

52256



UNIVERZA V LJUBLJANI
FAKULTETA ZA ELEKTROTEHNIKO

Boštjan Bandelj

**VREDNOTENJE ELEKTRARN V POGOJIH TRGA
ELEKTRIČNE ENERGIJE**

MAGISTRSKO DELO

Mentor: doc. dr. Robert Golob, univ. dipl. inž. el.

Ljubljana, 2005

UNIVERZA V LJUBLJANI
KATEDRA ZA ETNOLOGIJO

ma 1153



O 52256/12.10.05



Številka naloge: M-1030/2005

Datum: 05. 05. 2005

Fakulteta za elektrotehniko Univerze v Ljubljani izdaja naslednjo nalogo:

Kandidat: **Boštjan BANDELJ**, univ. dipl. inž. el.Naslov: ***VREDNOTENJE ELEKTRARN V POGOJIH TRGA
ELEKTRIČNE ENERGIJE***

Vrsta naloge: Magistrsko delo

Tematika naloge:

Tržno okolje je podjetja elektroenergetskega sektorja postavilo pred nove naloge in izzive, prav tako pa tudi njihove lastnike in potencialne investitorje v nove proizvodne enote. V reguliranem sistemu so analitiki za vrednotenje elektrarn uporabljali enake metode kot za podjetja iz drugih branž. Najpogosteje je to bila metoda diskontiranih denarnih tokov, prihodke elektrarne od prodaje proizvedene električne energije in stroške za nakup goriva pa so analitiki ocenili na podlagi sklenjenih dolgoročnih pogodb. V tržnih razmerah so denarni tokovi investicije zaradi velike nestanovitnosti cen električne energije in goriv veliko bolj negotovi, investicija pa bolj tvegana. Ker so trg električne energije in spremljajoča pravila razmeroma mlada regulativno-organizacijska oblika delovanja sektorja, so tudi metode za vrednotenje enot za proizvodnjo električne energije v tržnem okolju relativno nove.

Obdelajte tematiko vrednotenja elektrarn kot objektov za proizvodnjo električne energije v tržnem okolju, kjer se z električno energijo in primarnimi gorivi prosto trguje. Opišite obstoječe metode. Nadgradite metodo realnih opcij (z uporabo binomskega modela) v novo metodo vrednotenja elektrarn, ki temelji na portfeljski analizi. Primerjajte posamezne metode in pokažite njihove prednosti in pomanjkljivosti na testnem primeru vrednotenja plinsko-parne elektrarne.


Mentor:


 doc. dr. Robert Golob


Predstojnik katedre:


 prof. dr. Ferdinand Gubina

Dekan:


 prof. dr. Tomaž Slivnik

ZAHVALA

Prva zahvala gre mentorju doc. dr. Robertu Golobu zato, ker mi je omogočil začetek poklicne poti v elektroenergetiki ter za njegovo vodstvo in usmerjanje pri izdelavi te naloge. Prav tako se zahvaljujem sedanjim in bivšim sodelavcem na HSE in na Fakulteti za elektrotehniko Dejanu Paravanu, Davidu Grgiču, Tomažu Štoklju, Andreju Gubini in Andreju Šajnu.

Najlepša hvala prekrasnim staršem, ki ste omogočili, da sem prišel tako daleč. In nenazadnje, hvala Tini za vzpodbude, oporo in razumevanje.

KAZALO

ZAHVALA.....	I
KAZALO.....	I
SEZNAM UPORABLJENIH SIMBOLOV	III
POVZETEK.....	V
ABSTRACT	VII
1 UVOD.....	1
2 OSNOVNI PRISTOP K VREDNOTENJU	3
2.1 NAMEN VREDNOTENJA.....	3
2.2 OPREDELITEV VREDNOSTI.....	3
2.2.1 <i>Knjigovodska vrednost</i>	3
2.2.2 <i>Likvidacijska vrednost</i>	4
2.2.3 <i>Poštena tržna vrednost</i>	4
2.2.4 <i>Notranja vrednost</i>	4
2.3 ČASOVNA VREDNOST DENARJA IN DISKONTIRANJE	5
2.4 OSNOVNE METODE VREDNOTENJA	6
2.4.1 <i>Historične metode</i>	6
2.4.2 <i>Metoda diskontiranih denarnih tokov</i>	7
2.4.2.1 Ocena prihodnjih denarnih tokov	9
2.4.2.2 Določanje diskontne stopnje.....	9
2.5 PROBLEMATIKA VREDNOTENJA ELEKTRARN	10
3 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	15
3.1 TRŽNA UREDITEV	15
3.2 OBLIKOVANJE CEN	17
3.2.1 <i>Likvidnost trga</i>	20
3.3 PRIHODKI ELEKTRARNE.....	20
3.3.1 <i>Prihodki od trgovanja z električno energijo</i>	20
3.3.1.1 Trgovalne strategije.....	21
3.3.1.2 Dvostranske pogodbe	24
3.3.1.3 Borza električne energije - organizirani trg	25
3.3.2 <i>Prihodki od prodaje sistemskih storitev</i>	26
3.4 NEGOTOVOST IN TVEGANJE.....	27
3.4.1 <i>Vrste tveganj</i>	27
3.4.2 <i>Pokazatelji tveganja</i>	28
3.4.2.1 Varianca	29
3.4.2.2 Tvegana vrednost – VaR	29
3.4.2.3 Pogojna tvegana vrednost – CVaR	31
3.4.3 <i>Upravljanje s tveganji in portfelji</i>	31
4 METODE VREDNOTENJA ELEKTRARN	37
4.1 OCENA DISKONTIRANIH DENARNIH TOKOV	37
4.1.1 <i>Ocena pozitivnih denarnih tokov</i>	39
4.1.1.1 Napoved cen električne energije.....	40
4.1.1.2 Optimizacija obratovanja elektrarne	42
4.1.2 <i>Ocena negativnih denarnih tokov</i>	47
4.1.2.1 Tekoči stroški	47
4.1.2.2 Investicija	48
4.1.2.3 Goriva.....	48
4.2 REALNE OPCIJE	50
4.2.1 <i>Finančne opcije</i>	51
4.2.2 <i>Vrednotenje opcij</i>	52
4.2.2.1 Binomski model vrednotenja opcij.....	53
4.2.2.2 Black-Scholes-ov model vrednotenja opcij	54
4.2.2.3 Komponente vrednosti opcije.....	56

4.2.3	<i>Aplikacija teorije opcij pri vrednotenju elektrarn.....</i>	57
4.2.3.1	Vrednotenje elektrarn po Black-Scholes-ovem modelu.....	59
4.2.3.2	Vrednotenje elektrarn po binomskem modelu	61
4.3	PORTFELJSKO VREDNOTENJE.....	64
4.3.1	<i>Elektroenergetski portfelj.....</i>	66
4.3.2	<i>Optimizacija elektroenergetskega portfelja.....</i>	67
4.3.2.1	Popolno likviden trg.....	67
4.3.2.2	Nepopolno likviden trg.....	68
5	TESTNI PRIMER: VREDNOTENJE PLINSKO-PARNE ELEKTRARNE V TESTNEM SISTEMU	
	71	
5.1	OPIS TESTNEGA PRIMERA	71
5.2	NAPOVED CEN	73
5.3	OPTIMIZACIJSKI ALGORITEM	79
5.3.1	<i>Angažiranje agregata.....</i>	81
5.3.2	<i>Optimizacija obratovanja</i>	83
5.4	REZULTATI.....	84
5.4.1	<i>Metoda diskontiranih denarnih tokov.....</i>	84
5.4.2	<i>Realne opcije.....</i>	87
5.4.2.1	Black-Scholes-ov model	87
5.4.2.2	Binomski model.....	88
5.4.3	<i>Portfeljsko vrednotenje</i>	89
5.4.3.1	Popolno likviden trg.....	90
5.4.3.2	Nepopolno likviden trg.....	92
5.5	PRIMERJAVA METOD VREDNOTENJA	95
6	SKLEP.....	101
7	LITERATURA IN VIRI.....	105

SEZNAM UPORABLJENIH SIMBOLOV

c_e	cena električne energije,
c_g	cena goriva,
VS	spremenljivi stroški proizvodnje elektrarne,
P_{TE}	moč obratovanja termoelektrarne,
P_{HE}	moč obratovanja hidroelektrarne,
P_{PE}	proizvodnja plinske elektrarne,
H	funkcija specifične porabe goriva,
C_{up}	stroški zagona,
C_{down}	stroški zaustavitve,
b_1, b_2	parametri funkcije stroškov zagona,
u	spremenljivka za prikazovanje statusa obratovanja elektrarne,
x	spremenljivka za prikazovanje števila ur obratovanja elektrarne,
t_{on}	minimalni čas obratovanja,
t_{off}	minimalni čas zaustavitve,
$V_{Ak. b.}$	vrednost vode v akumulacijskem bazenu,
Q	pretok skozi turbine elektrarne,
H_n	neto padec,
μ	izkoristek,
I	naravni dotok v akumulacijski bazen elektrarne,
Z	prelivanje,
h_{zg}	višina vode v akumulacijskem bazenu,
den_{max}	maksimalna dovoljena denivelacija akumulacijskega bazena.
E	izvršilna cena opcije,
C	sedanja vrednost nakupne opcije,
S	cena temeljnega vrednostnega papirja,
σ	standardni odklon donosnosti, nihajnost,
$N(d)$	kumulativna verjetnost normalne porazdelitve,
ρ	korelacijski koeficient med cenami goriva in cenami električne energije ,
P_{DP}	prodaja ali nakup električne energije preko dolgoročnih pogodb,
A	sedanja vrednost,
A_n	vrednost čez n let,

NSV	neto sedanja vrednost,
D	neto denarni tok,
I_0	višina investicije,
r	diskontna stopnja,
r_f	donosnost netvegane naložbe,
r_m	zahtevana stopnja donosa za tržno premoženje,
β_i	koeficient tveganja naložbe i ,
$\beta_{i,j}$	koeficient občutljivosti naložbe i na faktor tveganja j ,
λ_j	premija za tveganje zaradi faktorja tveganja j ,
π	dobiček,
σ^2	varianca,
$VaR_{95\%}$	parameter VaR s 95% stopnjo zaupanja,
$CVaR_{95\%}$	parameter $CVaR$ s 95% stopnjo zaupanja.

POVZETEK

S prehodom elektroenergetskega sektorja od regulirane k tržni ureditvi so se močno spremenile razmere in okolje, v katerem sektor deluje. Nove razmere so najbolj vplivale na poslovanje podjetij, katerih dejavnost je bila popolnoma liberalizirana. To v največji meri velja za dejavnosti proizvodnje in prodaje električne energije. Tej mali revoluciji so se morali prilagoditi tudi investitorji.

V magistrski nalogi smo predstavili metode za vrednotenje elektrarn v tržnem okolju. Opisali smo njihove značilnosti in identificirali prednosti in slabosti posameznih metod ter njihovo primernost za uporabo pri vrednotenju elektrarn.

Čim bolj natančno vrednotenje elektrarn je pomembno pri odločanju o novih investicijah, pri nakupih elektrarn ali proizvodnih podjetij, pri prevzemih ali združitvah podjetij itd. V prvem poglavju smo opisali glavne načine vrednotenja, ki se uporabljajo v praksi. Posebno pozornost smo namenili metodi vrednotenja na osnovi diskontiranih denarnih tokov, ki predstavlja osnovno metodo za vrednotenje sredstev in predstavlja temelj vseh metod vrednotenja elektrarn.

Enot za proizvodnjo električne energije ni mogoče vrednotiti brez poznavanja ustroja elektroenergetskega sektorja v tržnih razmerah. V drugem poglavju smo zato opisali osnovne značilnosti trga električne energije. Opredelili smo strukturo in medsebojne odnose posameznih akterjev na trgu. Opisali smo mehanizme določanja cen in navedli dejavnike, ki vplivajo na cenovne ravni. Zaradi končne velikosti potreb porabnikov in zmožnosti proizvajalcev se vsaka sprememba ponudbe in povpraševanja odraža na spremembi ravnotežnih cen. To zakonitost opredeljujemo s pojmom t.i. nepopolne likvidnosti trga. Ena največjih razlik med reguliranim in tržnim okoljem je povečana prisotnost tveganja v tržnih razmerah. Povečano tveganje lastnikov elektrarn izhaja iz negotovosti cen električne energije in goriv.

Metode za vrednotenje enot za proizvodnjo električne energije smo opisali v tretjem poglavju. Metoda na osnovi ocene diskontiranih denarnih tokov skuša oceniti prihodke od prodaje električne energije in morebitne stroške goriv na podlagi tržnih krivulj cen in režimov obratovanja. Metoda realnih opcij skuša elektrarno ovrednotiti tudi z vidika fleksibilnosti, ki jo proizvodne enote nudijo. Temelji na verjetnostnih krivuljah in kazalnikih nihajnosti cen.

Obe omenjeni metodi predpostavljata popolnoma likvidne trge, kjer posamezna proizvodna enota ne vpliva na ceno, ta pa je enaka za nakupe in prodaje.

V nadaljevanju smo predstavili novo metodo vrednotenja, ki vrednost elektrarne oceni na podlagi portfeljske analize podjetja. Portfelj je v osnovi skupek pogodb ekonomskega subjekta, ki definirajo njegove denarne tokove v prihodnosti. Portfelj proizvajalca in trgovca z električno energijo lahko ob pogodbah za nakup in prodajo električne energije razširimo tudi na njegove enote za proizvodnjo električne energije s spremljajočimi prihodki in odhodki. Vsak portfelj ima določeno vrednost, ki je v negotovih razmerah podana kot verjetnostna krivulja. Namen portfeljske analize je določitev te krivulje in identifikacija parametrov, ki nanjo vplivajo. Portfeljska analiza proizvajalca in trgovca z električno energijo zajema vrednotenje njegovih prodajnih in nakupnih pogodb ter modeliranje proizvodnih enot kot finančnih pogodb. Pri tem je potrebno upoštevati obratovalne omejitve proizvodnih enot ter značilnosti trgov električne energije z negotovostmi. Vrednotenje portfelja izvedemo za primer z vrednoteno elektrarno in brez nje. Vrednost elektrarne in njen vpliv na izpostavljenost tveganju je mogoče izračunati na podlagi razlike med obema rezultatoma.

V petem poglavju smo na testnem primeru pokazali značilnost posameznih metod vrednotenja elektrarn. Ker posamezne metode ne zajemajo istih vplivnih parametrov, dajejo različne rezultate. Predstavili smo primerjavo rezultatov in podali komentar prednosti in pomanjkljivosti posamezne metode ter njene primernosti za uporabo v različnih primerih.

Ključne besede: vrednotenje elektrarn, diskontirani denarni tokovi, realne opcije, portfeljska analiza, optimizacija obratovanja elektrarne, izpostavljenost tveganjem, trg električne energije.

ABSTRACT

Transition of power sector from regulated to liberalized industry has significantly changed the environment in which the sector operates. The strongest impact was felt by the companies who now operate in a completely liberalized environment – mostly generation and supply of electric energy. The investors into these industries have also had to adapt to this small revolution.

In the thesis different methods for generation asset valuation in market environment are presented. We have described their characteristics and identified advantages and weaknesses of each method.

Accurate generation asset valuation is crucial when deciding about new investment, before generation asset or generation company acquisition, during merger etc. In the first chapter the basic valuation principles are described. Discounted cash flow method represents the general approach to asset valuation and stands as a base for all generation asset valuation methods.

We can not value a generation asset without in-depth knowledge of how power sector operates in market environment. Therefore in second chapter the basic principles of electricity market are described. Market structure and interactions of different market participants are presented together with the price setting mechanisms and parameters that influence electricity prices. Consumer needs and production capacities are finite, therefore every change in supply or demand reflects in a change of system equilibrium prices. These market characteristic is defined as non-perfect market liquidity. One of the main differences between regulated and market environment is the increased risk exposure of power sector in market conditions. Higher risk of generation asset owners arises mainly from electricity and fuel price uncertainties.

Generation asset valuation methods are described in third chapter. Basic discounted cash flow method is based on estimation of electricity sales and fuel costs that are calculated from electricity price curves and power plant operation schedules. Real options method incorporates the flexibility of generation assets. Probability price curves and volatility parameters are used as input data. Both methods presume fully liquid markets where single generation asset does not have any influence on the system electricity price. There is also no spread between ask and bid prices.

A new portfolio analysis based generation asset valuation method is presented. A portfolio consists of all contracts of a market participant that define his cash flows in the future. A portfolio of an electricity producer and trader can besides power sale and purchase contracts also be expanded to generation assets with corresponding revenue and cost. Every portfolio has a value that is defined as a probability curve under uncertainties. The purpose of portfolio analysis is the definition of value probability curve and identification of influencing parameters. Portfolio analysis of an electricity producer and trader consists of valuation of all electricity sale and purchase contracts as well as modeling of generation assets as financial contracts. By doing that one must include all operational constraints and electricity market characteristics with all corresponding uncertainties. Portfolio valuation is executed for two cases: for portfolio with and without the generation asset that is being valued. The value of generation asset and its influence at portfolio risk exposure is calculated by comparing both results.

Characteristics of all presented generation asset valuation methods are described using a test case in the fifth chapter. The results obtained from different methods differ because they do not take the same influential parameters into account. Result comparison is presented and a commentary of certain method advantages and disadvantages for different valuation cases is addressed.

Index terms: generation asset valuation, discounted cash flow, real options, portfolio analysis, optimal operation scheduling, risk exposure, electricity market.

1 UVOD

Tržne reforme, ki smo jim v elektroenergetskem sektorju priča v zadnjih dveh desetletjih, so povzročile marsikatero spremembo v načinu obratovanja in vodenja podjetij elektrogospodarstva. Tržno okolje je podjetja postavilo pred nove naloge in izzive, prav tako pa tudi njihove lastnike in potencialne investitorje v nove proizvodne enote.

Še pred dobrim desetletjem je bilo odločanje investitorjev v razvitem svetu o gradnji ali nakupu enote za proizvodnjo električne energije razmeroma enostavno. Preden je bila odločitev o investiciji sprejeta, so bile podpisane pogodbe, ki so določale večji delež prihodkov in odhodkov investicije za celotno življenjsko dobo investicije ali vsaj njeno veliko večino. Tako so bile sklenjene dolgoročne pogodbe o nakupu goriv in prodaji električne energije (*ang. PPA – power purchase agreement*). Na ta način so bili neto denarni tokovi investicije praktično determinirani za večino življenjske dobe investicije. Tveganje investitorjev je bilo minimalno ter omejeno večinoma na politično (povečanje dajatev, odvzem dovoljenj,...) in makroekonomsko tveganje (rast obrestnih mer, devalvacija, inflacija,...). Naložbe v elektroenergetiko so bile ocenjene kot malo tvegane, zato je bila zahtevana stopnja donosnosti nizka. Nizke so bile tudi obrestne mere, po katerih so se investitorji lahko zadolževali.

V reguliranem sistemu so analitiki za vrednotenje elektrarn uporabljali enake metode kot za podjetja iz drugih branž. Najpogosteje je to bila metoda diskontiranih denarnih tokov, prihodke elektrarne od prodaje proizvedene električne energije in stroške za nakup goriva pa so analitiki ocenili na podlagi sklenjenih dolgoročnih pogodb.

V tržnih razmerah so denarni tokovi investicije zaradi velike nestanovitnosti cen električne energije in goriv veliko bolj negotovi, investicija pa bolj tvegana. Ker so trg električne energije in spremljajoča pravila razmeroma mlada regulativno-organizacijska oblika delovanja sektorja, so tudi metode za vrednotenje enot za proizvodnjo električne energije v tržnem okolju relativno nove. Aplikaciji »klasičnih« metod za vrednotenje na področju proizvodnje električne energije je v zadnjih letih sledil razvoj specifičnih metod, ki so prirejene obratovalnim značilnostim proizvodnih enot in organizaciji trgov z električno energijo ter gorivi. Ta razvoj traja še danes.

V prvi fazi deregulacije so analitiki (Gubina et al., 2003; Orel et al., 2002; Gubina et al., 2002) skušali pri vrednotenju elektrarn uporabiti tradicionalno metodo diskontiranih denarnih tokov, s tem da so upoštevali tržne cene električne energije in njihovo dinamiko.

Vendar pa so avtorji (Gutierrez-Alcaraz et al., 2004; Gardner et al., 2000) kmalu pokazali, da tak pristop zanemari fleksibilnost obratovalnega režima posameznih tipov elektrarn in zato sistematično podceni vrednost elektrarn. Ker elektrarna svojemu upravljalcu predstavlja neke vrste opcijo, so avtorji (Tseng in Bartz, 1999; Hlouskova et al., 2002; Gardner et al., 2000) za vrednotenje elektrarn uporabili teorijo realnih opcij, ki temelji na izsledkih vrednotenja finančnih opcij. Ta pristop k vrednotenju elektrarne zajame tudi njeno fleksibilnost in zmožnost reagiranja na spremembe cen električne energije.

Vse v literaturi predstavljene metode za vrednotenje elektrarn obravnavajo elektrarno kot samostojen objekt. V praksi pa je večina elektrarn v lasti elektroenergetskih podjetij z raznolikim proizvodnim parkom, ki so aktivna tudi na področju trgovanja z električno energijo. V pogojih nepopolno likvidnega trga (če ena elektrarna s prodajo proizvedene električne energije vpliva na prihodke druge elektrarne) za določitev vrednosti elektrarne za elektroenergetsko podjetje elektrarne ne smemo obravnavati samostojno (Eydeland in Wolyniec, 2003).

Glavni namen magistrskega dela je prikaz obstoječih metod za vrednotenje elektrarn z opisom njihovih značilnosti. Ob teoretičnem opisu posameznih metod in na podlagi rezultatov testnega primera bomo ugotovili prednosti in pomanjkljivosti vsake obstoječe metode. Ob prikazu že uveljavljenih metod vrednotenja elektrarn bomo predlagali novo metodo, ki metodo realnih opcij nadgrajuje tako, da s portfeljskim vrednotenjem zajame tudi vse vrednostne učinke vrednotene elektrarne na ostale dele portfelja elektroenergetskega podjetja.

2 OSNOVNI PRISTOP K VREDNOTENJU

2.1 Namen vrednotenja

Pod pojmom vrednotenja podrazumevamo določanje vrednosti nekega podjetja ali njegovega dela, naložbe ali kateregakoli drugega ekonomskega subjekta ali sredstva.

