esercizio operativo	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> Manuale NVE n. 1 del 2007, sezione 4.2.3 e relazione Sweco Grøner n. 154650-2007.1 citata in Ot.prp. n. 107 (2008-2009) sezione 4.4, tabella 4.2, consultabile all'indirizzo: <http://www.regjeringen.no/nn/dep/oed/dokument/proposisjonar-ogmeldingar/odelstingsproposisjonar/-2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-/4/4.html?id=569864>

<sup>(34)</sup> Manuale NVE n. 1 del 2007, sezione 4.2.2, rif. 2.2.

<sup>(35)</sup> Ovvero il prezzo di vendita, pari a 126 milioni di NOK, diviso per i 128 GWh di energia elettrica annua in concessione.

<sup>(36)</sup> L'Autorità ha utilizzato il prezzo ministeriale di 0,10 NOK e, per semplicità, un prezzo di costo pari a 0,15 NOK; cfr. il suddetto punto (14).

- (88) I risultati ottenuti sono al di sotto dell'intervallo 0,61-0,70 NOK laddove i costi di esercizio sono pari a 0,09 NOK con qualsiasi tasso di attualizzazione compreso tra il 5,5 % e 7,5 % o laddove i costi di esercizio sono pari a 0,08 NOK e il tasso di attualizzazione è pari o superiore al 7,5 %. In tali scenari la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica in concessione e i costi di esercizio è talmente minima da non poter spiegare, nel calcolo del VAN del differenziale, i prezzi più alti ottenuti nelle vendite permanenti delle centrali idroelettriche. Tuttavia ciò vale soltanto nelle situazioni in cui i costi di esercizio, comprensivi dei costi di reinvestimento, sono tra il 60 % e l'80 % più elevati rispetto alle stime di costo fornite dalle autorità norvegesi.

### 3. Conclusione e sintesi

- (89) Sulla base delle informazioni fornite dalle autorità norvegesi, l'Autorità ha valutato se l'accordo stipulato tra Narvik e NEAS abbia conferito un vantaggio a quest'ultima. L'Autorità ha rilevato che le quattro valutazioni fornite da periti sono di scarsa utilità. Vi sono numerose incertezze riguardo all'andamento dei futuri prezzi dell'elettricità in un arco temporale più ampio. I contratti a lungo termine per l'acquisto di energia elettrica sprovvisti di clausole di adeguamento dei prezzi sono inconsueti.
- (90) Inoltre non è evidente che la vendita di centrali elettriche in quanto tale sia comparabile alla vendita di energia elettrica in concessione, in quanto la vendita permanente è una decisione definitiva per la quale occorre valutare il rischio riguardante il valore futuro o in un arco di tempo infinito. Diverso è il caso della vendita di energia elettrica in concessione, nella quale la durata ottimale del contratto, in termini di rischio e di valore, potrebbe essere diversa.
- (91) L'Autorità ha tuttavia preso atto delle particolari circostanze del caso, ovvero le perdite riportate da Narvik nella vendita di energia elettrica in concessione nel periodo immediatamente precedente alla stipula del contratto della durata di 50,5 anni con NEAS e il fatto che il Comune avesse bisogno di liquidità per estinguere i debiti contratti e per effettuare i previsti investimenti in NEAS.
- (92) Alla luce di tali circostanze particolari, l'Autorità accoglie l'argomentazione secondo la quale l'operazione in oggetto, nonostante la notevole durata e le incertezze riguardo ai prezzi futuri dell'energia elettrica, può essere paragonata alle vendite di centrali idroelettriche avvenute nel

1999 e nel 2000. Nella fattispecie l'Autorità conviene pertanto che i prezzi relativi alle centrali idroelettriche vendute rappresentino un'adeguata approssimazione del prezzo di mercato nella vendita a lungo termine dei diritti relativi all'energia elettrica in concessione di cui trattasi. Sulla base delle prove fornite all'Autorità dalle autorità norvegesi e delle spiegazioni inerenti alle pertinenti differenze, risulta che Narvik abbia ottenuto un prezzo paragonabile al prezzo riferito alle centrali elettriche vendute nel 1999 e nel 2000.

- (93) Complessivamente, alla luce dei suddetti elementi l'Autorità è giunta alla conclusione che, nello stipulare il contratto con NEAS per la vendita dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione, Narvik abbia agito, entro i limiti del proprio potere discrezionale, come un investitore operante in economia di mercato.
- (94) Si conclude pertanto che il contratto non conferisce un vantaggio a NEAS e che, di conseguenza, non comporta un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 61 dell'accordo SEE.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

#### Articolo 1

La vendita da parte di Narvik a Narvik Energi AS dei diritti relativi all'energia elettrica fornita in concessione non comporta un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 61 dell'accordo SEE.

#### Articolo 2

Il Regno di Norvegia è destinatario della presente decisione.

#### Articolo 3

Il testo in lingua inglese è il solo facente fede.

Fatto a Bruxelles, il 19 giugno 2013

Per l'Autorità di vigilanza EFTA

Oda Helen SLETNES  
Presidente

Sabine MONAUNI-TÖMÖRDY  
Membro del Collegio