

S-18.3153 Sähkön jakelu ja markkinat S-18.3154 Electricity Distribution and Markets

Markets

1) Kysymys:

Pienellä sähköyhtiöllä on oma lämpölaite (lämpökattila) sekä CHP-voimalaitos (CHP = Combined Heat and Power = yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto). Sähköyhtiön on myös tietysti mahdollista ostaa pörssisähköä Nordpoolista.

Talvipäivän keskimääräinen sähkön tarve on 120 MW ja lämmön tarve 100 MW. Yhtiön lämpölaite toimii 87% hyötysuhteella ja CHP-voimalaitos hyötysuhteella 85% (puolet sähköä ja puolet lämpöä). Lämpölaite käyttää biopolttoaine/turve/öljy -polttoainetta hintaan C_{bio} 8.50 €/MWh ja CHP maakaasua hintaan C_{gas} €/MWh ja. Sähkön spot-hinta siirto mukaanlukien on 35 €/MWh.

Oletetaan, että sähkön spot-hinta ja biopolttoaineen hinta pysyvät muuttumattomina. **Miten alas tulee maakaasun hinnan pudota, jotta on taloudellisesti perusteltua käyttää yhtiön omaa CHP-laitosta?** Oletetaan, että CHP-laitoksen minimi tuotanto on 20 MW.

1) Question.

A small distribution company has its own CHP and heat only production, and of course the ability to purchase electricity through Nordpool.

Its average energy demand on a cold winter's day is 120 MW electricity and 100 MW heat, its heat plant operates at 87% efficiency and CHP plant at 85% (1 part electricity for 1 part heat), but the CHP plant uses natural gas at an equivalent price of C_{gas} €/MWh and the heat plant uses a biofuel/peat/oil mix of C_{bio} 8.50 €/MWh. The electricity spot price including the transmission tariff is 35 €/MWh. The transmission tariff does not have to be paid for electricity generated by the company itself.

Assuming that the spot price for electricity and the price of biofuel remains relatively steady, **what price does natural gas have to drop to before it becomes economically feasible to run the company's CHP generation?** Let's say the minimum total output of a CHP plant is 20 MW.

2) Kysymys:

(lähde: Kirschen, Strbac: Fundamentals of Power System Economics, tehtävä 3.3),
kysymystä muutettu pintapuolisesti

Kuusi yritystä EBEY (Exploit us before we Exploit You) ovat seuraavat:

Gen1: Sähköntuottaja, jonka maksimiteho on 1,5 GW

Gen2: Sähköntuottaja, jonka maksimiteho on 800 MW.

Ret1: Sähkön jälleenmyyjä, jolla on pysyvä asiakaskunta

Ret2: Sähkön jälleenmyyjä, jolla on pysyvä asiakaskunta

Trad1: Myyntiyhtiö, jolla on vain sopimuksia (ei fyysistä omaisuutta)

Trad2: Myyntiyhtiö, jolla on vain sopimuksia (ei fyysistä omaisuutta)

Tässä tehtävässä kiinnostava tunti on 20.2.2021, 12.00 – 13.00

Kuormitusennusteet

Ret1 ja Ret2 ennustavat perustuen historiadataan, ilmaston lämpenemiseen ja merkittävään suurten kotiviihdekeskusten lisääntymiseen, että heidän asiakkaidensa tehontarve ko. kiinnostavana tuntina tulee olemaan Ret1: 1500 MW ja Ret2: 1850 MW.

Pitkät sopimukset

- Gen1:llä on pitkä sopimus, joka takaa ko. tunnille 800 MW tehon hintaan 35 €/MWh.
- Gen2:lla on pitkä sopimus, joka takaa ko. tunnille 500 MW tehon hintaan 38 €/MWh
- Ret1:llä on sopimus ko. kuukaudelle, joka takaa 900 MW hintaan 36 €/MWh.
- Ret2:lla on sopimus ko. kuukaudelle, joka takaa 850 MW hintaan 35 €/MWh.

Tulevaisuuden sopimukset (Futuurit)

Date = päivämäärä, Company = yhtiö, Type = tyyppi, Amount = määrä, Price = hinta

Katso taulukko englanninkielisessä tehtävässä alla. Siinä on mainittu kaupankäynnin historiaa ja tehtyjä sopimuksia ko. kiinnostavalle tunnille.

Optiot

Joulukuun 2020 lopussa Gen1 osti 250 MWh myyntioption hinnan ollessa 35,50 €/MWh.