Vrednost posameznega ekonomskega subjekta je mogoče določiti na podlagi različnih metod. Izbira metode je v marsičem odvisna od namena vrednotenja. Preden se torej odločimo, na kakšen način bomo ocenili vrednost določenega sredstva, si moramo odgovoriti na vprašanje, čemu nam bo ocenjena vrednost služila.

Vrednotenje izvajamo z različnimi nameni. Ob odločanju o investicijah je najpomembnejše vprašanje, ali bo vrednost koristi iz investicije večja od vrednosti vložka. To velja tako za odločanje o investicijah v nove proizvodne enote ali sredstva kot za odločanje ob nakupu podjetij ali njihovih deležev. Vrednotenje sredstev je eden pomembnejših delov računovodstva, saj vpliva na višino dobička podjetja in na višino obveznosti plačila davkov državi. Če se dve podjetji združujeta, je pomembno čim bolj pravično določiti njuno vrednost, da bi delničarji obeh podjetij pridobili pravične in za vse sprejemljive deleže v skupnem podjetju.

2.2 Opredelitev vrednosti

Literatura in članki pogosto vsebujejo termin »vrednost«, vendar pa ima ta večkrat različne pomene. Vrednost nam lahko podaja informacijo o vsoti denarja, ki je potrebna za nakup tega sredstva. Vrednost lahko upošteva starost sredstva in njegovo pričakovano življenjsko dobo. Vrednost nam lahko podaja informacijo o bodočih koristih in obveznostih, ki jih bo deležen lastnik sredstva. Najpogostejše ekonomske podvrste vrednosti (Pratt, 1989) so knjigovodska vrednost, likvidacijska vrednost, notranja vrednost, poštena tržna vrednost itd.

2.2.1 Knjigovodska vrednost

Knjigovodska vrednost po svoji definiciji ni namenjena vrednotenju, temveč je računovodska postavka. Knjigovodska vrednost podjetja je v osnovi enaka vsoti knjigovodskih vrednosti sredstev, zmanjšanih za znesek amortizacije, od tega pa je odšteta še vsota vseh obveznosti podjetja. Knjigovodska vrednost sredstva je enaka njegovi nabavni vrednosti, zmanjšani za znesek amortizacije, ki se lahko izračuna po več metodah.

2.2.2 Likvidacijska vrednost

V primeru prodaje premoženja podjetja, ki preneha poslovati, njegovi lastniki ob prodaji prejmejo likvidacijsko vrednost podjetja. V primeru likvidacije in prenehanja poslovanja se premoženje podjetja proda po delih. Likvidacijska vrednost tako vsebuje le vrednost posameznih strojev, zgradb, opreme itd., ki jih podjetje poseduje. Pri tem moramo pri vrednotenju upoštevati tudi morebitne obveznosti podjetja in stroške likvidacije.

2.2.3 Poštena tržna vrednost

Vrednotenje na podlagi knjigovodske vrednosti je razmeroma enostavno in matematično opisljivo, ne podaja pa nam nobene informacije o tem, koliko je predmet vrednotenja vreden na trgu. To informacijo nosi poštena tržna vrednost. Pošteno tržno vrednost predstavlja cena, po kateri pride do prostovoljne izmenjave lastništva med kupcem in prodajalcem, ob tem da sta oba popolnoma informirana, nobeden izmed njiju pa ni prisiljen v nakup ali prodajo.

Tržna vrednost je v večini primerov s časom precej spremenljiva, saj je odvisna od veliko različnih dejavnikov, ki so med seboj malo korelirani in vnaprej težko napovedljivi.

2.2.4 Notranja vrednost

Za notranjo vrednost se pogosto uporabljajo tudi termini temeljna, fundamentalna, ali investicijska vrednost. Analitiki jo uporabljajo predvsem za ocenjevanje vrednosti podjetij ali njihovih delov. Za razliko od poštene tržne vrednosti, ki temelji na tržnih predpostavkah, je izračun notranje vrednosti bolj subjektiven, saj temelji na percepcijah posameznega investitorja ali analitika.

Notranja vrednost nekega podjetja je vsota bodočih koristi, ki jih bo imetnik pridobil na podlagi posedovanja tega podjetja. Ker je ocena bodočih koristi odvisna od predvidevanj, odnosa do tveganja, vedenja, informiranosti, trenutnega tržnega položaja itd. posameznega subjekta, se lahko notranja vrednost istega podjetja, sredstva ali projekta močno razlikuje od subjekta do subjekta.

Za izračun notranje vrednosti se najpogosteje uporablja metoda diskontiranih denarnih tokov. Notranja vrednost je enaka poštenu tržni vrednosti, če so pri izračunu uporabljene predpostavke enake konsenzu tržnih pričakovanj (povprečja pričakovanj udeležencev zadevnega trga). Zato se termina notranja vrednost in poštena tržna vrednost deloma prekrivata ter pogosto uporabljata za isti pomen vrednosti.

Notranja vrednost predstavlja vsoto denarja, za katero posamezen investitor smatra, da ustreza vrednosti nekega podjetja ali njegovega dela.

2.3 Časovna vrednost denarja in diskontiranje

Ekonomski subjekti so pripravljeni zamenjati današnjo porabo razpoložljivega denarja za denarni znesek v prihodnosti, če v zameno dobijo določeno nadomestilo (Kuhelj-Krajanović et al., 1997). To nadomestilo imenujemo obresti ali donos.

Če znesek vrednosti A naložimo za n let po obrestni meri r na leto, bomo ob letnem pripisu obresti dobili (Čibej, 2000):

$$A_n = A(1+r)^n \quad (2.1)$$

Če je pripis obresti izveden m krat letno in se obresti znesku pripisujejo, enačbo 2.1 zapišemo kot:

$$A_n = A(\sqrt[m]{1+r})^{mn} \approx A\left(1 + \frac{r}{m}\right)^{mn} \quad (2.2)$$

Če gre m proti neskončnosti, lahko enačba 2.2 preide v enačbo zveznega obrestovanja, ki jo lahko zapišemo kot (Čibej, 2000):

$$A_n = Ae^{rn} \quad (2.3)$$

Pri obrestnih merah okoli 10% letno predpostavka o kontinuiranem pripisovanju obresti drži (rezultat enačbe 2.3 je približno enak rezultatu enačbe 2.2) pri dnevnem pripisovanju obresti.

Z enačbami 2.1, 2.2 in 2.3 smo izračunali prihodnjo vrednost zneska, ki ga posedujemo danes. Če želimo izračunati sedanjo vrednost denarnega toka, ki dospe čez n let, je postopek obraten - le obrnemo enačbi 2.1 in 2.3:

$$A = \frac{A_n}{(1+r)^n} \quad (2.4)$$

ali

$$A = A_n e^{-rn} \quad (2.5)$$

V enačbah 2.1 do 2.5 imajo oznake naslednji pomen:

A	sedanja vrednost,
A_n	vrednost čez n let,
r	obrestna mera,
n	število let obrestovanja,
m	število obrestovanj znotraj leta.

2.4 Osnovne metode vrednotenja

Splošno sprejeta teoretična podlaga za vrednotenje nekega poslovnega subjekta temelji na prihodnjih koristih, ki jih bo lastnik pridobil na podlagi razpolaganja s tem subjektom. Da dobimo sedanjo vrednost subjekta, moramo vrednost teh prihodnjih koristi prevesti v sedanjost. Teoretično pravilen pristop vrednotenja je torej diskontiranje prihodnjih denarnih tokov iz subjekta z ustrezno diskontno stopnjo na sedanjo vrednost. Tako metodo izračunavanja vrednosti imenujemo metoda diskontiranih denarnih tokov (*ang. discounted cash flow – DCF*) (Pratt, 1989).

Čeprav je ta metoda teoretično najustreznejša, pa se v praksi pri njeni uporabi v posameznih primerih srečujemo s težavami. Analitik mora namreč čimbolj natančno oceniti prihodnje denarne tokove, kar je v današnjem izredno dinamičnem tržnem okolju precej zahtevna naloga. Poleg tega mora določiti diskontno stopnjo, ki naj kar najbolj ustreza zahtevam naročnika vrednotenja in značilnostim vrednotenega subjekta.

Takšne projekcije je razmeroma težko narediti, še težje pa je doseči o njih soglasje med dvema udeležencema trga. Zato so se v praksi oblikovale tudi metode vrednotenja, ki temeljijo na historičnih podatkih.

2.4.1 Historične metode

Historične metode ocenjevanja vrednosti so primerne predvsem takrat, ko se morata o rezultatih vrednotenja strinjati vsaj dve stranki. Ker te metode temeljijo na historičnih podatkih, ki so že znani in nespremenljivi, se tako izognemo negotovosti pri določanju vhodnih parametrov.

Najpogosteje uporabljane historične metode vrednotenja so (Pratt, 1989):

1. **Metode večkratnika dobička ali denarnega toka.** Izračun vrednosti temelji na zmnožku pokazatelja dobička ali denarnega toka in izbranega multiplikatorja. V praksi sta najpogosteje uporabljana multiplikatorja P/E in EV/EBITDA. Vrednost podjetja

lahko ocenimo kot zmnožek pokazatelja dobička ali denarnega toka in npr. povprečja izbranega multiplikatorja za panogo.

2. **Metode večkratnika dividend.** To metodo analitiki pogosto uporabljajo za vrednotenje manjšinskih deležev v podjetjih. Za manjšinske lastnike, ki nimajo vpliva na poslovanje, predstavljajo dividende eno glavnih koristi naložbe.
3. **Metode večkratnika prihodka.** Prihodki podjetja so eden izmed pokazateljev uspešnosti poslovanja. To metodo analitiki najpogosteje uporabljajo za vrednotenje storitvenih podjetij.
4. **Metode na podlagi vrednotenja sredstev.** Ta metoda je najpogosteje uporabljena za vrednotenje holdinških družb ali v primeru izračuna likvidacijske vrednosti.

Pomanjkljivost historičnih metod pa leži prav v njihovi zasnovi. Temeljijo na predpostavki, da bodo prihodnje koristi od neke naložbe odvisne od preteklih dogodkov. V kolikor se razmere oz. vplivni parametri spremenijo, so uporabljene predpostavke in rezultati vrednotenja netočni.

2.4.2 Metoda diskontiranih denarnih tokov

Kaj kupec podjetja ali investitor v novo proizvodno enoto dejansko kupuje oz. v kaj investira? Je to tržni delež, znanje, vodstvo podjetja? Vse naštetu vpliva na uspešnost nakupa ali investicije, vendar pa kupec ali investitor od svojega nakupa pričakujeta predvsem vrsto prihodnjih donosov.

Za oceno vrednosti po metodi diskontiranih denarnih tokov mora analitik določiti dva glavna parametra: prihodnje denarne tokove in ustrezno diskontno stopnjo. Višji prihodnji denarni tokovi in nižja diskontna stopnja pomenita višjo sedanjo vrednost. Subjektivna analitikova ocena diskontne stopnje in prihodnjih denarnih tokov nam da izračun notranje vrednosti. Če sta ocenjena diskontna stopnja in prihodnji denarni tokovi konsenz udeležencev trga, lahko iz njiju izračunamo pošteno tržno vrednost.

Ker je tako pripravljena ocena vrednosti le skupek predvidevanj, ponavadi poleg izračuna pripravimo še občutljivostno analizo. Ta prikaže, kolikšna je sprememba vrednosti ob spremembi posameznega vplivnega parametra od pri izračunu privzetih vrednosti.

Vrednost naložbe ali subjekta, ki jo izračunamo po metodi diskontiranih denarnih tokov, imenujemo tudi neto sedanja vrednost (*ang. net present value*). Neto sedanjo vrednost naložbe, ki zahteva investicijski izdatek v sedanjosti in prinaša denarne tokove v enakomernih časovnih obdobjih, izračunamo kot:



Slika 2.1: Investicija - začetni vložek in donosi

$$NSV = \frac{D_1}{1+r} + \frac{D_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{D_n}{(1+r)^n} - I_0 \quad (2.6)$$

$$D_t = \sum_{j=1}^k D_{j,t}$$

V enačbi 2.6 imajo oznake naslednji pomen:

- $NSV...$ neto sedanja vrednost,
- D_t, \dots neto denarni tok v obdobju t ,
- $D_{j,t}, \dots$ denarni tok vrste j v obdobju t ,
- I_0, \dots višina investicije v času $t = 0$,
- r, \dots diskontna stopnja.

Enačba 2.6 predpostavlja, da denarne tokove znotraj posameznega obdobja ne diskontiramo. Predpostavimo torej, da denarni tokovi dospejo konec vsakega časovnega obdobja. Ta zapis ustreza enačbi diskontiranja 2.4. V praksi kot časovno obdobje uporabljamo koledarsko leto. Obresti, ki bi jih do konca leta prejeli od denarnih tokov, ki dospejo med letom, s tem zapisom zanemarimo.

Osnovni cilj poslovanja gospodarskih družb je ustvarjanje dobička. Ko se podjetja odločajo o investicijah, primerjajo vložek, ki je potreben za izvedbo investicije in vsoto koristi, ki jih bo podjetje od te investicije deležno v njeni življenjski dobi. NSV je tako eno najpogosteje uporabljenih meril za ugotavljanje upravičenosti investicij. Pozitivna NSV nam pove, da je vrednost investicije večja kot vrednost investicijskih izdatkov. Podjetje je v tem primeru z investicijo dobilo več, kot je zanjo plačalo. Negativna NSV obratno pomeni, da se vrednost premoženja lastnikov s takšno naložbo zmanjša, zato podjetja v takšne naložbe naj ne bi investirala.

2.4.2.1 Ocena prihodnjih denarnih tokov

Ocena prihodnjih denarnih tokov predstavlja jedro procesa vrednotenja in zahteva celovito poznavanje ocenjevanega objekta ali subjekta in parametrov, ki vplivajo na njegove bodoče denarne tokove.

Za čim natančnejšo oceno prihodnjih denarnih tokov $D_{j,t}$ moramo kvalitetno oceniti prodajne količine, prodajne cene, stroške nabavljenega materiala, plač, obratovanja in vzdrževanje, če naštejemo samo najbolj pomembne. Če ocenjujemo denarne tokove za omejeno obdobje, ocenjevan subjekt pa bo nosil denarne tokove ali imel neko vrednost, po kateri ga bo mogoče prodati, tudi po zadnjem ocenjenem denarnem toku, moramo kot denarni tok upoštevati tudi vrednost vrednotenega subjekta v trenutku, ko dospe zadnji ocenjen denarni tok.

V praksi skušajo analitiki pogosto čim bolj podrobno razčleniti in oceniti denarne tokove za naslednjih nekaj let (3-10), za tem pa predpostavijo neko konstantno letno rast. Razlog za takšno ravnanje tiči v dejstvu, da je izredno težko natančno napovedati vse vplivne parametre že za naslednje leto, natančnost pa s časovno oddaljenostjo pada, saj negotovost vrednosti vplivnih parametrov s časovno oddaljenostjo raste. Poleg tega imajo zaradi diskontiranja od sedanjosti bolj oddaljeni denarni tokovi manjši vpliv na sedanjo vrednost kot denarni tokovi, ki prispejo v bližnji prihodnosti. Zato napake pri oceni denarnih tokov daleč v prihodnosti manj vplivajo na pravilnost ocene sedanje vrednosti.

2.4.2.2 Določanje diskontne stopnje

Diskontna stopnja vsebuje dve glavni komponenti:

1. **Časovna vrednost denarja.** Investitor ima raje denar na računu danes, kot pa nekoč v prihodnosti. Prihodnji denarni tokovi so zato z današnjega vidika manj vredni. Pri izračunih se za to komponento uporablja t.i. netvegana obrestna mera (ponavadi obrestna mera državnih obveznic).
2. **Premija za tveganje.** Investitor želi v zameno za svojo izpostavljenost tveganju od naložbe prejeti višji donos, kot bi ga od netvegane naložbe. Razlika med pričakovanim donosom preučevane naložbe in netvegane naložbe, se imenuje premija za tveganje.

Splošno gledano naj diskontna stopnja predstavlja pričakovano stopnjo donosa primerljivih naložb s primerljivim tveganjem (Pratt, 1989).

Najbolj splošen uporabljan model za izračun diskontne stopnje oz. zahtevane stopnje donosnosti naložbe predstavlja model CAPM (Mramor, 2000). Po tem modelu diskontno stopnjo izračunamo kot:

$$r_i = r_f + (r_m - r_f) \cdot \beta_i \quad (2.7)$$

CAPM model določanja diskontne stopnje je relativno preprost za izračun, vendar pa je problematičen z vidika določitve vhodnih parametrov. Težko določljiva je predvsem višina zahtevanega donosa tržnega premoženja (Mramor, 2000).

Model, ki se izogne takšnim težavam, je model arbitražne teorije določanja cen (APT):

$$r_i = r_f + \beta_{i,1} \lambda_1 + \beta_{i,2} \lambda_2 + \dots + \beta_{i,n} \lambda_n \quad (2.8)$$

V enačbah 2.7 in 2.8 imajo oznake naslednji pomen:

- r_i diskontna stopnja naložbe i ,
- r_f donosnost netvegane naložbe,
- r_m zahtevana stopnja donosa za tržno premoženje,
- β_i koeficient tveganja naložbe i (podaja primerjavo s tveganjem tržnega premoženja),
- $\beta_{i,j}$ koeficient občutljivosti naložbe i na faktor tveganja j ,
- λ_j premija za tveganje zaradi faktorja tveganja j .

Model APT določa diskontno stopnjo kot vsoto netvegane donosnosti in premij za posamezne faktorje tveganja (npr. menjalni tečaj, gibanje prodajnih cen, sprememba regulative itd.).

Dosedanje empirične raziskave kažejo, da so rezultati APT nekoliko boljši od rezultatov CAPM, vendar pa obstaja tudi v zvezi z APT še vrsta teoretičnih in praktičnih problemov, ki povzročajo dvome tudi o njeni ustreznosti (Mramor, 2000).

2.5 Problematika vrednotenja elektrarn

Vrednotenje elektrarn je v osnovi enako vrednotenju kateregakoli podjetja ali njegovega dela. Najprej se moramo vprašati, za kakšen namen bomo elektrarno vrednotili. Nato odgovorimo, katero vrednost želimo oceniti in izberemo temu primerno metodo.

V slovenskem elektroenergetskem sistemu se je v preteklih nekaj letih večkrat pojavila potreba po vrednotenju elektrarn v različne namene. V letu 2001 so proizvodna podjetja na podlagi vrednotenja elektrarn (izračun poštene tržne vrednosti) zmanjšala svoj kapital, da bi s tem opredelila potrebno vrednost premoženja za trenuten obseg proizvodnje in omogočila

dobičkonosno poslovanje. V letu 2003 so zunanji svetovalci (Ernst&Young, 2003) ocenili poštno tržno vrednost podjetja Dravske elektrarne Maribor d.o.o. Ta ocena je služila kot argument pri odkupu lastniških deležev manjšinskih lastnikov podjetja s strani večinskega lastnika. Poleg tega so potencialni investitorji v preteklih nekaj letih izdelali kar nekaj ocen notranjih vrednosti investicij v nove proizvodne enote, da bi jim ta izračun služil za upravičevanje ekonomske upravičenosti investicije.

Tabela 2.1: Preučevane investicije nekaterih slovenskih proizvodnih podjetij elektroenergetskega sektorja v zadnjih letih

Potencialni investitor	Projekt
HSE (Skupni podvig)	Veriga HE na spodnji Savi, PPE Kidričevo
DEM	ČHE Kozjak, obnova HE Zlatoličje
SENG	ČHE Avče, ČHE Učja
SEL	Rekonstrukcija HE Moste
TEŠ	Prigradnja plinskih turbin k blokoma 4 in 5
TEB	Prigradnja parne turbine

Največ primerov vrednotenja elektrarn v zadnjih letih tako zasledimo prav na področju preučevanja upravičenosti investicij v nove proizvodnje enote. Ob stalni rasti slovenske porabe in rastočem primanjkljaju to ni presenetljivo. Tudi v širšem evropskem prostoru se obdobje presežnih prenosnih zmogljivosti počasi končuje. Tako lahko v naslednjih letih pričakujemo nov investicijski cikel. Evropsko združenje upravljalcev elektrarn VGB ocenjuje, da bo do leta 2020 v starih državah članicah (EU-15) potrebno zgraditi okoli 300 GW novih proizvodnih zmogljivosti.

Knjigovodska in likvidacijska vrednost sta postavki, ki ju določamo predvsem na računovodskih oz. transakcijskih podlagah. Ker ja ta tematika strogo ekonomska in se za primer vrednotenja elektrarn ne razlikuje od vrednotenja ostalih podjetij, presega okvir te magistrske naloge. Posvetili se bomo določanju poštnene tržne oz. notranje vrednosti elektrarn. Ker razlika med tema vrednostima nastane le na račun vrednosti vhodnih parametrov, metodologija izračuna pa je v osnovi ista, bomo v nadaljevanju govorili le o izračunu poštnene tržne vrednosti. Pri tem bomo kot vhodne parametre izračuna uporabljali tržne podatke. Za izračun notranje vrednosti bi namesto tržnih uporabili subjektivno določene podatke.

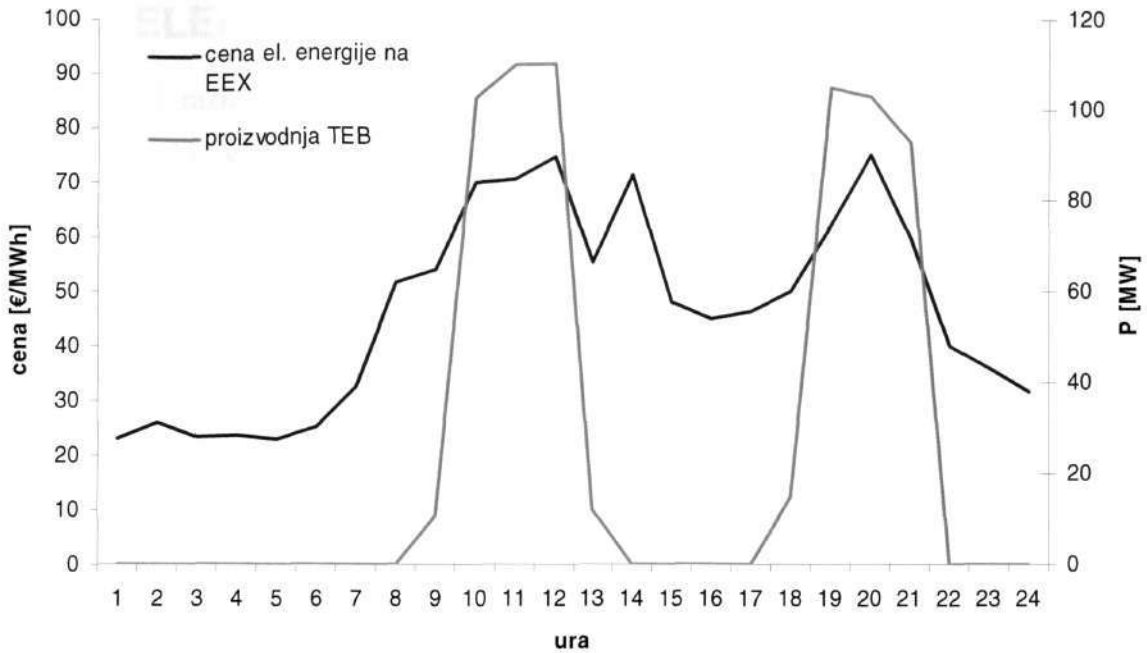
Okolje, v katerem deluje evropski (in s tem tudi slovenski) elektroenergetski sektor, se je v preteklih letih zelo dinamično spreminjalo. To velja tako za regulatorno okolje, kot tudi za način poslovanja posameznih podjetij. Prehod iz reguliranega v tržni režim delovanja je močno preoblikoval delovanje evropskih elektroenergetskih podjetij. Zato je uporabnost historičnih metod vrednotenja in pravilnost njihovih rezultatov za vrednotenje evropskih elektrarn vprašljiva. Tako se nam kot praktično edina primerna metoda za vrednotenje elektrarn ponuja metoda diskontiranih denarnih tokov.

Za izračun poštene tržne vrednosti elektrarne po metodi diskontiranih denarnih tokov moramo določiti prihodnje denarne tokove elektrarne in ustrezno diskontno stopnjo. Določitev ustrezne diskontne stopnje zahteva natančno preučitev faktorjev tveganja in obsežne statistične ali tržne analize in kot taka presega obseg te magistrske naloge.

Osredotočili se bomo na določitev prihodnjih denarnih tokov elektrarne. Prav to v današnjem izredno dinamičnem tržnem okolju z močno nihajnimi cenami električne energije in primarnih goriv predstavlja največji izziv pri vrednotenju elektrarn. Ker se v praksi za ocenitev denarnih tokov elektrarn pogosto še vedno uporabljajo metode, ki so bile uporabljane v reguliranem sistemu, je razvoj novih metod ali prilagoditev starih novim tržnim razmeram toliko bolj pomemben.

Vrednotenje elektrarn se od vrednotenja ostalih podjetij razlikuje predvsem zaradi dveh posebnosti elektrarn:

1. **Močna nihajnost cen električne energije in primarnih virov.** Z električno energijo se na likvidnih evropskih borzah trguje na urnem nivoju, cene pa se od ure do ure močno razlikujejo. Prihodnja gibanja cen so zelo negotova. Podobne razmere zasledimo na trgu s plinom.
2. **Velika fleksibilnost (nekaterih tipov) elektrarn in kompleksne obratovalne omejitve.** Nekateri tipi elektrarn (hidroelektrarne, plinske elektrarne) lahko obratovanje prilagajajo cenam električne energije tako, da obratujejo v kratkih ločenih intervalih in s tem dosežejo kar najvišjo povprečno ceno na trgu za proizvedeno energijo. Pri tem pa so elektrarne omejene s kompleksnimi obratovalnimi omejitvami, ki otežijo določanje optimalnega obratovalnega režima.



Slika 2.2: Proizvodnja TEB na dan 3.3.2004 (Vir:HSE)

Ker so razpon cen električne energije in primarnih energentov ter možnost prilagajanja proizvodnje posameznih tipov elektrarn veliki, določanje optimalnega obratovalnega režima pa zapleteno, lahko pri določanju prihodkov elektrarne od prodane električne energije in stroškov za nakup energentov naredimo velike napake, katerih posledica je popolnoma nerealna ocena vrednosti elektrarne.

3 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

Uvajanje tržnih razmer v elektroenergetski sektor je proces, ki se je v začetku osemdesetih let pričel v Latinski Ameriki. V obdobju dvajsetih let je trend odpiranja dosegel skoraj vse razvite države, še posebej države Evropske unije in ZDA. Glavno gonilo liberalizacije in prestrukturiranja elektroenergetskega sistema je bilo vseskozi povečanje njegove učinkovitosti (Philipson in Willis, 1999). Mehanizem za zagotavljanje učinkovitosti predstavlja konkurenčni boj, močno zaželen rezultat pa zagotavljanje bolj kvalitetnih storitev in nižjih cen za uporabnike.

V reguliranem elektroenergetskem sistemu so cene električne energije določale državne službe na podlagi različnih kriterijev. V osnovi naj bi te cene pokrivale stroške proizvodnje in prenosa električne energije ter investitorjem v elektroenergetski sektor zagotavljale zadovoljive donose ob minimalnem tveganju. Vendar pa so cene električne energije v preteklosti, vsaj kar se tiče Slovenije, služile tudi kot orodje za brzdaje inflacije in zagotavljanje konkurenčnosti določenih panog gospodarstva. Obratovanje različnih proizvodnih enot je bilo centralno usklajevano in vodeno.

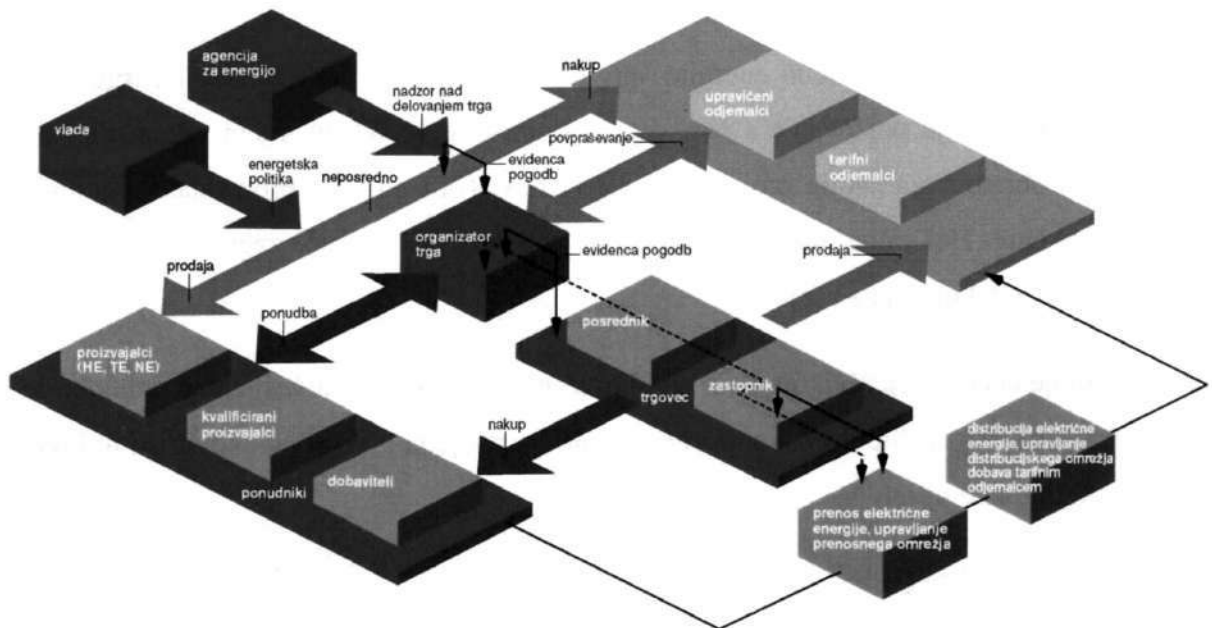
Proces odpiranja trga z električno energijo spreminja vlogo vseh udeležencev na trgu. Cilj vsakega proizvajalca je poslovanje s čim večjim dobičkom, v skladu s tem ciljem pa sam določa režim obratovanja svojih proizvodnih agregatov. Na trgu tako proizvajalci ponujajo poljubne količine električne energije, prodane količine pa morajo zagotoviti z lastno proizvodnjo ali z nakupom na trgu.

Cene električne energije se oblikujejo na nivojih, ki predstavljajo ravnovesje med ponudbo in povpraševanjem. Tak način oblikovanja cen vzpodbuja podjetja k večji učinkovitosti in krepi konkurenčni boj med njimi.

3.1 Tržna ureditev

Osnovno shemo trga slovenskega trga električne energije predstavlja Slika 3.1 (Energetski zakon, 1999; Zakon o spremembah in dopolnitvah energetskega zakona, 2004). Proizvajalci proizvajajo električno energijo po lastni presoji s ciljem ustvarjanja največjega dobička. Trgovanje z električno energijo poteka preko dvostranskih pogodb ali trgovanja na organiziranem trgu (borzi) električne energije. Vlogo organizatorja trga električne energije v Sloveniji opravlja podjetje Borzen d.o.o. Vloga dobaviteljev je, da v okviru trga na debelo

kupujejo električno energijo in jo distribuirajo množici porabnikov. Posredniki in zastopniki energijo kupujejo za porabnike oz. druge udeležence trga. Porabniki lahko svobodno izbirajo, s katerim dobaviteljem bodo sklenili pogodbo o dobavi električne energije, njihov cilj pa je nakup ob najugodnejših pogojih. Sistemski operater prenosnega omrežja (SOPO) skrbi za vodenje, obratovanje in usklajeno delovanje tega omrežja s sosednjimi omrežji in zagotavljanje sistemskih storitev. Sistemski operater prenosnega omrežja v Sloveniji je organiziran kot javna služba v okviru podjetja ELES d.o.o. Sistemski operater distribucijskega omrežja (SODO) je odgovoren za vodenje, obratovanje in usklajeno delovanje tega omrežja s prenosnim omrežjem. Upravljalci distribucijskega omrežja v Sloveniji so organizirani kot javna služba v okviru distribucijskih podjetij. Nad vsemi udeleženci trga električne energije »bedi« regulator, katerega naloge pri nas opravlja Agencija za energijo RS. Naloge regulatorja so predvsem nadzor trga ter zagotavljanje nepristranskega in preglednega delovanja trga v interesu vseh udeležencev. Vlada RS vpliva na elektroenergetski sektor preko svoje lastniške funkcije (večina elektroenergetskega sektorja je v državni lasti), parlamentu pa v potrditev predlaga tudi ukrepe in dokumente energetske politike.



Slika 3.1: Shema slovenskega trga električne energije

Tudi sheme ostalih evropskih trgov se ne razlikujejo veliko od predstavljene sheme slovenskega trga. Glavna razlika je, da v večini evropskih držav ne razlikujejo med posrednikom in zastopnikom, evidenco pogodb in vozni redov pa opravljajo sistemski operaterji.

3.2 Oblikovanje cen

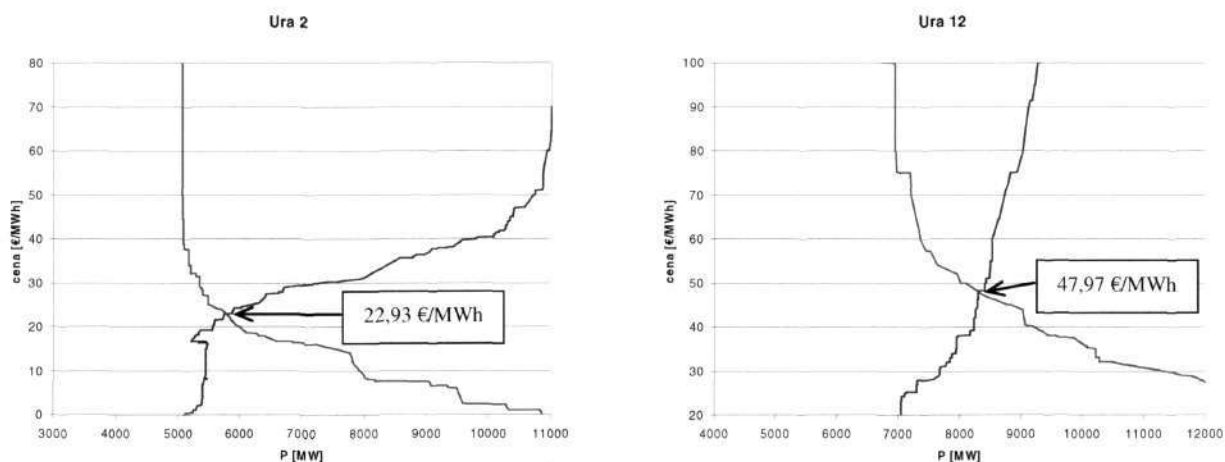
Cene električne energije na dereguliranem trgu so podobno kot na ostalih trgih funkcija ponudbe in povpraševanja. Ima pa trg električne energije nekaj pomembnih posebnosti, ki ga razlikujejo od trgov ostalih dobrin:

- Električna energija je dobrina, ki se je ne da shranjevati (vsaj ne v omembe vrednih količinah). To pomeni, da morata biti proizvodnja in poraba (z upoštevanimi izgubami) električne energije v posameznem zaprtem elektroenergetskem sistemu stalno enaki.
- Obstajajo ovire vstopa za nove ponudnike v obliki omejenih lokacij za proizvodnjo, omejenega dostopa do primarnih virov, zamudnega pridobivanja dovoljenj za gradnjo novih proizvodnih enot ali daljnovodov. Vse naštetu povzroča, da je čas med odločitvijo za novo investicijo v večjo proizvodno enoto in začetkom njenega obratovanja največkrat okoli 3-5 let (10 let za nuklearke).
- Električna energija ni prosto prenosljiva, ampak jo pri tem omejujejo zmogljivosti daljnovodov. Tako električne energije ni mogoče prenesti med dvema točkama tudi v primeru, da bi se to ekonomsko izplačalo, če za to ni na voljo prostih prenosnih zmogljivosti. Trg električne energije zato ni globalen, temveč je sestavljen iz množice manjših sub-nacionalnih, nacionalnih in regionalnih trgov, ki so neodvisni ali delno odvisni drug od drugega.
- Povpraševanje po električni energiji je zelo neelastično. Večina kupcev vsaj kratkoročno nivoja povpraševanja po električni energiji ne prilagaja gibanju cen na trgu, za kar obstajata dva glavna razloga. V večini procesov, kjer se električna energija porablja, se je ne da nadomestiti z drugimi oblikami energije, ali pa je to povezano z velikim povečanjem stroškov ali zmanjšanjem udobja. Drugi razlog pa je ta, da višina plačila stroškov za porabo električne energije pri večini končnih porabnikov vsaj kratkoročno ni odvisna od gibanja cen na trgu električne energije. Porabniki imajo namreč z dobavitelji sklenjene pogodbe o dobavi električne energije po določenih cenah, ki kratkoročno niso odvisne od gibanj cen električne energije na trgu na debelo.

Agregirana krivulja povpraševanja je zelo neelastična (strma), obseg povpraševanja pa se spreminja v odvisnosti od porabe električne energije. Poraba električne energije tekom dneva

zelo niha. Najnižja je ponoči, dopoldne naraste, nato sledi zgodnje popoldanski padec, pozno popoldne pa spet naraste.

Agregirana krivulja ponudbe električne energije je sestavljena iz ponudb posameznih proizvajalcev električne energije. Predpostavimo, da proizvajalci ponujajo po krivulji mejnih stroškov¹ svojih proizvodnih enot, da bi na trgu, na katerem vlada konkurenca, dosegli maksimalne dobičke. Mejni stroški se med različnimi tipi elektrarn zelo razlikujejo v odvisnosti od surovin, ki jih te elektrarne uporabljajo za proizvodnjo električne energije. Mejni stroški hidroelektrarn so enaki 0, saj elektrarni za vodo, ki jo potrebuje za proizvodnjo dodatne enote električne energije, (zaenkrat) ni potrebno plačati. Enaki 0 so tudi mejni stroški vetrnih elektrarn. Mejni stroški jedrskih elektrarn so relativno nizki, mejni stroški termoelektrarn na fosilna goriva pa najvišji izmed vseh tipov elektrarn.



Slika 3.2: Agregirani krivulji ponudbe in povpraševanja na borzi EEX na dan 1.7.2004

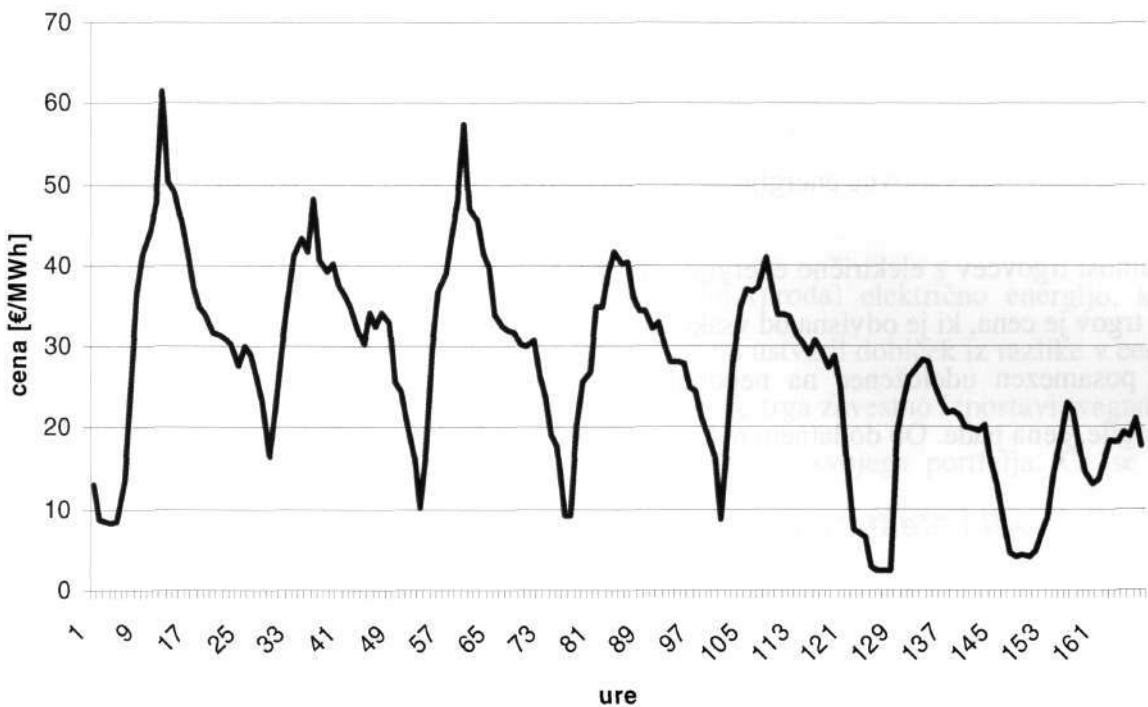
Agregirani krivulji ponudbe in povpraševanja na borzi EEX² v posameznih časovnih obdobjih prikazuje Slika 3.2. V času nizke porabe električne energije je obseg povpraševanja po

¹ Mejni stroški so prirastek celotnih stroškov, ki nastane zaradi proizvodnje dodatne enote proizvoda in so pri proizvodnji električne energije na kratek rok odvisni predvsem od stroškov goriva, od leta 2005 naprej pa tudi od stroškov emisijskih pravic CO₂.

² Borza električne energije EEX (European Energy Exchange) predstavlja najbolj likviden organizirani trg kontinentalne Evrope. Cene, ki se oblikujejo na EEX, predstavljajo referenco za cene v Nemčiji in sosednjih državah (tudi v Sloveniji) tako na sprotnem trgu kot na trgu terminskih pogodb.

električni energiji relativno majhen (krivulja povpraševanja se pomakne v levo smer). Zato v tem času električno energijo prodajo proizvajalci z nizkimi mejnimi stroški. Cena električne energije je v času nizke porabe relativno nizka. V času visoke porabe se obseg povpraševanja po električni energiji poveča (krivulja povpraševanja se pomakne v desno smer), ponujeno električno energijo prodajo tudi proizvajalci z relativno visokimi mejnimi stroški, cene električne energije pa se oblikujejo na relativno visokih nivojih.

Cene električne energije zato nihajo s podobno karakteristiko kot poraba električne energije. Nihanje cen električne energije še povečuje dejstvo, da proizvajalci na koncu krivulje ponudbe (tisti z visokimi mejnimi stroški) ponujajo električno energijo po cenah precej nad mejnimi stroški. Proizvajalci z visokimi mejnimi stroški namreč proizvajajo le nekaj ur dnevno (nekateri celo mesečno), v teh urah pa s svojimi ponudbami praktično sami določajo raven cen. V tem kratkem času morajo poleg spremenljivih stroškov pokriti tudi svoje fiksne stroške in ustvariti dobiček. Zaradi tega smo na trgih električne energije priča skokom cen v urah z najvišjo porabo električne energije.



Slika 3.3: Urne cene električne energije na borzi EEX v tednu 5.-11.7.2004

Slika 3.3 prikazuje urni potek cen električne energije med 5. in 11. julijem 2004 na borzi električne energije EEX. Cene električne energije so nizke ponoči in čez vikend, visoke pa podnevi v urah z najvišjo porabo. Npr. v poletnih mesecih so najvišje cene v 12. ali 13. uri.

Cene na borzah električne energije so močno nihajne – bolj kot na vsakem drugem trgu (Eydeland in Wolyniec, 2000).

3.2.1 Likvidnost trga

Likvidnost trga je pojem, ki ponazarja zmožnost nakupa ali prodaje večjih količin in vpliv nakupa ali prodaje na cene. V splošnem mora popolno likvidni trg električne energije zadoščati dvema pogojema:

1. Kupec (prodajalec) lahko na trgu kupi (proda) neomejene količine električne energije v vsaki uri.
2. Z nakupom (prodajo) kupec (prodajalec) ne vpliva na ceno električne energije.