Preemion hinta oli 75 €

Tammikuussa 2021 Ret2 osti 150 MWh osto-option hinnan ollessa 36,25 €/MWh. Preemion hinta oli 50 €

Kyseisenä päivänä

Systeemihinta oli 36,50 €/MWh 20.2.2021 klo 12.00 – 13.00.

Gen1 pystyi tuottamaan vain 1000 MW hintaan 32 €/MWh, koska sillä oli pakollinen ydinreaktoreidensa turvallisuustarkistus.

Gen2 pystyi tuottamaan koko täyden kapasiteettinsa 800 MW hintaan 33,50 €/MWh.

Ret1:n tehontarve oli 1500 MW, jonka se jälleenmyi hintaan 38,00 €/MWh.

Ret2:n tehontarve oli 1900 MW, jonka se jälleenmyi keskiarvoiseen hintaan 37,50 €/MWh.

Kaikki kaupankäynnin epätasapaino hoidettiin systeemihinnalla (joka oli sama kuin aluehinta kaikille ko. ajanhetkellä).

Tehtävä

Laske jokaisen osakkaan voitto tai tappio

2) Question (taken, with superficial changes, from Problem 3.3 in Fundamentals of Power System Economics, by Kirschen and Strbac).

Six companies in the EBEY (Exploit us before we Exploit You) electricity market are as follows:

Gen1: A power producer with a range of generating plant producing up to 1.5 GW max.

Gen2: Another power producer with a range of generating plant producing up to 800 MW max.

Ret1: An electrical energy retailer, with a solid customer base

Ret2: An electrical energy retailer, with a solid customer base

Trad1: A trading company with no physical assets

Trad2: A trading company with no physical assets

The hour of physical delivery we are concerned “that hour” with is Feb 20, 2021, between 12.00 and 13.00

Load forecasts

Ret1 and Ret2 forecast, based on historical data, global warming and the projected market penetration of large-scale home entertainment centres, that their respective customers will consume 1500 MW and 1850 MW respectively during that hour.

Long-term contracts

- Gen1 has a long-term contract covering the hour of delivery for the supply of 800 MW at 35 €/MWh
- Gen2 has a long-term contract for the supply of 500 MW at 38 €/MWh during that hour
- Ret1 has a contract for that month to purchase 900 MW at 36 €/MWh
- Ret2 has a contract for that month to purchase 850 MW at 35 €/MWh

Futures contracts

Date	Company	Type	Amount (MW)	Price (€)
1/11/20	Trad1	Buy	50	35.00
10/11/20	Trad2	Sell	150	35.25
25/11/20	Ret2	Buy	250	35.75
30/11/20	Trad1	Buy	150	36.00
4/12/20	Gen1	Sell	200	35.50
6/12/20	Gen2	Sell	300	36.50
19/12/20	Ret1	Buy	250	36.50
23/12/20	Trad2	Buy	50	35.50
2/1/21	Trad1	Sell	150	36.50
7/1/21	Ret2	Buy	250	35.00
15/1/20	Ret1	Buy	450	36.00
25/1/20	Gen1	Sell	250	36.25
29/2/21	Gen1	Sell	200	36.25
4/2/21	Ret1	Sell	100	36.25
10/2/21	Trad2	Sell	50	35.25
14/2/21	Trad1	Buy	100	35.00
16/2/21	Ret2	Buy	250	35.25
17/2/21	Gen1	Buy	300	36.75
18/2/21	Trad1	Sell	150	38.00
18/2/21	Trad2	Buy	100	36.00
19/2/21	Ret2	Buy	100	35.00

Options

At the end of December, 2020, Gen1 bought a put option for 250 MWh at €35.50 and the option fee was €75.

In January 2021, Ret2 bought a call option for 150 MWh at 36.25 €/MWh. The option fee was €50.

On the day

The system price turned out to be 36.50 €/MWh between 12.00 and 13.00 on Feb 20, 2021. Gen1 could only produce 1000 MW at 32 €/MWh because of an enforced safety check on one of its nuclear reactors.

Gen2 was able to produce at its full capacity of 800 MW at 33.50 €/MWh.

Ret1's demand was 1500 MW, which it retailed at 38.00 €/MWh.

Ret2's demand was 1900 MW, with its retail price set, on average, at 37.50 €/MWh.

All imbalances were settled at the system price (which was the same as the area price for the parties concerned at the time in question).

The task

Calculate the profit or loss made by each party.