Da bi bilo tema pogojema zadoščeno, mora biti vsak udeleženec trga s svojimi nakupnimi ali prodajnimi naročili zanemarljivo majhen v primerjavi s celotnim trgom. V realnem svetu noben trg ni popolno likviden. Še najbolj se temu idealu približata valutni in naftni trg. Kot lahko vidimo iz Slika 3.2, je trg električne energije daleč od popolno likvidnega. Dodatna ponudba v višini 800 MW (velikost sodobne plinsko parne elektrarne) bi ceno v uri 12 na EEX znižalo za skoraj 20 €/MWh, kar predstavlja 42% padec. Avtorji v (Alstad in Foss, 2003) navajajo, da bi dodatna ponudba iz novozgrajene 800 MW plinsko-parne elektrarne znižala ceno letne pasovne energije na NordPool-u za 10-20 NOK/MWh (okoli 10%).

Realnost trgovcev z električno energijo torej predstavljajo nepopolno likvidni trgi. Značilnost teh trgov je cena, ki je odvisna od vsakega trgovalnega naročila posameznega udeleženca trga. Če posamezen udeleženec na nepopolno likvidnem trgu proda neko količino električne energije, cena pade. Ob dodatnem nakupu nasprotno cena zraste.

3.3 Prihodki elektrarne

Na odprtem trgu električne energije lahko elektrarna ustvarja prihodke iz več naslovov. Tako elektrarna prodaja električno energijo in sistemske storitve, upravljalec elektrarne pa lahko elektrarno uporabi tudi kot orodje pri trgovanju z električno energijo.

3.3.1 Prihodki od trgovanja z električno energijo

Vsaka elektrarna ali njen upravljalec lahko tako kot vsak drugi ekonomski subjekt z ustreznimi dovoljenji in licencami z električno energijo neovirano trguje. Pri tem imamo v

mislih energijo, ki izvira iz proizvodnje elektrarne in energijo, kupljeno na trgu. Namen trgovanja z električno energijo je ustvarjanje dobička iz razlike med prodajno in nakupno ceno ali proizvodnimi stroški.

3.3.1.1 Trgovalne strategije

Obstajajo tri glavne trgovalne strategije (Paravan, 2004):

1. **Zavarovanje pred tveganji** (*ang. hedging*). V kolikor ima udeleženec trga odprto pozicijo (kratko ali dolgo), je izpostavljen tveganju spremembe cen električne energije na trgu. S trgovanjem lahko udeleženec trga zapre svojo pozicijo. Elektrarna lahko svojo proizvodnjo (naravna dolga pozicija) v vsakem trenutku proda po tržni ceni. S tem je njen prihodek od prodaje določen in ni več izpostavljena tveganju padca cen električne energije na trgih. Zavarovanje pred tveganji je tako naravna trgovalna strategija elektrarne ob prodaji proizvedene električne energije.
2. **Arbitraž**a (*ang. arbitrage*). Z arbitražo udeleženec trga ustvari netvegani dobiček. Primer arbitraže predstavlja nakup na enem trgu in prodaja na drugem trgu po višji ceni (ob predpostavki, da ni stroškov tranzita in čezmejnih prenosnih zmogljivosti). Možnosti arbitraže na idealnih trgih ni, v realnosti pa le redko obstaja in je zelo kratkotrajna, saj povzroči aktivnosti udeležencev trga, ki trg premaknejo v novo ravnotežno stanje, kjer ni več možnosti arbitraže.
3. **Špekulacija** (*ang. speculation*). Če trgovec kupi (proda) električno energijo, ker pričakuje, da bo cena na trgu zrasla (padla), on pa bo ustvaril dobiček iz razlike v ceni, je to špekulativni posel. Pri špekulaciji se udeleženec trga zavestno izpostavi tveganju spremembe tržnih cen, s tem da drži odprto pozicijo svojega portfelja. Če se je pravilno odločil, bo ustvaril dobiček, v nasprotnem primeru pa bo trpel izgubo.

Zavarovanje pred tveganji z vidika elektrarne predstavlja prodajo proizvedene električne energije v naprej. Možnost arbitraže obstaja le redko, na vsaj delno likvidnih trgih pa sploh ne, in z vidika ocenjevanja prihodkov elektrarne ni zanimiva, saj ima za izvajanje arbitraže elektrarna enake možnosti kot drugi udeleženci trga, priložnosti za izvajanje arbitraže pa so stvar naključij. Kaj pa špekulacija? Ali je špekulacija trgovalna strategija, za katero imajo elektrarne boljše pogoje kot ostali udeleženci trga?

Skušajmo na zgornje vprašanje odgovoriti s preprostim primerom:

Smo upravljalca 100 MW plinske elektrarne, ki lahko obratuje tudi samo eno uro. Spremenljivi strošek njene proizvodnje znaša 60 €/MWh. Za neko določeno uro trg predpostavlja štiri enako verjetne (25%) scenarije oblikovanja cene (Tabela 3.1).

Matematično upanje cene električne energije v tej uri znaša 60 €/MWh, kolikor je tudi cena, po kateri se za to energijo trguje na bilateralnih »forward« trgih. Poglejmo si rezultate špekulativne strategije trgovanja nas kot upravljalca plinske elektrarne in trgovca brez proizvodnih enot. Oba na podlagi analiz predvidevava, da bo cena električne energije na avkcijah v tej uri dosegla ceno, ki bo nižja od 60 €/MWh. Zato odpreva kratko pozicijo s tem, da na bilateralnih trgih prodava 100 MW električne energije v tej uri po ceni 60 €/MWh. Da odprto pozicijo zapreva, morava prodano energijo kupcu dobaviti. Trgovec zato poda nakupno naročilo po tržni ceni za nakup 100 MW električne energije na dnevnem trgu (urnih avkcijah), ki jih izvaja borza. Mi kot upravljalca elektrarne podamo na borzi nakupno naročilo za enako količino do cene 60 €/MWh.

Trgovec kupi električno energijo na borzi po katerikoli ceni in tako zapre svojo pozicijo. Mi pa na borzi energijo kupimo, če je njena cena nižja od 60 €/MWh. V nasprotnem primeru odprto pozicijo zapremo z zagonom plinske elektrarne, ki nam povzroči spremenljive stroške v višini 60 €/MWh. Tabela 3.1 prikazuje rezultat iz opisane trgovske transakcije za oba udeleženca trga.

Tabela 3.1: Rezultat trgovca in elektrarne za različne scenarije (v €/MWh)

Verjetnost scenarija	25%	25%	25%	25%
Cena	40	50	60	90
Rezultat trgovca	+20	+10	0	-30
Rezultat elektrarne	+20	+10	0	0

Na prvi pogled kaže, da je elektrarna oz. njen upravljalca v prednosti pri izvajanju špekulativne trgovalne strategije v primerjavi s trgovcem, ki nima lastnih proizvodnih enot, saj je njena verjetnostna porazdelitev dobička bolj ugodna. Elektrarna služi kot zavarovanje pred tveganji saj omeji izgubo v neugodnih scenarijih, ko cena električne energije na avkcijah preseže 60 €/MWh.

Poglejmo si predstavljeni primer še iz druge strani. Energijo smo prodali po pričakovani ceni 60 €/MWh. Če se zgodi četrti scenarij (cena 90 €/MWh), iz naslova špekulacije ne izkazujemo izgube, beležimo pa oportunitetno izgubo 30 €/MWh pri prodaji proizvedene električne energije iz naslova nižje prodajne cene, kot bi jo dosegli na dnevnem trgu. Špekulacija tako ne poveča matematičnega upanja dobička elektrarne (Tabela 3.2). Naš skupni špekulativni rezultat tudi ni nič drugačen kot rezultat trgovca brez elektrarne. Matematično upanje dobička iz špekulacije je namreč v pogojih idealnega trga enako 0 za vse udeležence trga.

Tabela 3.2: Prikaz pridonosa špekulacije k rezultatu elektrarne ob različnih scenarijih (v €/MWh)

Verjetnost scenarija	25%	25%	25%	25%
Cena	40	50	60	90
Rezultat elektrarne ob prodaji na dnevnem trgu	0	0	0	+30
Rezultat elektrarne ob špekulaciji	+20	+10	0	0
Razlika – pridosos špekulacije	+20	+10	0	-30

Kaj opisano pomeni za vrednotenje elektrarne? Iz primera lahko potegnemo dva zaključka.

1. Iz špekulacije elektrarna ne črpa dodane vrednosti. Vendar pa špekulacija spremeni verjetnostno porazdelitev dobička elektrarne. Velja tudi obratno, posedovanje elektrarne spremeni verjetnostno porazdelitev dobička špekulanta. Za določitev verjetnostne porazdelitve vrednosti elektroenergetskega podjetja moramo torej upoštevati tako njegove elektrarne kot trgovalne strategije.
2. Ali je torej pridosos opisane ure k vrednosti elektrarne enak 0? Če bi ocenjevali vrednost elektrarne samo iz vidika prodaje proizvedenih količin po pričakovani ceni, v uri iz predstavljenega primera ne bi ugotovili pridonosa k vrednosti elektrarne (pričakovana cena električne energije je enaka spremenljivim stroškom proizvodnje, dobiček je enak 0). V opisanem primeru pa matematično upanje pridonosa k vrednosti elektrarne znaša $0,25 \cdot 30 \text{ €/MWh} \cdot 100 \text{ MWh} = 750 \text{ €}$.

Na podlagi zadnje ugotovitve moramo v pogojih spremenljivih cen pri elektrarnah, ki ne obratujejo stalno in ki jim obratovalne značilnosti omogočajo fleksibilnost pri določanju voznega reda obratovanja, to fleksibilnost in stohastično naravo cen električne energije pri vrednotenju upoštevati, saj jih v nasprotnem primeru sistematično podcenimo.

Za namen vrednotenja elektrarn bomo tako pri oceni prihodnjih denarnih tokov ocenjevali le prihodke od trgovalne strategije zavarovanja pred tveganji - prodaje proizvedene električne energije.

Proizvajalci električne energije prodajajo proizvedene količine v okviru trga z električno energijo na debelo, kjer poteka trgovanje med proizvajalci, dobavitelji in trgovci na debelo. Dobavitelji imajo možnost prostega nakupa električne energije neposredno na trgu po najugodnejših cenah. V praksi sta se izoblikovala dva osnovna načina trgovanja z električno energijo: preko dvostranskih pogodb ali preko organiziranega trga z električno energijo.

V naslednjih podpoglavjih podajamo glavne značilnosti obeh načinov trgovanja. Ker je produkt trgovanja - električna energija - le eden, morajo biti cene električne energije oz. pričakovanja udeležencev trga glede teh cen pri vseh načinih trgovanja enaka. V nasprotnem primeru bi obstajala možnost arbitraže: nakupa na tržnem segmentu, kjer je električna energija cenejša in prodaje na segmentu, kjer je električna energija dražja. Udeleženci, ki bi izvajali arbitražo, bi ustvarjali netvegani dobiček. Zaradi nepopolne likvidnosti trga bi cena na tržnem segmentu, kjer je električna energija cenejša, zaradi dodatnih nakupov naraščala. Nasprotno, na tržnem segmentu, kjer je električna energija dražja, bi cena zaradi dodatnih prodaj padala. Tak proces bi se nadaljeval toliko časa, dokler ne bi bile cene električne energije na obeh tržnih segmentih enake, možnost arbitraže pa ne bi več obstajala.

3.3.1.2 Dvostranske pogodbe

Dvostranske pogodbe med prodajalci in kupci so najpogostejša oblika trgovanja z električno energijo - na ta način se proda največji delež električne energije. Kupec in prodajalec se v procesu pogajanj dogovorita o ceni električne energije in o urni dinamiki dobav ter skleneta kupoprodajno pogodbo.

Da bi v današnjem izredno dinamičnem tržnem okolju omogočili čim hitrejše sklepanje pogodb, so v praksi dobile veljavo t.i. krovne pogodbe (npr. EFET krovna pogodba). S krovno pogodbo partnerja določita medsebojne pravice in dolžnosti pri trgovanju z električno energijo in definirata parametre kupoprodajnih pogodb, ki so pri različnih poslih večinoma enaki (plačilni roki in izdaja računov, definicija višje sile, pristojno pravo itd.). Ob posameznem poslu si partnerja tako izmenjata le obrazec potrditve posla (*ang. confirmation*), ki vsebuje značilne parametre posla (cena, vozni red dobav, točka prevzema).

V zadnjem času so se v praksi močno uveljavile trgovalne platforme (*ang. trading screen*). Delujejo na svetovnem spletu (npr. Spectron, GFI) in predstavljajo prostor, kjer se srečujeta ponudba in povpraševanje. Na trgovalnih platformah udeleženci trgujejo z standardiziranimi produkti s sprotnim načinom trgovanja. Standardizirani produkti so posamezni bloki dobav znotraj dneva ter pasovna, trapezna in nočna energija za različna časovna obdobja (dan, vikend, teden, mesec, četrletje, leto). Del teh produktov predstavlja alternativo terminkim pogodbam, ki kotirajo na borzah električne energije. Trgovalna platforma služi le kot neke vrste informacijski posrednik med prodajalci in kupci. Po sklenitvi posla na trgovalni platformi obe stranki dobita informacijo o nasprotni stranki in med sabo skleneta kupoprodajno pogodbo.

3.3.1.3 Borza električne energije - organizirani trg

Vlogo organizatorja trga električne energije v Sloveniji ima podjetje Borzen d.o.o. Sama organiziranost in delovanje dnevnega trga sta podrobno opisana v Pravilih za delovanje trga električne energije. V Sloveniji je borza električne energije obvezna javna služba, kar je edinstven primer v Evropi, kjer so borze stvar podjetniške pobude. V Evropi deluje kar nekaj borz električne energije. Najlikvidnejše so Nordpool (skandinavski trg), EEX (nemški trg), Powernext (francoski trg), Omel (španski trg), EXAA (avstrijski trg) itd. Glavna značilnost borz je, da po sklenjenih poslih vršijo tudi finančno poravnavo (*ang. clearing*). Tako je nasprotna stranka vsakemu udeležencu trga borza in ne drugo trgovsko podjetje. Ta način trgovanja in finančne poravnave poslov je ugoden z vidika izpostavljenosti podjetij kreditnemu tveganju, kar je po propadu Enrona še posebej aktualno. Pomembna značilnost borz električne energije je objavljane doseženih cen, kar je pomembno z vidika transparentnosti trga in nudenja cenovnega signala.

Evropske borze večinoma ponujajo dve vrsti trgovanja. Prvo predstavlja dnevni trg, kjer udeleženci trgujejo z električno energijo za naslednji dan. Trgovanje poteka s standardiziranimi produkti na sprotni način ali na urnem nivoju po principu avkcij.

Najpogostejši standardizirani produkti so pasovna, trapezna in nočna energija. Sprotni način trgovanja poteka tako, da ponudniki in povpraševalci v realnem času podajajo ponudbe za nakup ali prodajo električne energije. Ko se ceni na povpraševalni in ponudbeni strani srečata, je posel sklenjen.

Pri avkcijskem načinu trgovanja organizator na osnovi podanih ponudb sestavi agregirani krivulji ponudbe in povpraševanja in izračuna doseženo ceno za vsak produkt, ter udeležence na trgu obvesti o sklenjenih poslih. Princip določanja dosežene cene prikazuje Slika 3.2. Posle sklenejo vsi kupci, ki so za električno energijo ponujali več in vsi prodajalci, ki so električno energijo ponujali za manj, kot znaša dosežena cena. Dosežena cena je enotna za vse sklenjene posle (za posamezen produkt).

Bolj likvidne evropske borze (Nordpool, EEX in Powernext) ponujajo udeležencem trga tudi trgovanje s terminskimi pogodbami. Te se nanašajo na daljše obdobje dobav (mesec, četrletje, leto) in sicer za trapezno in pasovno energijo. S terminskimi pogodbami udeleženci trga trgujejo na sprotni način. Terminalske pogodbe so finančni instrumenti, kar pomeni, da njihov imetnik nima pravice do nikakršnih fizičnih dobav električne energije. Ob kombinaciji trgovanja s terminskimi pogodbami in na urnih avkcijah lahko udeleženec trga doseže enak fizični in finančni učinek (dobavo ali prodajo električne energije za določeno obdobje po fiksni ceni) kot pri trgovanju s standardiziranimi fizičnimi produkti na bilateralnem trgu.

Na EEX lahko udeleženci trgujejo s terminskimi pogodbami za 6 let vnaprej. Cene terminskih pogodb služijo kot referenca pri določanju cen na bilateralnih trgih kontinentalne Evrope.

3.3.2 Prihodki od prodaje sistemskih storitev

Sistemski operater prenosnega omrežja mora poskrbeti za zadostne količine potrebnih sistemskih storitev za zagotavljanje nemotene oskrbe z električno energijo ter zagotavljati potrebno električno energijo za pokrivanje morebitnih nepredvidenih odstopanj porabnikov in proizvajalcev od voznih redov.

Sistemske storitve zavzemajo (Navodilo o sistemskem obratovanju prenosnega elektroenergetskega omrežja, 2002):

- regulacija frekvence,
- regulacija napetosti,
- pokrivanje odstopanj regulacijskega območja od načrtovanih vrednosti,
- razbremenjevanje omrežja,
- zagon agregata brez zunanjega napajanja,

- pokrivanje izgub omrežja.

Elektrarna lahko sistemskemu operaterju ponudi opravljanje sistemskih storitev. Če se s sistemskim operaterjem dogovorita o ceni in skleneta posel, to predstavlja dodatni prihodek in denarni tok elektrarne, kar moramo upoštevati pri njenem vrednotenju.

V Evropi organizirani trg sistemskih storitev zaradi tehnične zahtevnosti in majhnega števila ponudnikov še ni zaživel (izjema je skandinavski trg za določene sistemske storitve). Cene sistemskih storitev so tako rezultat pogajanj sistemskih operaterjev in elektrarn oz. njihovih upravljalcev. Pogodbe o zakupu sistemskih storitev so v veliki večini primerov dolgoročne (trajanje leto ali več).

3.4 Negotovost in tveganje

Negotovost posameznega parametra izhaja iz dejstva, da vrednosti tega parametra v prihodnosti ne moremo natančno napovedati. Ponavadi lahko podamo verjetnostno porazdelitev vrednosti parametra, včasih pa še tega ne. Tveganje izhaja iz negotovosti. V ekonomski teoriji pojem tveganje uporabljamo v primeru izpostavljenosti podjetja negotovemu poslovnemu okolju in posledično negotovim poslovnim rezultatom.

3.4.1 Vrste tveganj

Elektrarna je na trgu izpostavljena številnim negotovostim in tveganjem, ki iz teh negotovosti izhajajo (Paravan, 2004):

- **Cenovno tveganje** izhaja iz nestanovitnosti (*ang. volatility*) cen električne energije in primarnih energentov. Cene na trgih se s časom spreminjajo, posledično pa se spreminja tudi pričakovani poslovni izid elektrarne, razen v primeru, ko ima elektrarna vse pozicije zaprte, tako na strani prodaje električne energije kot na strani primarnih energentov.
- **Količinsko tveganje** izhaja iz negotovosti količine proizvodnje. Ta vrsta tveganja je še posebej prisotna pri hidroelektrarnah, katerih višina proizvodnje je odvisna od naravnih dotokov v akumulacijski bazen. V kolikor je proizvodnja nižja od načrtovane, ima elektrarna kratko pozicijo, ki pomeni izpostavljenost gibanju tržne cene in/ali izpad prihodka. Nerazpoložljivost elektrarn zaradi načrtovanih in

nenapravnih izpadov je prav tako pomemben dejavnik pri preučevanju količinskega tveganja.

- **Likvidnostno tveganje** je tveganje zaradi majhne globine trga, ki podjetju ne omogoča zaprtje svoje odprte pozicije. Likvidnostno tveganje je največje v primerih, ko je podjetje relativno veliko v primerjavi s trgom. Posledica velikega likvidnostnega tveganja so povečani stroški odstopanj ali potreba po prelivanju vode v hidroelektrarnah.
- **Kreditno tveganje** izhaja iz negotovosti plačil poslovnih partnerjev za dobavljeno električno energijo. Ta vrsta tveganja je postala še posebej aktualna po propadu podjetja Enron, ko so neplačila tega podjetja povzročila veliko poslovno škodo pri množici njegovih poslovnih partnerjev, ki niso imeli zavarovanih terjatev.
- **Izvedbeno tveganje** izhaja iz napak modelov, vodenja, nadzora, prevar in človeških napak.
- **Regulatorno tveganje** je posledica nepredvidljivosti odločitev zakonodajnih in regulatornih organov. Ker so ta dejanja še posebej v obdobju aktivnega izvajanja reform lahko zelo nepredvidljiva in imajo močan učinek na poslovne rezultate podjetij, se jih nekateri direktorji elektroenergetskih podjetij najbolj bojijo. Primer regulatornega tveganja in njegovih posledic predstavlja npr. investicija v premogovno termoelektrarno pred 15 leti, ko investitor ni mogel pričakovati omejitev emisij CO₂ in s tem povezanih stroškov.

3.4.2 Pokazatelji tveganja

Obstaja torej več vrst tveganja, ki izhajajo iz različnih negotovosti. Vsem vrstam tveganja pa je skupno, da rezultirajo v negotovem poslovnem izidu elektrarne. V negotovih razmerah lahko dobiček π zapišemo kot naključno spremenljivko s pripadajočo verjetnostno porazdelitvijo. Oblika te funkcije najbolj poda informacijo o izpostavljenosti tveganju, vendar pa zaradi svoje oblike (slika) ni najbolj primerna za uporabo v analizah, pri primerjavah, ali kot parameter pri kvantifikaciji izpostavljenosti tveganju.

Pričakovana vrednost dobička je matematično upanje njegove verjetnostne porazdelitve.

$$E[\pi] = \int_{-\infty}^{\infty} \pi \cdot f(\pi) d\pi \quad (3.1)$$

V enačbi 3.1 imajo oznake naslednji pomen:

$E[\pi]$ matematično upanje dobička,
 π dobiček,
 $f[\pi]$ verjetnostna funkcija dobička.

Pokazatelji tveganja služijo za prikaz vpliva vseh obravnavanih negotovosti na dobiček. Vrednost pokazatelja tveganja prikazuje kvantificirano izpostavljenost tveganju. Primerjavo izpostavljenosti tveganju dveh različnih portfeljev lahko izvedemo enostavno tako, da primerjamo velikosti obeh pokazateljev tveganja. Takšen pristop je veliko bolj uporaben kot grafična primerjava dveh verjetnostnih porazdelitev. Vendar pa imajo tudi pokazatelji tveganja svoje pomanjkljivosti, saj praktično vsi močno poenostavijo informacijo o izpostavljenosti tveganju in zabrišejo njene posamezne značilnosti.

3.4.2.1 Varianca

Varianca je najosnovnejši pokazatelj tveganja, ki izhaja iz temeljne Markowitzove teorije upravljanja s portfelji (Markowitz, 1952).

$$\sigma^2(\pi) = E[(\pi - E(\pi))^2] \quad (3.2)$$

V enačbi 3.2 imajo oznake naslednji pomen:

σ^2 varianca,
 π dobiček,
 $E[\pi]$... verjetnostna funkcija dobička.

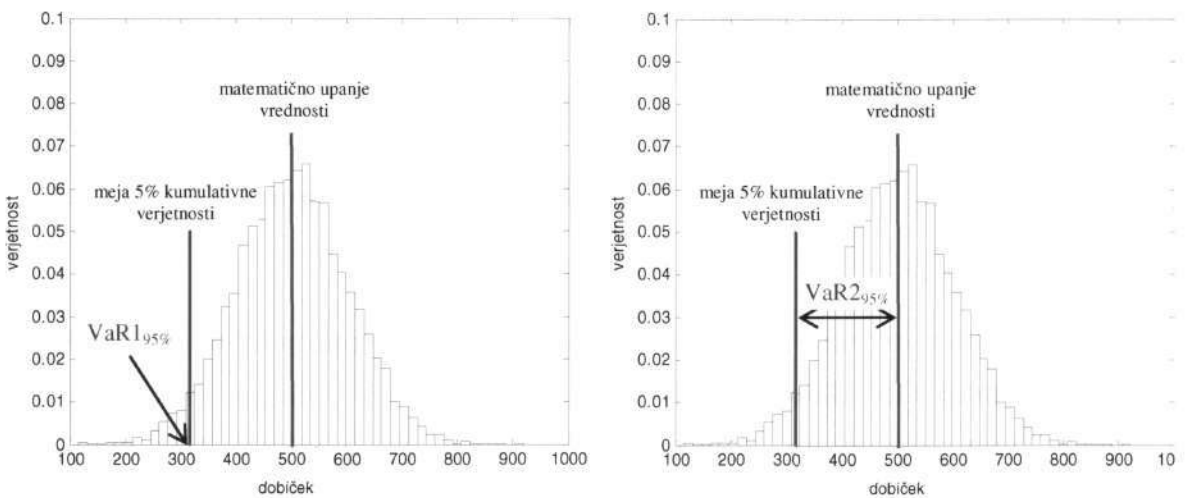
Varianca je simetrični pokazatelj, kar pomeni, da enako vrednoti odstopanja dobička od pričakovane vrednosti v pozitivno in negativno smer. Zato kot pokazatelj tveganja dobička elektrarne ni najbolj primerna.

3.4.2.2 Tvegana vrednost – VaR

Tvegana vrednost (*ang. Value at Risk – VaR*) je zelo priljubljen pokazatelj tveganja pri ponudnikih programskih paketov za upravljanje portfeljev in tveganj elektroenergetskih podjetij in trgovcev z električno energijo. Pokazatelj *VaR* je bil razvit leta 1994 (Szego, 2002)

s ciljem odgovora na vprašanje: kolikšna je največja izguba z določeno stopnjo zaupanja v določenem časovnem obdobju?

Definicija *VaR* se v literaturi in pri različnih ponudnikih programskih paketov razlikuje (Paravan, 2004; Šajn, 2004; OpenLink, 2003). Obstajata dva glavna pristopa. Po prvem *VaR(1)* pomeni pričakovan poslovni izid z določeno stopnjo zaupanja. Po drugem pristopu pa je *VaR(2)* razlika med matematičnim upanjem poslovnega izida in njegovo vrednostjo ob določeni stopnji zaupanja. Stopnja zaupanja predstavlja verjetnost, da bo rezultat boljši od prikazanega. V praksi najpogosteje uporabljamo stopnjo zaupanja 95%.



Slika 3.4: Definiciji VaR

$$\begin{aligned} VaR1_{95\%} &= \pi_{5\%} \\ VaR2_{95\%} &= \bar{\pi} - \pi_{5\%} \end{aligned} \quad (3.3)$$

V enačbi 3.3 imajo oznake naslednji pomen:

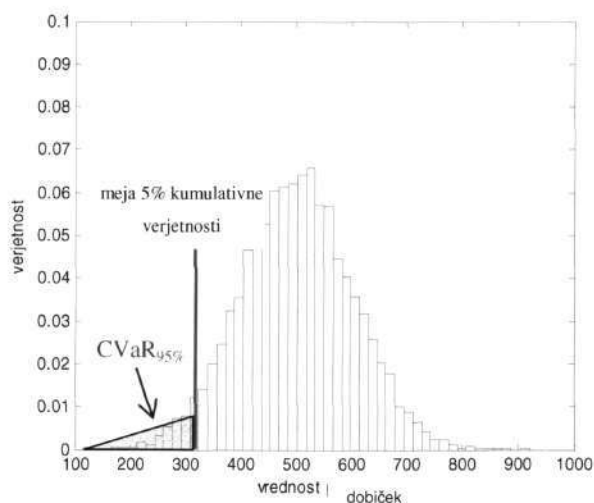
*VaR*_{95%} - parameter *VaR* s 95% stopnjo zaupanja,
 π dobiček.

Izračun parametra *VaR* je mogoč na več načinov (Paravan, 2004). Normalne porazdelitve omogočajo izračun s parametričnimi metodami, pri asimetričnih porazdelitvah pa uporabljamo Monte Carlo simulacijo.

Glavne prednosti pokazatelja VaR so njegova preprostost (ena številska vrednost), možnost uporabe na asimetričnih verjetnostnih porazdelitvah dobička ter njegova osredotočenost na neugodno področje verjetnostne porazdelitve dobička.

3.4.2.3 Pogojna tvegana vrednost – CVaR

Pokazatelj tveganja VaR ne podaja informacije o porazdelitvi možnih dobičkov pod stopnjo zaupanja. Pokazatelj tveganja, ki odpravlja to pomanjkljivost, je pogojna tvegana vrednost (*ang. Conditional Value at Risk – CvaR*) (Artzner et al., 1999). $CVaR$ podaja matematično upanje dobička za scenarije pod podano stopnjo zaupanja.



Slika 3.5: Definicija CVaR

$$CVaR_{95\%} = E(\pi \mid \pi \leq VaR_{95\%}) \quad (3.4)$$

V enačbi 3.3 imajo oznake naslednji pomen:

$CVaR_{95\%}$ parameter $CVaR$ s 95% stopnjo zaupanja,
 π dobiček.

V (Paravan, 2004) avtor ugotavlja, da je $CVaR$ najprimernejši pokazatelj tveganja elektroenergetskega portfelja.

3.4.3 Upravljanje s tveganji in portfelji

Portfelj je skupek imetja ekonomskega subjekta, ki mu prinaša denarne tokove. Upravljanje s portfelji in tveganji predstavljata jedro optimizacije portfeljev. Teorijo optimizacije portfeljev

so avtorji (Markowitz, 1952; Elton in Gruber 1995) razdelali za področje trgovanja in naložb v vrednostne papirje. Teorija podaja razlago vedenja investitorjev pri iskanju optimalnih portfeljev, njihova izbira pa temelji na pričakovanih donosih vrednostnih papirjev in njihovi verjetnostni porazdelitvi. Teorijo lahko uporabimo za katerekoli naložbe ali dobrine, katerih lastništvo podobno kot lastništvo vrednostnih papirjev prinaša negotove neto denarne tokove imetniku. To velja tudi za trgovanje z električno energijo in naložbe v elektrarne.

V splošnem vsaka naložba lastniku prinaša negotov neto denarni tok (v nadaljevanju bomo za neto denarni tok uporabljali izraz dobiček, ki pa lahko zavzame tudi negativne vrednosti). Udeleženec trga ima pri upravljanju svojega portfelja na voljo večje število naložb. Naložbe in njihove relativne uteži v portfelju določa na podlagi svojega odnosa do tveganja.

Vsak portfelj izkazuje nek pričakovani dobiček in stopnjo tveganja, ki sta kombinacija teh dveh parametrov posameznih naložb v portfelju. Pričakovani dobiček portfelja lahko zapišemo kot tehtano povprečje pričakovanih dobičkov posameznih naložb, ki so zastopane v portfelju:

$$\overline{\pi_p} = \sum_{i=1}^n X_i \cdot \overline{\pi_i} \quad (3.5)$$

Tveganje portfelja, če ga prikažemo z varianco, lahko zapišemo kot:

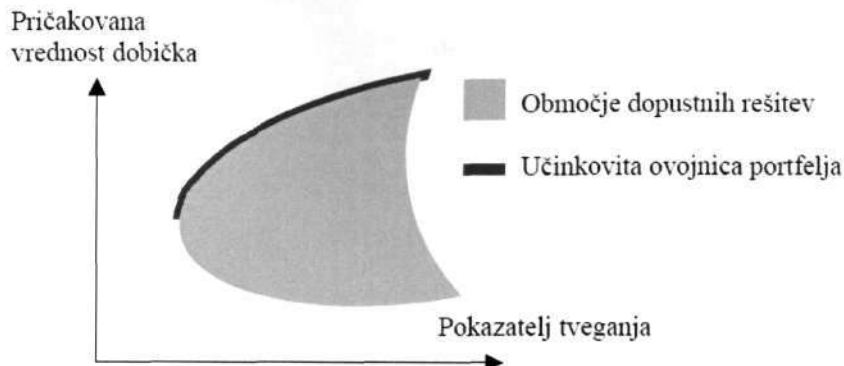
$$\sigma^2(\pi_p) = \sum_{i=1}^n X_i^2 \sigma^2(\pi_i) + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n X_i X_j \sigma_{ij} \quad (3.6)$$

V enačbah 3.5 in 3.6 imajo oznake naslednji pomen:

- $\overline{\pi_p}$... pričakovani dobiček portfelja P,
- X_i vrednostni delež naložbe i v portfelju P,
- $\overline{\pi_i}$ pričakovani dobiček naložbe i v portfelju P,
- σ_{ij} kovariance gibanja dobičkov med naložbama i in j v portfelju P.

Bolj podrobno razlago o vplivu večjega števila naložb na tveganje portfelja lahko bralec najde v (Elton in Gruber, 1995). Velja, da je tveganje dveh naložb, ki nista popolnoma korelirani, manjše od tveganja vsake od obeh posameznih naložb. Z rastjo števila naložb, ki niso popolnoma korelirane, se zmanjšuje tudi tveganje portfelja.

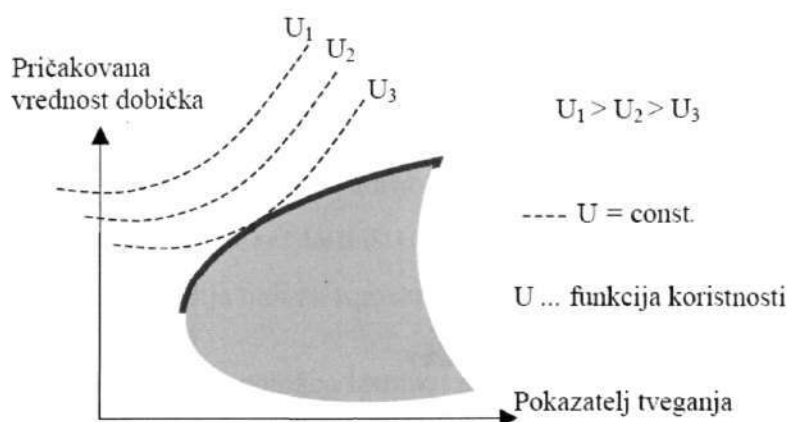
V splošnem se udeleženec trga pri oblikovanju lastnega portfelja sooča z izbiro posameznih naložb in njihovih deležev v portfelju. Različni možni portfelji imajo različne pričakovane dobičke in stopnje tveganja. Vse portfelje, ki jih ima udeleženec trga na voljo, prikazuje modro področje na (Slika 3.6).



Slika 3.6: Učinkovita ovojnica portfelja

Od portfeljev z enakim pričakovanim dobičkom je najbolj privlačen tisti z najnižjim tveganjem. Od portfeljev z enakim tveganjem pa je najbolj privlačen tisti z najvišjim pričakovanim dobičkom. Vsak racionalen investitor se bo torej odločil za portfelj s čim večjim pričakovanim dobičkom in čim nižjim tveganjem. Ti portfelji ležijo na robu območja dopustnih portfeljev, imenujemo pa jih učinkovita ovojnica portfelja.

Izbira optimalnega portfelja iz učinkovite ovojnice portfeljev je odvisna od odnosa obravnavanega udeleženca trga do tveganja. Odnos udeleženca trga do tveganja podaja njegova funkcija koristnosti (indiferenčna krivulja), optimalni portfelj pa določimo kot dotikališče učinkovite ovojnice portfelja in krivulje konstantne vrednosti funkcije koristnosti. Funkcija koristnosti predstavlja kompromis med tveganjem in dobičkom, ki ga je subjekt pripravljen sprejeti. Z njo definiramo, za koliko enot se mora na določenem območju krivulje povečati pričakovani dobiček, da bo za subjekt upravičeno povečanje tveganja za eno enoto.



Slika 3.7: Izbira optimalnega portfelja s funkcijo koristnosti

V splošnem glede na odnos do tveganja razlikujemo tri vrste subjektov (Elton in Gruber, 1995):

1. **Nenaklonjeni tveganju** – tisti subjekti, za katere vrednost enote dobička z rastjo dobička pada.
2. **Nevtralni do tveganja** - tisti subjekti, za katere je vrednost enote dobička enaka ne glede na količino.
3. **Naklonjeni tveganju** – tisti subjekti, za katere vrednost enote dobička z rastjo dobička raste.

Kam sodijo elektroenergetska podjetja? V zadnjem desetletju je sektor v Evropi in ZDA prešel iz reguliranega monopola v tržno okolje. Pred tem procesom so bile cene določene administrativno in/ali dvostransko in ponavadi za daljše obdobje. Z uvedbo trga so se razmere drastično spremenile, saj so bili vsi akterji kar naenkrat izpostavljeni velikim nihanjem cen električne energije. S tem se je tudi njihova izpostavljenost tveganjem močno povečala. Če je prej glavna nevarnost grozila iz naslova izpadov proizvodnih enot, regulatornih in makroekonomskih dejavnikov, se je v novih razmerah tveganje zaradi negotovosti cen zavihtelo na prvo mesto po možnih posledicah za poslovni rezultat družbe.

V prvi fazi prestrukturiranja sektorja so se akterji novih tveganj nedvomno zavedali, vendar pa so bila ta vsaj v javnosti in za investitorje prikazana kot možnost dodatnega zaslužka. S propadom ameriškega podjetja Enron pa se je odnos elektroenergetskih podjetij (in predvsem

investitorjev v ta podjetja) do tveganja močno spremenil. Danes se večina elektroenergetskih podjetij poskuša čim bolj zavarovati pred tveganji, v javnosti pa poudarja svojo minimalno izpostavljenost tveganju, da bi s tem pritegnila investitorje, ki še niso pozabili Enron-ovega šoka. Za večja elektroenergetska podjetja (potomce vertikalno integriranih nacionalnih podjetij iz reguliranega sistema) danes lahko trdimo, da so zelo nenaklonjena tveganju.

4 METODE VREDNOTENJA ELEKTRARN

Že v prvem poglavju smo opisali, da je vrednotenje kateregakoli podjetja mogoče po več metodah, odvisno od tega, kakšni podatki so nam na voljo in čemu bo vrednotenje služilo. Pri vrednotenju elektrarn pa moramo zaradi njihovih obratovalnih značilnosti in posebnosti delovanja trga z električno energijo stopiti še korak naprej. Zaradi teh specifičnosti moramo prilagoditi obstoječe metode vrednotenja, ali jih nadgraditi ter razviti nove.

V tem poglavju bomo opisali postopke vrednotenja elektrarn z vsemi posebnostmi. Najprej bomo opisali osnovno metodo diskontiranih denarnih tokov in posebnosti pri njeni uporabi za vrednotenje elektrarn. Za namen vrednotenja najbolj fleksibilnih tipov elektrarn so analitiki v zadnjih letih razvili metodo vrednotenja na podlagi teorije realnih opcij, ki izkorišča podobnost elektrarne s finančno opcijo in aplicira izsledke vrednotenja te vrste izvedenih finančnih instrumentov na elektrarne. Na koncu bomo predstavili novo metodo vrednotenja na osnovi portfeljske analize, ki upošteva vpliv posamezne elektrarne na vrednost in izpostavljenost tveganju portfelja elektroenergetskega podjetja.

V tem vrstnem redu je potekal in poteka tudi razvoj metod vrednotenja elektrarn. Novejše metode temeljijo na nadgradnji starih metod, zato so posamezne naloge skupne pri enih in drugih. V tem poglavju bomo posamezne naloge pri postopku vrednotenja opisali pri tisti metodi, pri kateri so bile najprej izvajane. Pri opisu novejših metod bomo opisali samo naloge, ki pomenijo izboljšavo ali nov pristop v primerjavi s starimi metodami.

4.1 Ocena diskontiranih denarnih tokov

Kot smo opisali v poglavju 1.3.2, moramo pri vrednotenju po metodi diskontiranih denarnih tokov oceniti denarne tokove, ki jih bo v posameznih obdobjih do konca življenjske dobe oz. do konca lastništva prejel ali plačal lastnik elektrarne. Da bi dobili vrednost elektrarne moramo prihodnje denarne tokove z uporabo ustrezne diskontne stopnje »prevesti« na sedanjo vrednost. Določanje ustrezne diskontne stopnje je strogo ekonomsko vprašanje in presega tematiko te magistrske naloge, zato se bomo posvetili le oceni prihodnjih denarnih tokov elektrarne.

Pozitivni denarni tokovi elektrarne so naslednji:

- **Prihodki elektrarne od prodaje.** V poglavju 2.3 smo pokazali, da lahko prihodke elektrarne na trgu električne energije v grobem delimo na prihodke od prodaje električne energije in prihodke od prodaje sistemskih storitev. V splošnem lahko elektrarna ustvarja tudi druge prihodke, npr. od svetovanja, od opravljanja storitev (npr. izvajanje remontov v drugi elektrarni), turizma itd. Tudi te prihodke moramo pri vrednotenju elektrarne upoštevati, vendar pa jih, ker so povsem različni od elektrarne do elektrarne, v okviru te magistrske naloge ne bomo obravnavali.
- Morebitni **pozitivni učinki**, ki povzročijo prihranke ali zmanjšajo stroške lastniku oz. upravljalcu elektrarne. Sem lahko štejemo npr. učinek črpalne hidroelektrarne, ki kot spodnji bazen uporablja akumulacijski bazen verige hidroelektrarn in s tem omogoča bolj optimalno obratovanje verige ter s tem doseganje višje povprečne prodajne cene ali boljšega izkoristka (Gubina et al., 2003).
- **Kupnina**, ki jo lastnik pridobi ob prodaji elektrarne ali preostala vrednost elektrarne v točki, ko dospe zadnji ocenjen denarni tok. Denarne tokove elektrarne ponavadi ocenimo za končno časovno obdobje, ki je lahko krajše od življenjske dobe elektrarne. Pri tem pri oceni sedanje vrednosti elektrarne ne smemo pozabiti upoštevati preostale vrednosti elektrarne v časovni točki, po kateri denarnih tokov ne ocenjujemo več.

Negativni denarni tokovi so predvsem:

- **Stroški goriva**, kamor spadajo energenti, ki predstavljajo primarni energetski vir elektrarne, kot tudi sekundarni energenti, ki omogočajo delovanje elektrarne (npr. mazut za ogrevanje kotlov ob zagonu termoelektrarne na premog).
- **Tekoči stroški**, ki obsegajo osebne prejemke zaposlenih, zavarovalne premije, stroške vzdrževanja, takse ipd. Ponavadi jih ocenimo kot nek pavšalen znesek, ki lahko z leti narašča, ali pa določen delež osnovne investicije (Gubina et al., 2003; Orel et al., 2002; Miklič, 2004). Tak strošek so tudi koncesnine, ki so ponavadi odvisne od višine proizvodnje elektrarne.
- **Davki od dobička.**
- Pri vrednotenju neto sedanje vrednosti nove investicije je izjemno pomembna pravilna ocena potrebnega **investicijskega zneska** (zaradi diskontiranja imajo pri vrednotenju

največjo utež denarni tokovi, ki so najmanj oddaljeni od časovne točke vrednotenja). Investicijski znesek vsebuje vse potrebne izdatke za nabavo zemljišč, izgradnjo objektov, nabavo in montiranje opreme, odškodnine itd.

Ko določimo vse denarne tokove in diskontno stopnjo, vrednost elektrarne izračunamo po enačbi 2.6.

4.1.1 Ocena pozitivnih denarnih tokov

Prihodke od prodaje sistemskih storitev ocenimo na podlagi obratovalnih lastnosti elektrarne, ki določajo, katere sistemske storitve elektrarna sploh lahko opravlja, ter na podlagi cen, ki jih elektrarna za opravljene sistemske storitve lahko doseže. Ker organiziran trg sistemskih storitev še ni zaživel, tudi cene sistemskih storitev večinoma niso javne, kar predstavlja precejšnjo težavo pri vrednotenju. Tudi na trgu sistemskih storitev v splošnem obstaja konkurenca, zato ugodne obratovalne lastnosti elektrarne še ne pomenijo, da bo dejansko sklenila pogodbo za nudenje sistemskih storitev sistemskemu operaterju. Pri oceni prihodkov od prodaje sistemskih storitev moramo upoštevati tudi dejstvo, da je elektrarna, ki nudi sistemske storitve, omejena pri ustvarjanju prihodkov od prodaje električne energije na trgu. Te prihodke najenostavneje določimo za elektrarne, ki že imajo sklenjeno pogodbo o prodaji sistemskih storitev.

Pozitivne učinke, ki povzročijo prihranke ali zmanjšajo stroške lastniku oz. upravljalcu elektrarne, ocenimo s simulacijo in ovrednotenjem vplivov. V (Gubina et al., 2003) smo avtorji tako optimizirali delovanje soške verige hidroelektrarn z in brez ČHE Avče. Razlika v prihodkih od prodaje električne energije, ki jo proizvede veriga v obeh primerih, predstavlja pozitiven učinek ČHE Avče na verigo hidroelektrarn, kar smo upoštevali pri oceni upravičenosti investicije v ČHE Avče.

Preostalo vrednost elektrarne v točki, ko dospe zadnji ocenjen denarni tok, ocenimo predvsem na podlagi izrabljenosti stavb in opreme ter oceni življenjske dobe elektrarne. Ker je ta denarni tok ponavadi daleč v prihodnosti, je njegov vpliv na sedanjo vrednost elektrarne zaradi učinka diskontiranja manjši, zato ponavadi zadošča približna ocena.

V tržnem okolju je najbolj zapletena ocena prihodkov elektrarne od prodaje električne energije. V pogojih reguliranega elektroenergetskega sistema je bilo to razmeroma enostavno. Cene električne energije, ki jo je elektrarna proizvedla, so bile za celotno ali pa velik del njene

življenjske dobe določene s sporazumi o dolgoročnem odkupu električne energije (*ang. power purchase agreement – PPA*) ali pa z dogovori z državnimi organi. V tržnem okolju pa mora elektrarna sama odločati o svojem obratovalnem režimu. Ker je cilj elektrarne ustvarjanje čim večjega dobička, mora elektrarna obratovati tako, da čim več električne energije proizvede v urah, ko je električna energija najdražja. Pri določanju svojega obratovalnega režima je elektrarna seveda omejena s svojimi tehničnimi značilnostmi.

Za oceno prihodkov od prodaje proizvedene električne energije na trgu si mora analitik odgovoriti na dve glavni vprašanji: kakšne bodo cene električne energije in kakšen bo obratovalni vozni red elektrarne.

4.1.1.1 Napoved cen električne energije

Za oceno prihodkov elektrarne od prodaje proizvedene električne energije moramo za preučevano obdobje najprej izdelati napoved cen električne energije. Potrebna časovna granulacija napovedi cen je odvisna od obratovalnih lastnosti elektrarne (kako hitro lahko elektrarna spreminja nivo proizvodnje) in zasnove trga z električno energijo (ali je možno trgovanje le z dnevnimi produkti, urno energijo ali celo polurnimi produkti). Na večini trgov se z električno energijo trguje do urnega nivoja.

Področje modeliranja in napovedovanja cen je kljub razmeroma kratki zgodovini trga električne energije precej široko. Avtorji v (Skantze in Ilic, 2001; Paravan, 2004) razvrščajo metode v naslednje skupine:

1. **Statistični modeli**, ki za napoved cen električne energije v prihodnosti uporabljajo pretekle cene in različne statistične metode.
2. **Stroškovni modeli**, ki izhajajo iz stroškovnih funkcij proizvajalcev. Ti modeli predpostavljajo, da proizvajalci električno energijo ponujajo po mejnih stroških.
3. **Modeli ekonomskega ravnotežja** napovedujejo cene na podlagi predpostavk o stopnji konkurence in tržni strukturi.
4. **Modeli na podlagi inteligentnih agentov**, kjer računamo ravnotežne cene kot rezultat računalniško simuliranega obnašanja posameznih ekonomskih subjektov, ki jim priredimo specifične funkcije koristnosti in omejitve.

5. **Eksperimentalni modeli**, ki se od modelov iz točke 4. razlikujejo predvsem po tem, da vlogo posameznih tržnih subjektov zaupamo osebam.
6. **Fundamentalni (strukturni) modeli**, ki temeljijo na modeliranju ponudbe in povpraševanja posameznih ekonomskih subjektov, ki jih modeliramo z upoštevanjem njihovih značilnosti in obratovalnih omejitev.

Avtor v (Paravan, 2004) navaja, da so v praksi najpogosteje uporabljani statistični in fundamentalni modeli napovedovanja cen električne energije. Za napovedovanje cene električne energije na slovenskem trgu so avtorji (Golob et al., 2000; Orel et al., 2002; Gubina et al. 2003) večinoma uporabljali fundamentalni model (simulator dnevnega trga električne energije), ki je deloval na osnovi modeliranja porabe, elektrarn in sosednjih sistemov, izdelave njihovih nakupnih in prodajnih ponudb ter izračuna ravnotežnih cen. V (Paravan, 2004) je avtor model nadgradil tako, da omogoča stohastično obravnavo vhodnih parametrov.

Opisana razvrstitev metod za napovedovanje cen električne energije daje nek okvirni pregled nad področjem, vendar se v praksi uporabljajo in razvijajo tudi druge metode. Ob razmahu trgovanja s terminskimi pogodbami v zadnjih letih udeleženci trga na borzah električne energije trgujejo z dobavami električne energije tudi za 6 let vnaprej. Prav cene terminskih pogodb predstavljajo konsenz udeležencev trga o cenovnih gibanjih v prihodnje in jih kot take lahko smatramo za najboljšo napoved cen. Vendar pa ima tudi uporaba cen terminskih pogodb za napoved cen električne energije svoje pomanjkljivosti. Pogodbe s kasnejšim obdobjem dobav so manj likvidne, zato je pravilnost njihovega cenovnega signala vprašljiva. Dolgoročne terminske pogodbe se nanašajo večinoma na letne produkte energije in ne dajejo cenovnih signalov na dnevnem ali celo urnem nivoju. Kot smo že omenili, kotirajo terminske pogodbe le za nekaj let v prihodnost, po tem obdobju pa moramo za modeliranje cen uporabljati druge metode.

Problem pri zapisu cenovnih procesov na podlagi opisanih modelov predstavlja relativno kratka zgodovina trgov električne energije in posledično kratka zbirka historičnih podatkov, na katerih bi modele lahko kalibrirali in preverjali. Poleg tega je trg električne energije sam po sebi dinamična tvorba: spreminjajo se regulatorna pravila, s povečevanjem čezmejnega trgovanja se nacionalni trgi združujejo v regionalne, udeleženci trga se učijo in na podlagi novih znanj prilagajajo trgovalne strategije itd. Posledično se spreminjajo tudi zakonitosti gibanja cen na trgih. Če smo torej nek model napovedi cen umerili in daje dobre rezultate na

nekem časovnem obdobju, ni nobene garancije, da bo tako tudi v naslednjem časovnem obdobju.

4.1.1.2 Optimizacija obratovanja elektrarne

Obratovanje elektrarn v tržnem okolju upravljavci prilagajajo tržnim cenam električne energije. Povedano seveda velja le za tiste elektrarne, katerih proizvodnjo lahko prilagajamo. Jedrske elektrarne ponavadi proizvajajo pasovno energijo, saj variranje njihove proizvodnje preveč poveča količine radioaktivnih odpadkov in zmanjša njihov izkoristek. Proizvodnja vetrnih elektrarn in pretočnih hidroelektrarn je odvisna od naravnih danosti. Za te vrste elektrarn optimizacije njihovega obratovanja ne izvajamo, določitev njihovega voznega reda proizvodnje pa je trivialna (jedrske elektrarne), ali pa jo izvedemo na podlagi analiz verjetnostnih porazdelitev hitrosti vetra (vetrne elektrarne) in naravnih dotokov (pretočne hidroelektrarne).

Da bi elektrarna na trgu od prodaje električne energije dosegla čim večje prihodke, mora čim več obratovati v urah, ko je električna energija najdražja. Kompleksne tehnične in obratovalne omejitve naredijo to na videz preprosto nalogo v zahteven problem, ki ga rešujemo s pomočjo optimizacijskih metod.

Optimizacijski problem pomeni iskanje tistih vrednosti optimizacijskih spremenljivk, pri katerih ciljna (ali kriterijska) funkcija doseže svoj globalni ekstrem, pri tem pa je zadoščeno vsem omejitvenim enačbam in neenačbam. Splošni zapis optimizacijskega problema, pri katerem iščemo minimum ciljne funkcije, je naslednji:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) & \quad \mathbf{x} \in \mathfrak{R}^n \\ g_i(\mathbf{x}) \leq 0 & \quad i \in I = \{1, \dots, m\} \\ h_j(\mathbf{x}) = 0 & \quad j \in J = \{1, \dots, r\} \end{aligned} \quad (4.1)$$

V enačbi 4.1 imajo oznake naslednji pomen:

- \mathbf{x} vektor optimizacijskih spremenljivk,
- $f(\mathbf{x})$ ciljna funkcija,
- $g_i(\mathbf{x})$ omejitvene neenačbe,
- $h_j(\mathbf{x})$ omejitvene enačbe.

Glede na vrsto funkcij f , g_i in h_j razlikujemo več tipov optimizacijskih problemov, ki zahtevajo različne metode reševanja. Omenimo linearne, nelinearne in celoštevilске optimizacijske probleme.

Za reševanje optimizacijskih problemov uporabljamo različne optimizacijske metode, njihova izbira pa je odvisna od tipa optimizacijskega problema, njegove velikosti, želene natančnosti rešitve in zelenega časa reševanja.

Optimizacijo obratovanja elektrarne v tržnem okolju lahko zapišemo kot optimizacijski problem maksimizacije razlike med prihodki in spremenljivimi stroški elektrarne (ali minimizacije nasprotnе vrednosti):

$$\max \left(\sum_{t=1}^T P_{S,t} c_{e,t} - \sum_{t=1}^T VS_t \right) \quad (4.2)$$

V enačbi 4.2 imajo oznake naslednji pomen:

- $P_{S,t}, \dots$ proizvodnja elektrarne oz. njen nakup (negativna vrednost) ali prodaja (pozitivna vrednost) električne energije v časovnem obdobju t ,
 $c_{e,t}, \dots$ cena električne energije na trgu v časovnem obdobju t ,
 VS_t, \dots spremenljivi stroški proizvodnje elektrarne v časovnem obdobju t .

Optimizacijske spremenljivke predstavlja vektor \mathbf{P}_S . Dimenzija vektorja ustreza številu časovnih obdobj, za katere izvajamo optimizacijo. Elementi vektorja so prodaje električne energije na trgu (negativna vrednost predstavlja nakup) v posameznem časovnem obdobju. Ker električne energije elektrarna ne more shranjevati, je prodaja elektrarne v posameznem časovnem obdobju enaka njeni proizvodnji. Zato bomo v nadaljevanju v enačbah, ki podajajo optimizacijske probleme termoelektrarn, uporabljali zapis vektorja \mathbf{P}_{TE} , pri hidroelektrarnah pa \mathbf{P}_{HE} . Zaradi urne granulacije večine evropskih trgov bo časovno obdobje 1 ura.

Pri tem moramo upoštevati obratovalne omejitve posameznih tipov elektrarn in omejitve likvidnosti trga. Pri posameznih tipih elektrarn moramo obratovalnim značilnostim ustrezno dopolniti tudi ciljno funkcijo.

OMEJITEV ZARADI NEPOPOPOLNO LIKVIDNEGA TRGA

Na nelikvidnem trgu v nekaterih primerih ne moremo prodati ali kupiti optimalnih količin električne energije.

$$P_{S \min, t} \leq P_{S, t} \leq P_{S \max, t} \quad (4.3)$$

V enačbi 4.3 imajo oznake naslednji pomen:

$P_{S \min, t}$največji možni nakup električne energije v časovnem obdobju t ,
 $P_{S \max, t}$največja možna prodaja električne energije v časovnem obdobju t .

TERMOELEKTRARNE

Proizvodni proces v termoelektrarnah in njihove obratovalne značilnosti določajo omejitve optimizacijskega problema. Pri nekaterih tipih termoelektrarn niso prisotne vse navedene omejitve oz. jih lahko zanemarimo, če ocenimo, da nimajo večjega vpliva na rešitev optimizacijskega problema. Z istimi enačbami lahko zapišemo tudi omejitve plinskih ali plinsko-parnih elektrarn. V literaturi obstaja več načinov zapisov optimizacijskih problemov obratovanja termoelektrarn. Zapisi se razlikujejo zaradi upoštevanja različnih vrst obratovalnih omejitev in glede na način reševanja optimizacijskega problema. Podajamo zapis po (Tseng in Barz, 1999), kjer avtorja optimizacijski problem rešujeta z rekurzivnim dinamičnim programiranjem.

Enačba 4.4 podaja obratovalno območje elektrarne. Ta omejitev je iz optimizacijskega vidika precej zahtevna zaradi svoje diskretnosti, saj je polog območja med P_{\min} in P_{\max} mogoče tudi mirovanje elektrarne.

$$P_{TE, t} = \{0 \vee (P_{TE \min} \leq P_{TE, t} \leq P_{TE \max})\} \quad (4.4)$$

Termoelektrarne imajo zaradi lastnosti materialov v kotlu, kjer so še posebej problematični hitri raztezki in skrčki zaradi sprememb obremenitve in posledično temperature v kotlu, dodatne obratovalne omejitve. Tako mora v splošnem termoelektrarna, ko jo zaženemo, obratovati nek minimalni čas obratovanja t_{on} . Ko elektrarno zaustavimo, mora mirovati nek minimalni čas zaustavitve t_{off} . Čas do popolne ohladitve kotla po izklopu elektrarne predstavlja t_{cold} .

Zagoni in zaustavitve elektrarne povzročajo dodatne stroške. Pri temperaturnih spremembah prihaja do raztezanja in krčenja materialov v kotlih, kar poveča izrabo materiala in stroške vzdrževanja. Ob zagonu elektrarne moramo kotle najprej ogreti s sekundarnimi energenti (mazut), kar ravno tako povzroča stroške. Tako ob vsakem zagonu nastanejo stroški zagona C_{up} , ob vsaki zaustavitvi pa stroški zaustavitve C_{down} . Stroški zaustavitve so konstantni,

stroški zagona pa so odvisni od tega, koliko časa je minilo od zadnje zaustavitve oz. za koliko se je kotel elektrarne že ohladil. Ciljno funkcijo termoelektrarne tako zapišemo kot:

$$VS_t = H(P_{TE,t}) \cdot c_{g,t} \cdot 1_{\{x_t > 0\}} + C_{up}(x_{t-1}) \cdot u_t(1 - u_{t-1}) + C_{down} \cdot u_{t-1}(1 - u_t) \quad (4.5)$$

$$H(P_{TE,t}) = a_0 + a_1 P_{TE,t} + a_2 P_{TE,t}^2 \quad (4.6)$$

$$C_{up}(x_t) = \left\{ \begin{array}{ll} b_1 \left(1 - e^{-x_t / \tau_{TE}} \right) + b_2, & \text{če } -t^{cold} \leq x_t < -t^{off} \\ b_1 + b_2, & x_t < -t^{cold} \\ 0, & \text{v ostalih primerih} \end{array} \right\} \quad (4.7)$$

Spremenljivka x_t podaja število ur, ko elektrarna obratuje ($x_t > 0$) ali miruje ($x_t < 0$).

$$x_t = \left\{ \begin{array}{ll} \min(t^{on}, x_{t-1} + 1), & \text{če } u_{t-1} = 1 \\ \max(-t^{off}, x_{t-1} - 1), & \text{če } u_{t-1} = 0 \end{array} \right\} \quad (4.8)$$

Spremenljivka u_t prikazuje status obratovanja elektrarne. Če elektrarna obratuje, potem $u_t = 1$. Če je elektrarna v mirovanju, potem $u_t = 0$. Ta spremenljivka ima naslednje omejitve:

$$u_t = \left\{ \begin{array}{ll} 1, & \text{če } 1 \leq x_{t-1} < t^{on} \\ 0, & \text{če } -t^{off} < x_{t-1} \leq -1 \\ 0 \vee 1, & \text{v ostalih primerih} \end{array} \right\} \quad (4.9)$$

V enačbah 4.4 do 4.9 imajo oznake naslednji pomen:

$P_{TE,t}$	moč obratovanja termoelektrarne v uri t ,
$P_{TE\ min}$	minimalna moč obratovanja termoelektrarne,
$P_{TE\ max}$	maksimalna moč obratovanja termoelektrarne,
VS_t	spremenljivi stroški obratovanja elektrarne v uri t ,
$H(P_{TE,t})$	funkcija specifične porabe goriva,
a_0, a_1, a_2	parametri funkcije specifične porabe goriva,
$c_{g,t}$	cena goriva v uri t ,
C_{up}	stroški zagona,
C_{down}	stroški zaustavitve,
b_1, b_2	parametri funkcije stroškov zagona,
u_t	spremenljivka za prikazovanje statusa obratovanja elektrarne v uri t ,
x_t	spremenljivka za prikazovanje števila ur obratovanja elektrarne v uri t ,
t_{on}	minimalni čas obratovanja,
t_{off}	minimalni čas zaustavitve,
t_{cold}	čas do popolne ohladitve kotla.

HIDROELEKTRARNE

Optimizacija obratovanja hidroelektrarn podobno kot pri termoelektrarnah zavisi od obratovalnih značilnosti hidroelektrarne in omejitev, ki jih pri optimizaciji želimo upoštevati. Ker elektrarna nima spremenljivih stroškov je zapis ciljne funkcije v primerjavi z enačbo 4.2 delno poenostavljen. Pri akumulacijskih hidroelektrarnah in optimizacijskih problemih, pri katerih začetna vrednost količine vode v akumulacijskem bazenu ni nujno enaka končni vrednosti, moramo upoštevati še akumulirano vrednost vode v akumulacijskem bazenu (v nasprotnem primeru bi akumulacijski bazen ob koncu optimizacijskega obdobja vedno spraznili).

$$\max \left(\left(\sum_{t=1}^T P_{HE,t} c_{e,t} \right) + V_{Ak.b.,T} \right) \quad (4.10)$$

Optimizacija delovanja hidroelektrarne pomeni optimalni način pretvorbe vodne v električno energijo, ki jo elektrarna potem proda na trgu, tako da s porabljeno potencialno energijo vode doseže maksimalen dobiček. Moč na pragu elektrarne je funkcija pretoka skozi turbine, neto padca in izkoristka.

$$P_{HE,t} = f(Q, H_n, \eta) \quad (4.11)$$

Omejitve, ki jih pri optimizaciji moramo upoštevati so omejitve pretoka skozi turbine in posledično moči elektrarne (spodnjo omejitev včasih predstavlja t.i. biološki minimum), omejitve volumna akumulacijskega bazena in omejitve denivelacije akumulacijskega bazena.

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max} \quad (4.12)$$

$$V_{\min} \leq V_0 + \sum_{t=1}^T I_t - Q_t - Z_t \leq V_{\max} \quad \forall t \in [1 \dots T] \quad (4.13)$$

$$\frac{dh_{zs}}{dt} \leq den_{\max} \quad (4.14)$$

V enačbah 4.10 do 4.14 imajo oznake naslednji pomen:

$P_{HE,t}$	moč obratovanja hidroelektrarne v uri t ,
$c_{e,t}$	cena električne energije v uri t ,
$V_{Ak.b.,T}$	vrednost vode v akumulacijskem bazenu v uri T ,
Q_t	pretok skozi turbine elektrarne v uri t ,

Q_{min}	minimalni pretok skozi turbine elektrarne,
Q_{max}	maksimalni pretok skozi turbine elektrarne,
H_n	neto padec,
μ	izkoristek,
V_{min}	minimalna vrednost prostornine vode v akumulacijskem bazenu,
V_{max}	maksimalna vrednost prostornine vode v akumulacijskem bazenu
I_t	naravni dotok v akumulacijski bazen elektrarne v uri t ,
Z_t	prelivanje v uri t ,
h_{zg}	višina vode v akumulacijskem bazenu,
den_{max}	maksimalna dovoljena denivelacija akumulacijskega bazena.

Reševanje optimizacijskih problemov obratovanja elektrarn predstavlja precej široko in dobro obdelano področje v elektroenergetski veji znanosti. Izbira metode za reševanje opisanih optimizacijskih problemov temelji na vrsti elektrarne (ali elektrarn), kompleksnosti upoštevanih obratovalnih omejitev, dimenziji optimizacijskega problema in želeni natančnosti rešitve. Za podrobnejši pregled metod za reševanje problemov optimizacije obratovanja elektrarn bralcu priporočamo (Gubina, 2004).

4.1.2 Ocena negativnih denarnih tokov

4.1.2.1 Tekoči stroški

Ocena stroškov dela elektrarne temelji na oceni potrebnega števila zaposlenih in njihove zahtevane izobrazbe. Stroški vzdrževanja so odvisni od vrste vgrajene opreme in njene kvalitete. Večina stroškov vzdrževanja nastane v času rednih remontov, ko izvajalci opravijo temeljit pregled elektrarne in zamenjajo obrabljene dele. V zadnjem času prihaja do sprememb pristopa k remontom. Predvsem v reguliranem sistemu so elektrarne remonte izvajale precej konzervativno (ponavadi vsako leto) s stališča zagotavljanja zanesljivosti obratovanja elektrarn. Stroški remontov niso bili ključen parameter pri odločanju o pogostosti remontov, saj jih je pokrivala regulirana cena električne energije. Analiza zanesljivosti obratovanja elektrarn je bila del analize zanesljivosti delovanja elektroenergetskega sistema. Z namenom analiz zanesljivosti obratovanja, na čemur je temeljila odločitev o pogostosti remontov, so se uveljavile različne metode (Gubina, 2004):

1. Izračun nerazpoložljivosti proizvedene moči.
2. Kazalec verjetnosti izgube napajanja porabe LOLP (*ang. Loss Of Load Probability*)
3. Kazalec nedobavljene električne energije ENS (*ang. Energy Not Supplied*).
4. Frekvenca in trajanje izpadov.

V tržnem okolju stroški remonta bremenijo elektrarno, ki jih mora pokriti s prodajo električne energije na trgu. V splošnem lahko trdimo, da je frekvenca remontov elektrarn z uvedbo trga upadla. Upravljalci elektrarn uvajajo nove pristope k remontom, ki se jih še do pred kratkim ni bilo mogoče zamisliti. Najbolj skrajni pristop je »obratuj, dokler se ne pokvari« (ang. *run until it breaks*), pri katerem upravljalca elektrarne remont izvaja samo po okvari postroja.

Bolj pogosti remonts podaljšujejo življenjsko dobo elektrarne, vendar pri posameznih tipih elektrarn (npr. plinsko-parne) tehnologija in izkoristek napredujeta tako hitro, da je bolj donosno zmanjšati število remontov ter z njimi povezanih stroškov na račun krajše življenjske dobe elektrarne, ob njenem preteku pa zgraditi novo elektrarno z modernejšo tehnologijo.

Ocena tekočih stroškov elektrarne za obratujoče elektrarne temelji na historičnih podatkih. Ker so ti stroški ponavadi stalni, ali pa izkazujejo nek časovni cikel (in trend rasti), ne predstavljajo večje težave pri oceni. Pri novih investicijah tekoče stroške ocenimo na podlagi podatkov proizvajalca elektrarne, podatkov iz podobnih elektrarn ali pavšalne ocene (določen odstotek investicije).

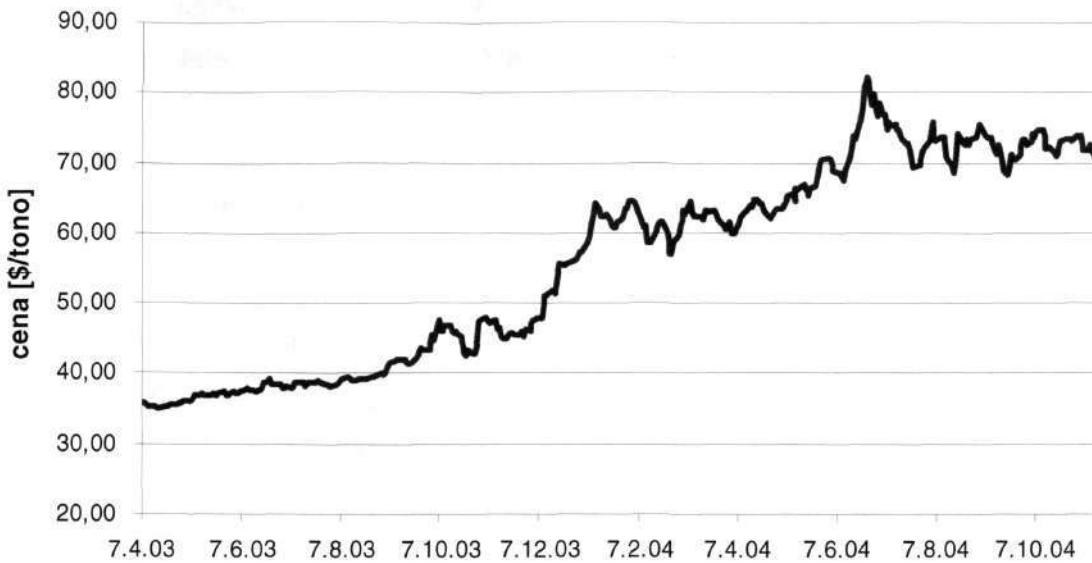
Koncesnine in druge dajatve, povezane z obratovanjem elektrarne, predpiše zakonodajna oblast ali lokalne skupnosti. Sprememba zahtevane višine teh plačil spada med regulatorna tveganja, ki so najtežje obvladljiva.

4.1.2.2 Investicija

Pri odločanju o investiciji v novo elektrarno moramo oceniti zahtevan denarni vložek. Oceno ponavadi poda projektant na podlagi investicijske študije, ki vsebuje podrobno razdelane stroške za vse dele investicije (zemljišča, zgradbe, strojna in elektro oprema, stikališče itd.). Tudi tu so v pomoč podatki že zgrajenih podobnih elektrarn.

4.1.2.3 Goriva

Tudi trg goriv, ki jih elektrarne uporabljajo za proizvodnjo električne energije, se ni mogel ogniti povečani dinamiki tržnih gibanj. Naftni trg je bil že od nekdaj dinamičen, cene pa se oblikujejo na mesečnem nivoju. Cenovna referenca so cene na borzah v New Yorku in Londonu. Vendar pa nafta (mazut) zaradi visoke cene in ekološke vprašljivosti postaja vedno bolj marginalno primarno gorivo v termoelektarnah, uporablja pa se kot sekundarni energent pri zagonih elektrarn za ogrevanje kotlov.



Slika 4.1: Cene premoga na ladji v severnoevropskih pristaniščih, dobava v letu 2005, kurilnost 6000 kCal/kg, Vir:NTE

Premog še vedno drži vlogo glavnega fosilnega energenta pri proizvodnji električne energije. V preteklosti so termoelektrarne premog pridobivale iz bližnjih premogovnikov, o cenah pa sta se premogovnik in elektrarna dogovorila v okviru dolgoročnih pogodb. Vzporedno s procesi globalizacije je tudi pri premogu prišlo do zapiranja dražjih neekonomičnih rudnikov in preoblikovanju vloge cenejših rudnikov v globalne ponudnike premoga. Likvidnost na trgu premoga se je povečala, udeleženci trga pa so oblikovali nekaj referenčnih trgovalnih točk (ARA – Amsterdam, Rotterdam, Antwerp; Richards Bay – Južna Afrika, Vzhodna obala ZDA itd.). Tudi cene premoga so v zadnjih letih precej dinamične (Slika 4.1).

V zadnjih dveh desetletjih zemeljski plin hitro povečuje svoj delež kot primarni energent pri pridobivanju električne energije. Razlogov za to je več:

- Težave pri gradnji elektrarn na druge primarne vire. Ugodne lokacije za hidroelektrarne so v razvitem svetu že izkoriščene. Na ponovno renesanso jedrske energije po černobilski nesreči zaradi nasprotovanja javnosti in lokalnih skupnosti še nekaj časa ne moremo računati. Investicije v jedrske elektrarne so izjemno visoke, poleg tega pa ne poznamo stroškov razgradnje, kar povečuje tveganje investitorja. Premogovne elektrarne so okoljsko sporne zaradi emisij.
- Plin kot gorivo ekološko najmanj obremenjuje okolje od vseh fosilnih goriv. Elektrarna na plin ne potrebuje razžvepljevalne naprave, ima pa tudi najnižje

specifične emisije CO₂ od vseh fosilnih goriv. Ob sprejemu kjotskega protokola in uvedbi evropske trgovalne sheme z emisijami CO₂ se ta lastnost elektrarn na plin odraža tudi v njihovi rentabilnosti.

- Investicija v plinsko parno elektrarno (vrednost investicije / kW) je nižja od investicij v druge elektrarne.

V preteklosti so elektrarne plin kupovale na podlagi dolgoročnih pogodb z dobavitelji. Cena v Evropi je ponavadi temeljila na indeksu cen nafte. Cene plina so v splošnem sledile cenam nafte s 6-9 mesečnim zamikom. Evropska unija želi vzporedno z deregulacijo in liberalizacijo trga električne energije iste procese izpeljati tudi za trg plina. Cilj predstavlja homogen evropski trg z reguliranim dostopom do omrežja. V Veliki Britaniji in na Nizozemskem že razmeroma dobro deluje trg plina z organiziranimi trgi na urni osnovi, vendar pa je pogojen z večjim številom ponudnikov plina iz severnomorskih nahajališč. V ostalem delu Evrope in tudi v Sloveniji so potencialni ponudniki plina redki, do pravega trga pa je še daleč.

Stroške goriva za vrednotenje elektrarne ocenimo na podlagi tega, katero vrsto goriva elektrarna uporablja, koliko ga porabi in po kakšnih cenah ga lahko kupuje. Kot smo pokazali v poglavju 4.1.1.2, je poraba goriva termoelektrarne odvisna od njene specifične porabe in režima obratovanja, ki je rešitev optimizacijskega problema. Izračunana ciljna funkcija predstavlja prihodek elektrarne od prodane električne energije, že zmanjšan za stroške goriva. Cene goriva so odvisne od tega, na kakšen način ga elektrarna kupuje. Če elektrarna npr. premog kupuje od premogovnika po večletni dolgoročni pogodbi, upoštevamo pri vrednotenju cene iz pogodbe. Če elektrarna premog kupuje na globalnem trgu, upoštevamo cene terminskih pogodb in projekcije dolgoročnih cen. Napovedovanje cen goriv je zahtevna in obširna naloga in presega obseg te magistrske naloge. Pri primerih v poglavju 5 bomo predpostavili nespremenljivo ceno goriva.

4.2 Realne opcije

Teorija realnih opcij (Magrabe, 1978) omogoča prenos dognanj na področju vrednotenja finančnih opcij v poslovni svet: pri finančnih opcijah imamo opravka z vrednostnimi papirji, pri realnih opcijah pa z razvojem, gradnjo ali nakupom sredstev (Lenarčič, 2004).

Že v poglavju 3.3.1.1 smo pokazali, da lahko ob determinističnem obravnavanju cen električne energije podcenimo vrednost elektrarne s fleksibilnimi obratovalnimi značilnostmi.

Kot smo opisali v poglavju 3.2, pa so cene električne energije vse prej kot deterministične. Da bi pri vrednotenju elektrarn zajeli stohastično naravo cen električne energije in možnosti, ki jih nudijo nekateri fleksibilni tipi elektrarn, so avtorji (Magrabe, 1978; Tseng in Barz, 1999) razvili metodo vrednotenja elektrarn na podlagi teorije realnih opcij. Po tej metodi negotovi denarni tok elektrarne v posameznem časovnem obdobju zapišemo kot opcijo, njegovo vrednost pa izračunamo z uporabo teorije vrednotenja finančnih opcij, ki je bila v zadnjih letih deležna velike pozornosti strokovnjakov. Da bi prikazali uporabo realnih opcij za vrednotenje elektrarn, bomo najprej opisali finančne opcije in pristope k njihovem vrednotenju, nato pa bomo ta spoznanja aplicirali na vrednotenje elektrarn.

Vrednotenje elektrarne po metodi realnih opcij se od metode diskontiranih denarnih tokov razlikuje pri oceni denarnih tokov iz razlike med prihodki od prodaje proizvedene električne energije in stroški goriva. Ocena ostalih denarnih tokov in izračun vrednosti elektrarne se pri obeh metodah ne razlikujeta.

4.2.1 Finančne opcije

Finančna opcija daje njenemu imetniku pravico, ne pa tudi obveznost, kupiti ali prodati določen vrednostni papir po neki vnaprej določeni ceni v določenem časovnem obdobju. Nakupna opcija (*ang. call option*) daje imetniku pravico nakupa, prodajna opcija (*ang. put option*) pa pravico prodaje nekega vrednostnega papirja. Evropsko opcijo lahko imetnik izvrši na točno določen dan (dan dospetja), medtem ko ameriška opcija imetniku dopušča večjo fleksibilnost. Ameriško opcijo lahko imetnik izvrši v obdobju do dneva zapadlosti.

Parametre, ki določajo posamezno opcijo najlažje opišemo na primeru. Na borzi EUWAX v Stuttgart-u kotira opcija z ISIN oznako AT0000608393. Pet opcij daje imetniku do 17.2.2006 pravico do nakupa ene delnice podjetja Verbund po ceni 140 €/delnico. Ta vnaprej določena cena se imenuje izvršilna cena opcije (*ang. strike/exercise price*). Opcija je nakupna in ameriškega tipa. Delnica podjetja Verbund je temeljni vrednostni papir (*ang. underlying security*) te opcije.

Dne 12.11.2004 je delnica Verbund-a kotirala pri vrednosti 151,4 €, opisana opcija pa je bila vredna 4,23 €. Ker je bila vrednost temeljne delnice višja od izvršilne cene, pravimo, da je opcija v denarju (*ang. in the money*). Če bi bila vrednost delnice pod 140 €, bi bila opcija izven denarja (*ang. out of the money*). Kot bomo pokazali v naslednjem poglavju, je tudi opcija, ki je izven denarja, vredna več od 0.

4.2.2 Vrednotenje opcij

Na dan zapadlosti znaša vrednost nakupne opcije:

$$C_t = \max(S_T - E, 0) \quad (4.15)$$

V enačbi 4.15 imajo oznake naslednji pomen:

C_T	vrednost nakupne opcije na dan zapadlosti T .
S_T	vrednost temeljnega vrednostnega papirja na dan zapadlosti T .
E	izvršilna cena opcije.

Koliko pa je ta delnica vredna pred zapadlostjo? Vrednotenje opcij temelji na principu arbitraže. Dva portfelja, ki prinašata enako verjetnostno porazdelitev donosov, morata imeti enako ceno. Če temu ne bi bilo zadoščeno, bi udeleženci trga lahko prodali dražji portfelj in kupili cenejši portfelj. Z opisano arbitražo bi ustvarili netvegani dobiček, nakupi in prodaje pa bi delovali v smeri izenačitve cen obeh portfeljev. Takšna možnost na likvidnih trgih z racionalnimi udeleženci ne obstaja.

V primeru vrednotenja opcij z arbitražno teorijo sta portfelja:

1. opcija,
2. kombinacija temeljnega vrednostnega papirja in obveznice z netvegano obrestno mero, ki prinaša enako verjetnostno porazdelitev donosa kot opcija.

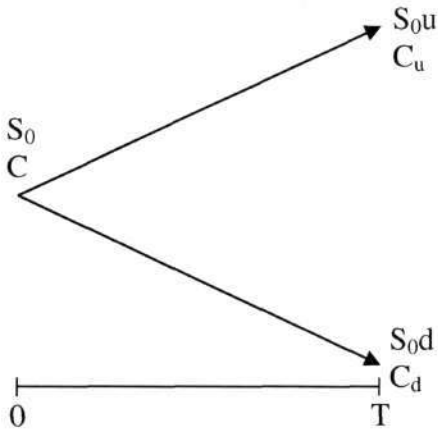
V ekonomski teoriji sta se oblikovala dva modela vrednotenja evropskih opcij (modeli za vrednotenje ameriških opcij so izpeljanke modelov za vrednotenje evropskih opcij) in sicer binomski ter Black-Scholes-ov model. Modela so avtorji izpeljali za vrednotenje nakupnih in prodajnih opcij. Ker je za modeliranje elektrarn kot finančnih inštrumentov primerna le nakupna opcija, bomo v magistrski nalogi opisali oba modela vrednotenja le za to vrsto opcije. Zaradi zahtevnosti in obširnosti izpeljav bomo pokazali le osnovne principe obeh modelov in končne izpeljave enačb vrednotenja. Več o teoriji vrednotenja opcij si lahko bralec prebere v (Hull, 2000).

Pri izpeljavi vrednosti opcij so avtorji predpostavili kontinuirani način obrestovanja. Zapis diskontiranih denarnih tokov tako ustreza enačbi 2.5 (Hull, 2000; Elton in Gruber, 1995).

4.2.2.1 Binomski model vrednotenja opcij

Model temelji na vrednotenju možnih izidov posameznih scenarijev gibanja cen temeljnega vrednostnega papirja in nanjo vezane nakupne opcije.

Predpostavimo, da obstaja v času $t = 0$ temeljni vrednostni papir s ceno S_0 in evropska nakupna opcija na ta papir, ki zapade v času T . Temeljni vrednostni papir lahko v času $t = T$ zavzame dve ceni: S_{0u} ali S_{0d} ($u > 1$, $d < 1$). Zanima nas vrednost opisane opcije C v času $t = 0$.



Slika 4.2: Možnost gibanja cene vrednostnega papirja (definicija binomskega modela)

Izpeljava vrednosti nakupne opcije na podlagi principa arbitraže poda:

$$C = e^{-rT} (pC_u + (1-p)C_d) \quad (4.16)$$

$$p = \frac{e^{rT} - d}{u - d}$$

V enačbi 4.15 imajo oznake naslednji pomen:

C	sedanja vrednost nakupne opcije,
C_u	vrednost nakupne opcije ob zapadlosti v primeru rasti cene temeljnega vrednostnega papirja,
C_d	vrednost nakupne opcije ob zapadlosti v primeru padca cene temeljnega vrednostnega papirja,
r	letna netvegana obrestna mera,
u	faktor vrednosti temeljnega vrednostnega papirja v primeru rasti,
d	faktor vrednosti temeljnega vrednostnega papirja v primeru padca.

Ob predpostavki učinkovitega trga, ki ne dovoljuje arbitražnih priložnosti in nevtralnem odnosu udeležencev trga do tveganja, predstavlja p verjetnost višje cene temeljnega vrednostnega papirja v času $t = T$. Vrednost opcije v enačbi 4.16 lahko interpretiramo kot diskontirano tehtano povprečje pričakovanih vrednosti opcije ob njeni zapadlosti, ponderje pa predstavljajo verjetnosti nastopa posameznih stanj (vrednosti temeljnega vrednostnega

papirja). To ugotovitev lahko iz primera z dvema možnima stanjema razširimo na katerokoli število možnih stanj (Hull, 2000).

4.2.2.2 Black-Scholes-ov model vrednotenja opcij

Model so v 70tih letih razvili Fischer Black, Myron Scholes in Robert Merton. Zadnja dva sta za svoje delo pri razvoju teorije vrednotenja izvedenih finančnih inštrumenot leta 1997 prejela Nobelovo nagrado za ekonomijo. Black-Scholes-ov model je danes najpogostejše uporabljan model vrednotenja opcij, njegova največja prednost pa je kljub zahtevni izpeljavi modela relativna enostavnost izračuna rezultatov.

Da lahko vrednost nakupne opcije izračunamo z Black-Scholes-evim modelom, mora gibanje cene temeljnega vrednostnega papirja ustrezati Brown-ovem geometričnem gibanju (*ang. Geometrical Brownian Motion - GBM*). Značilnosti GBM so:

- Gibanje je Markov proces, ki je posebna vrsta stohastičnih procesov. Pri Markov-em procesu je prihodnost gibanja vrednosti napovedovane spremenljivke odvisna le od njene trenutne vrednosti. Pretekle vrednosti spremenljivke niso relevantne za napovedovanje njenih prihodnjih vrednosti.
- Gibanje ustreza zakonitostim razširjenega Wiener-jevega procesa. Wiener-jev proces je podvrsta Markov-ega procesa, pri katerem sprememba vrednosti spremenljivke med dvema časovnima obdobjema zavzema normalno verjetnostno porazdelitev z matematičnim upanjem 0 in varianco $1/t$. Razširjeni Wiener-jev proces izkazuje konstantno drsenje.
- Meri drsenja in variance se lahko s časom deterministično spreminjata. V tem primeru govorimo o Ito-vem procesu kot podvrsti Wiener-jevega procesa.

Gibanje cene temeljnega vrednostnega papirja, na katerega se nanaša opcija, kot GBM zapišemo:

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dz \quad (4.17)$$

Ali za diskretne vrednosti

$$\frac{\Delta S}{S} = \mu \Delta t + \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (4.18)$$

V enačbah 4.17 in 4.18 imajo oznake naslednji pomen:

- S cena temeljnega vrednostnega papirja,
 μ mera drsenja,
 σ standardni odklon donosnosti,
 ε naključna spremenljivka z normalno porazdelitvijo s pričakovano vrednostjo 0 in varianco 1/ t .

Če cena temeljnega vrednostnega papirja ustreza GBM, je donosnost temeljnega vrednostnega papirja v kratkem časovnem intervalu verjetnostna spremenljivka normalne porazdelitve, donosnosti v dveh različnih časovnih intervalih pa sta neodvisni. Standardni odklon donosnosti temeljnega vrednostnega papirja imenujemo tudi nihajnost ali volatilitnost (*ang. volatility*). Mera drsenja predstavlja zahtevan donos ali diskontno stopnjo temeljnega vrednostnega papirja, ki je v pogojih učinkovitega trga in nevtralnosti udeležencev trga do tveganja enak netvegani obrestni meri. Gibanje cen vrednostnih papirjev na učinkovitem trgu v splošnem ustreza GBM (Hull, 2000).

Če lahko gibanje cene temeljnega vrednostnega papirja zapišemo kot GBM, podaja Black-Scholes-ov model vrednotenja opcij vrednost nakupne opcije kot:

$$C = S_0 N(d_1) - \frac{E}{e^{rt}} N(d_2)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{E}\right) + \left(r + \frac{1}{2}\sigma^2\right)T}{\sigma\sqrt{t}} \quad (4.19)$$

$$d_2 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{E}\right) + \left(r - \frac{1}{2}\sigma^2\right)T}{\sigma\sqrt{t}} = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

V enačbi 4.19 imajo oznake naslednji pomen:

- r letna netvegana obrestna mera,
 C vrednost nakupne opcije,
 S_0 tržna cena temeljnega vrednostnega papirja,
 E izvršilna cena opcije,
 T čas do zapadlosti opcije,
 $N(d)$... kumulativna verjetnost normalne porazdelitve od $-\infty$ do neskončno (verjetnost, da normalna spremenljivka zavzame vrednost, nižjo od d),
 σ standardni odklon donosnosti, nihajnost.

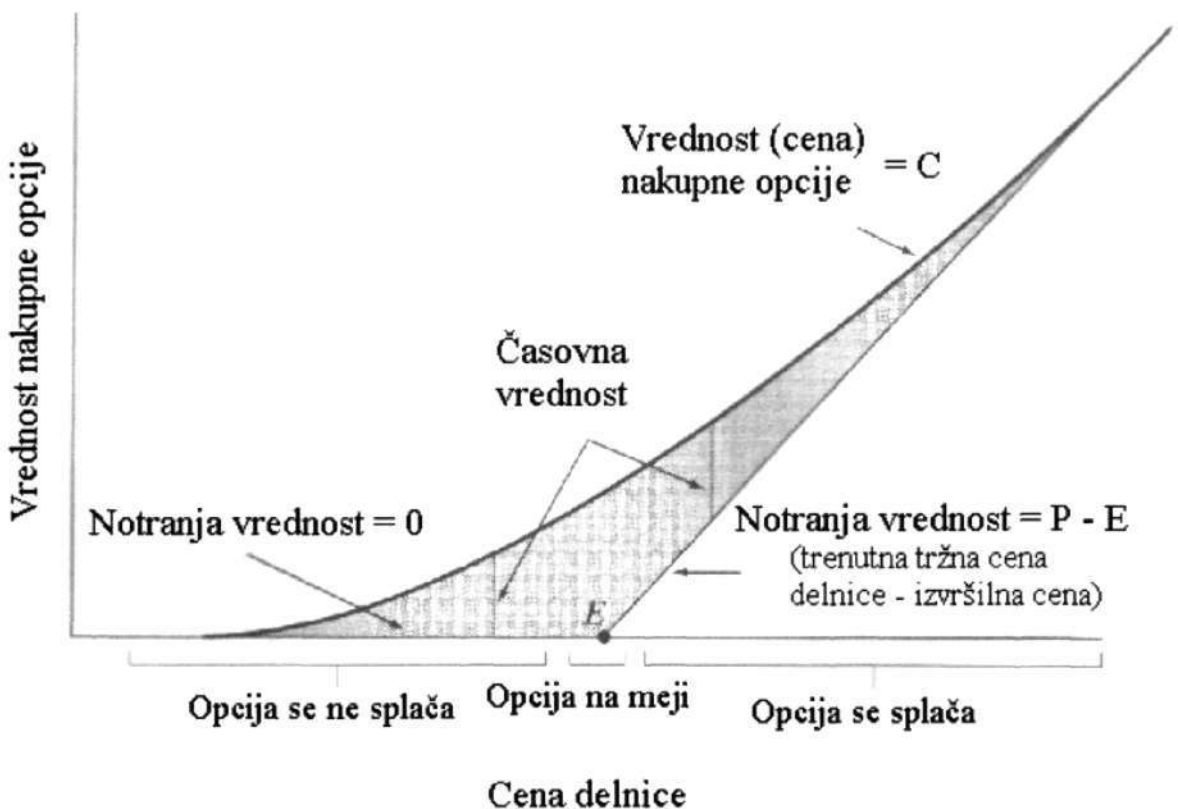
Vidimo, da je kljub zahtevni izpeljavi izračun vrednosti nakupne opcije razmeroma enostaven. Tržna cena temeljnega vrednostnega papirja, izvršilna cena ter čas do zapadlosti

opcije so znani, netvegana obrestna mera je enostavno določljiva, nihajnost temeljnega vrednostnega papirja pa izračunamo iz preteklih vrednosti gibanja cene.

4.2.2.3 Komponente vrednosti opcije

Ker opcija imetniku prinaša le pravice, ne pa obveznosti, je njena najnižja možna vrednost enaka 0. Če je trenutna tržna cena temeljnega vrednostnega papirja pod izvršilno ceno, je opcija izven denarja, ne pa tudi brez vrednosti. Kljub temu, da izvršitev takšne opcije danes ne bi imetniku prinesla nič, pa obstaja verjetnost, da se bo v prihodnosti tržna cena temeljnega vrednostnega papirja tako spremenila, da bo opcija v denarju.

Vrednost opcije je tako sestavljena iz dveh komponent. Prvo imenujemo notranja vrednost (*ang. intrinsic value*), odvisna pa je od razlike med trenutno tržno ceno temeljnega vrednostnega papirja in izvršilno ceno opcije. Toliko denarja bi imetnik opcije pridobil, če bi opcijo takoj izvršil in prodal (kupil) temeljni vrednostni papir po tržni ceni. Notranja vrednost opcij, ki so brez denarja, je enaka 0.



Slika 4.3: Notranja in časovna vrednost opcije (Lenarčič, 2004)

Slika 4.3 prikazuje komponente vrednosti opcije v odvisnosti od tržne cene temeljnega vrednostnega papirja.

Razliko med vrednostjo opcije in notranjo vrednostjo opcije predstavlja časovna vrednost opcije. Ta vrednost izhaja iz dejstva, da se lahko do dneva zapadlosti opcije tržna cena temeljnega vrednostnega papirja tako spremeni, da bo imetnik opcije še povečal svoj zaslužek ob izvršitvi opcije. Na dan dospelja opcije je časovna vrednost opcije enaka 0, pred tem pa je vedno pozitivna, saj ne glede na to, kako nizka je trenutna tržna cena temeljnega vrednostnega papirja, obstaja verjetnost, da se bo ta tako spremenila, da bo imetniku opcije povečala zaslužek (Lenarčič, 2004).

4.2.3 Aplikacija teorije opcij pri vrednotenju elektrarn

Razvoju teorije finančnih opcij je sledila aplikacija teh spoznanj na primere, ki namesto temeljnih vrednostnih papirjev vsebujejo temeljna fizična sredstva. Tako je nastala teorija realnih opcij. Ena izmed možnih aplikacij teorije realnih opcij je tudi ocenjevanje vrednosti elektrarn.

Pokažimo analogijo med prodajno opcijo in elektrarno na preprostem primeru optimizacijskega problema plinske elektrarne. Splošno ciljno funkcijo optimizacijskega problema predstavlja enačba 4.2. Spremenljivi stroški elektrarne so odvisni od višine proizvodnje. Predpostavimo, da so spremenljivi stroški elektrarne le stroški goriva – zemeljskega plina, ki ga elektrarna kupuje na trgu na urnem nivoju. Proizvedeno električno energijo elektrarna prav tako proda na urnem nivoju na trgu električne energije.

Predpostavimo, da elektrarna nima obratovalnih omejitev, kot so minimalni čas zagona, minimalni čas mirovanja in tehnični minimum in zanemarimo stroške zagona in zaustavitve. V tem primeru ima lastnik vsako uro možnost, da z elektrarno obratuje ali miruje. Rešitev optimizacijskega problema obratovanja elektrarne je preprosta:

$$\begin{aligned} P_{PE,t} &= P_{PE \max} && ;\text{če } c_{e,t} > VS_t \\ P_{PE,t} &= 0 && ;\text{če } c_{e,t} \leq VS_t \end{aligned} \quad (4.20)$$

Če enačbo 4.20 zapišemo z upoštevanjem cene goriva in konstantne specifične porabe goriva elektrarne, dobimo:

$$\begin{aligned}
 P_{PE,t} &= P_{PE\max} && ;\text{če } c_{e,t} > H \cdot c_{g,t} \\
 P_{PE,t} &= 0 && ;\text{če } c_{e,t} \leq H \cdot c_{g,t}
 \end{aligned}
 \tag{4.21}$$

Če je razlika med prodajno ceno električne energije in stroški goriva pozitivna, naj elektrarna obratuje na polni moči. V nasprotnem primeru naj elektrarna ne obratuje. Pridonos k vrednosti elektrarne, ki ga upravljalec take elektrarne ustvari v 1 uri znaša:

$$\pi_t = C_t = P_{PE\max} \cdot \max(c_{e,t} - H \cdot c_{g,t}, 0)
 \tag{4.22}$$

V enačbah 4.20 do 4.22 imajo oznake naslednji pomen:

$P_{PE,t}$	proizvodnja plinske elektrarne v uri t ,
$P_{PE\max}$	maksimalna proizvodnja plinske elektrarne,
$c_{e,t}$	cena električne energije v uri t ,
VS_t	spremenljivi stroški elektrarne v uri t ,
H	funkcija specifične porabe goriva,
$c_{g,t}$	cena goriva v uri t ,
π_t	pridonos k vrednosti elektrarne v uri t ,
C_t	Vrednost realne opcije obratovanja elektrarne v uri t .

Enačba 4.22 je podobna enačbi 4.15, ki podaja vrednost nakupne evropske opcije ob zapadlosti. Na podlagi podobnosti zapisa enačb lahko trdimo, da vsaka ura, ko imamo v upravljanju elektrarno, predstavlja ti. realno opcijo. Spremenljivi strošek ustreza izvršilni ceni opcije. Realna opcija je nakupna in evropskega tipa, saj se lahko izvrši le v določeni uri. Cena električne energije na trgu ustreza ceni temeljnega vrednostnega papirja. Tabela 4.1 prikazuje analogijo med realno opcijo elektrarne in predstavljeno finančno opcijo na delnico Verbund-a.

Tabela 4.1: Finančna in realna opcija

	Opcija na delnico podjetja Verbund	Realna opcija – 1 ura obratovanja plinske elektrarne
Izvršilna cena	140 €	Spremenljivi stroški proizvodnje v uri t
Cena temeljnega sredstva	Tržna cena delnice Verbund	Cena električne energije v uri t
Volatilitnost	Volatilitnost tržnih cen delnice Verbund	Nihajnost cen električne energije, dobavljene v uri t

Opisano realno opcijo imenujemo »spark spread« opcija. Z uporabo modelov za vrednotenje finančnih opcij lahko izračunamo vrednost opisane realne opcije, ki podaja razliko med prihodki od prodaje proizvedene električne energije elektrarne in stroški goriva v uri t .

Denarni tok v obravnavanem obdobju iz razlike med prihodki od prodaje proizvedene električne energije elektrarne in stroški goriva izračunamo kot:

$$D_{\text{prodaja\&gorivo},t} = \sum_{t=1}^n C_t \quad (4.23)$$

V enačbi 4.23 imajo oznake naslednji pomen:

$D_{\text{prodaja\&gorivo}}$ neto denarni tok iz naslova prodaje električne energije in stroškov goriva,
 C_t vrednost realne opcije obratovanja elektrarne v uri t ,
 nštevilo ur v obdobju vrednotenja.

Vse ostale denarne tokove elektrarne, ki smo jih opisali v poglavju 3.3, določimo na enak način kot pri metodi diskontiranih denarnih tokov. Denarne tokove vstavimo v enačbo 2.6 in izračunamo vrednost elektrarne.

Pri primerjavi rezultatov vrednotenja elektrarne po metodi diskontiranih denarnih tokov in realnih opcij moramo paziti na diskontiranje denarnih tokov znotraj obravnavanega obdobja (leta). Enačba 2.6 za izračun vrednosti elektrarne predpostavlja, da denarni tokovi v posameznem letu dospejo konec leta. Modela vrednotenja realnih opcij pa predpostavljata kontinuirano obrestovanje denarnih tokov od trenutka njihovega nastanka. Za primerjavo rezultatov vrednotenja moramo rezultate po obeh metodah dobiti na podlagi enakih predpostavk. Da tudi pri vrednotenju realnih opcij ne bi upoštevali točnega časa nastanka posameznega denarnega toka in kontinuiranega obrestovanja znotraj leta, moramo diskontno stopnjo r v enačbah 4.16 in 4.19 postaviti na 0. Tako dobimo nediskontirane vrednosti realnih opcij posameznih ur obratovanja elektrarne. Te za posamezno leto seštejemo in vstavimo v enačbo 2.6, kar naredi rezultate izračuna primerljive rezultatom metode diskontiranih denarnih tokov. V naslednjih dveh poglavjih bomo predstavili vrednotenje elektrarn po Black-Scholes-ovem in binomskem modelu. Pri zapisih enačb bomo ohranjali faktor kontinuiranega obrestovanja e^{-rt} , da ne bi izgubili na splošnosti zapisa.

4.2.3.1 Vrednotenje elektrarn po Black-Scholes-ovem modelu

Prednosti vrednotenja elektrarn po Black-Scholes-ovem modelu izhajajo iz njegove enostavnosti. Vrednost spread opcije, katere dobiček ob zapadlosti lahko zapišemo z enačbo 4.22, podaja enačba (Eydeland in Wolyneec, 2003; Magrabe, 1978; Hlouskova et al., 2002)

$$C_t = e^{-rt} (c_{e,t} N(d_1) - H c_{g,t} N(d_2))$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{c_{e,t}}{H c_{g,t}}\right) + \sigma^2 \frac{t}{2}}{\sigma \sqrt{t}} \quad (4.24)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{t}$$

$$\sigma^2 = \sigma_e^2 - 2\rho\sigma_e\sigma_g + \sigma_g^2$$

kjer so

$c_{e,t}$	cena električne energije v uri t ,
$c_{g,t}$	cena goriva v uri t ,
r	letna netvegana obrestna mera,
C_t	vrednost realne opcije obratovanja elektrarne v uri t ,
$N(d)$...	kumulativna verjetnost normalne porazdelitve od $-\infty$ do neskončno (verjetnost, da normalna spremenljivka zavzame vrednost, nižjo od d),
ρ	korelacijski koeficient med cenami goriva in cenami električne energije,
σ_e	standardni odklon, nihajnost cen električne energije,
σ_g	standardni odklon, nihajnost cen goriva.

Opisana metoda vrednotenja elektrarne kot vsote vrednosti »spark spread« opcij omogoča relativno hitre analitične izračune. Black-Scholes-ov model vrednotenja opcij danes predstavlja standardni model vrednotenja opcij na vrednostne papirje (Eydeland in Wolyniec, 2003) in je kot tak izredno dobro obdelan iz akademskega stališča, dobro pa ga poznajo tudi analitiki finančne stroke. Kot orodje za vrednotenje elektrarn pa ima dve glavni pomanjkljivosti:

1. Da bi lahko uporabili Black-Scholes-ov model vrednotenja »spark spread« opcij, moramo cene električne energije in goriva zapisati kot geometrično Brown-ovo gibanje (glej poglavje 4.2.2). Na podlagi analiz avtorji (Eydeland in Wolyniec, 2003) trdijo, da gibanje urnih cen električne energije ne ustreza GBM. Glavni vzrok za drugačen proces gibanja cen električne energije od cen vrednostnih papirjev predstavlja nezmožnost skladiščenja električne energije. Z GBM procesom tudi ne moremo opisati nenadnih cenovnih špic (*ang. price spikes*), ki smo jim priča na trgu električne energije, ali zapisa značilnosti verjetne porazdelitve cen električne energije, ki jo imenujemo debeli rep (*ang. fat tail*).

Obstajajo pristopi za odpravo opisane pomanjkljivosti. Proces gibanja cen služi kot podlaga za izračun nihajnosti v enačbi 4.24. Če »spark spread« opcije kotirajo na organiziranem trgu, lahko iz tržnih cen izračunamo implicirane nihajnosti (*ang. implied volatility*), ki ponazarjajo tržno soglasje o njihovi vrednosti za pričakovano

gibanje cen električne energije (ki ni nujno GBM). Za izračun vrednosti opcij nam tako ni potrebno analizirati cenovnega procesa, ampak uporabljamo tržno podane podatke o (pričakovani) nihajnosti.

Proces gibanja cen električne energije lahko zapišemo na drugačen način kot proces urnih cen. V (Eydeland in Wolyniec, 2003; Bjerksund, 2000) avtorji navajajo, da cene produktov na dolgoročnem trgu (mesečna, četrletna ali letna pasovna ali trapezna dobava) ustrezajo GBM. V tem primeru moramo cenovni proces zapisati za produkt s točno določeno dobavo (npr. dobava pasovne energije v marcu 2005).

2. Metoda ne upošteva tehničnih omejitev elektrarne ter stroškov, povezanih z dinamičnim obratovalnim režimom (stroški zagona, zaustavitve).

Omejitev minimalnega časa obratovanja lahko v model delno vključimo s povečanjem časovne resolucije modela. Če je npr. minimalni čas obratovanja elektrarne enak 12 ur, temu prilagodimo obdobje, na katerega se nanaša ena opcija ter namesto za urne cene zapišemo cenovni proces za cene trapezne in nočne energije.

Pomanjkljivost Black-Scholes-ovega modela, ki se ji ne moremo izogniti in ki najbolj onemogoča uporabo tega modela za vrednotenje elektrarn pa je ta, da stroškov zagona in zaustavitve elektrarne ne moremo ovrednotiti in upoštevati pri oceni vrednosti elektrarne, saj ta metoda ne vključuje določanja obratovalnega režima elektrarne. Tako tudi ne moremo oceniti optimalnega števila zagonov in zaustavitev elektrarne.

Vrednotenje elektrarn po Black-Scholes-ovem modelu v primerih, da se ne moremo izogniti v točkah 1. in 2. opisanim pomanjkljivostim, ne podaja povsem realne slike vrednosti elektrarne. Predvsem neupoštevanje obratovalnih značilnosti elektrarne in stroškov, povezanih z dinamičnim obratovalnim režimom, v večini primerov popači sliko elektrarne, tako da so s tem modelom pridobljeni rezultati (razen v posameznih primerih, ko pomanjkljivosti pod točkama 1. in 2. bistveno ne vplivajo na rezultat) le omejeno uporabni.

4.2.3.2 Vrednotenje elektrarn po binomskem modelu

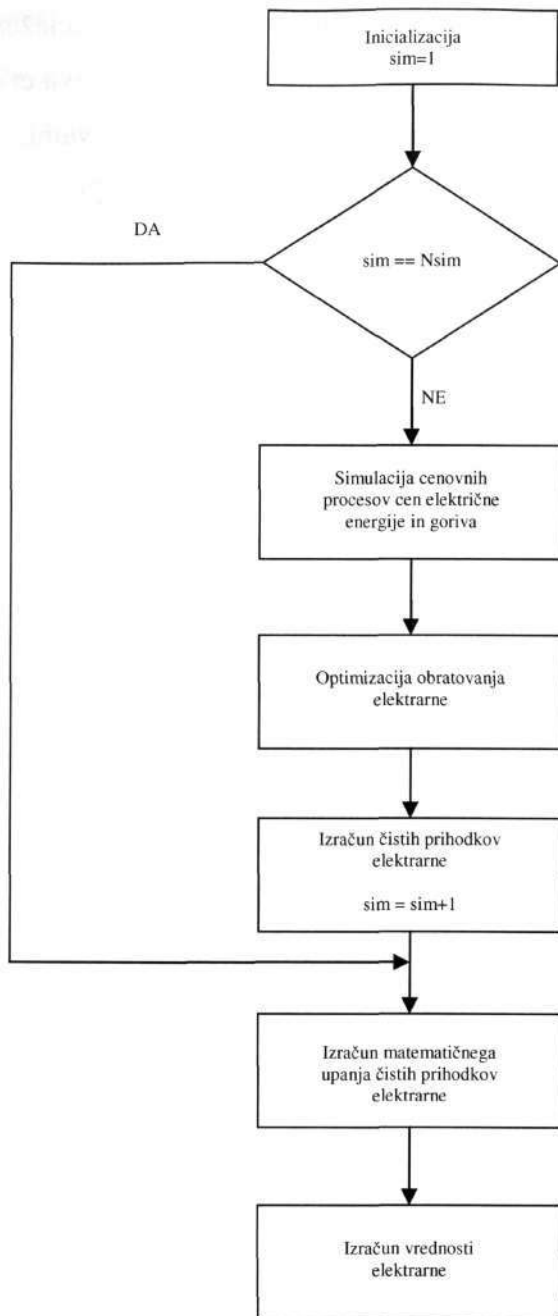
V prejšnjem poglavju smo pokazali, da je vrednotenje elektrarn po Black-Scholes-ovem modelu računsko relativno enostavno, ne omogoča pa popolne vključitve obratovalnih omejitev elektrarne v izračun. Binomski model je s tega vidika precej bolj fleksibilen, njegova

pomanjkljivost pa je velika računska zahtevnost. Poleg tega binomski model omogoča poljuben zapis stohastičnega procesa cen električne energije. Zapis procesa cen električne energije lahko izberemo med možnostmi, ki smo jih predstavili v poglavju 4.1.1.1 tako, da zapis kar najbolj ustreza specifičnemu trgu električne energije, na katerem elektrarna deluje.

V poglavju 4.2.2.1 smo pokazali, da lahko vrednost opcije v enačbi 4.16 interpretiramo kot diskontirano tehtano povprečje pričakovanih donosov opcije ob njeni zapadlosti, ponderje pa predstavljajo verjetnosti nastopa posameznih stanj (vrednosti temeljnega vrednostnega papirja). Enostaven primer takšnega vrednotenja smo pokazali s preprostim primerom v poglavju 3.3.1.1.

Vrednotenje elektrarn po binomskem modelu temelji na Monte Carlo simulaciji stanj okolja, v katerem elektrarna obratuje (potek cen električne energije in goriva) in optimizaciji obratovanja elektrarne za vsako od teh stanj (Slika 4.4).

Vhodni parameter predstavljajo stohastični zapisi procesov cen električne energije in goriva, ki naj kar najbolj ustrezajo dejanskim razmeram na trgu. V vsaki iteraciji Monte Carlo simulacije na podlagi zapisov procesov in njihovih verjetnostnih porazdelitev izračunamo cenovni krivulji električne energije in goriva. Nato rešimo optimizacijski problem obratovanja elektrarne (enačba 4.2) in tako dobimo njen obratovalni režim (optimizacijske spremenljivke) in denarni tok, ki predstavlja razliko med prihodki od prodaje proizvedene električne energije elektrarne in stroški goriva (vrednost ciljne funkcije). Po večjem številu iteracij dobimo verjetnostno porazdelitev tega denarnega toka. Pričakovana vrednost (tehtano povprečje) tega denarnega toka ustreza rešitvi enačbe 4.16 in jo nato uporabimo za izračun sedanje vrednosti elektrarne.



Slika 4.4: Postopek izračuna vrednosti elektrarne po metodi realnih opcij z uporabo binomskega modela

Metoda vrednotenja elektrarn po binomskem modelu ima še eno veliko prednost pred ostalimi metodami. Z uporabo metode diskontiranih denarnih tokov ali Black-Scholes-ovo metodo dobimo kot rezultat le vrednost elektrarne. Na podlagi Monte Carlo simulacije pa dobimo verjetnostno porazdelitev vrednosti (nakupne opcije ali elektrarne, če jo modeliramo kot serijo nakupnih opcij). Kot smo pokazali v poglavju 3.4, je vhodni parameter pri ekonomskih odločitvah subjektov poleg pričakovanega donosa tudi mera tveganja, ki pa izhaja iz verjetnostne porazdelitve donosov.

Binomski model vrednotenja elektrarn je bil v zadnjih nekaj letih deležen precejšnje pozornosti v akademski literaturi. Avtorji v (Tseng in Barz, 1999; Hlouskova et al., 2002) so razvili metode za vrednotenje elektrarn z naslednjimi obratovalnimi omejitvami:

- minimalni čas obratovanja, minimalni čas zaustavitve,
- minimalna moč obratovanja ($P_{TEmin} \neq 0$),
- čas zagona, čas zaustavitve,
- stroški zagona, stroški zaustavitve.

Kot optimizacijsko metodo so avtorji uporabili stohastično dinamično programiranje. Metoda sicer upošteva vse relevantne omejitve prilagajanja obratovanja termo ali plinske elektrarne, vendar pa je računsko zahtevna. Avtorji v člankih po tej metodi ocenjujejo vrednost elektrarne največ za dva dneva obratovanja, kar je za ustvarjanje slike o vrednosti elektrarne občutno premalo.

V (Eydeland in Wolyniec, 2003) avtor poda več pristopov k vrednotenju na podlagi binomskega modela, pri čemur se osredotoča predvsem k hitrosti optimizacijskih algoritmov, da bi tako pridobili na praktični uporabnosti metode. Poleg stohastičnega dinamičnega programiranja tako avtor kot možne optimizacijske metode med drugim podaja Lagrange-ovo relaksacijo, heuristične algoritme in mešano celoštevilsko programiranje.

4.3 Portfeljsko vrednotenje

V prejšnjih poglavjih smo opisali metode vrednotenja elektrarne, ki elektrarno smatrajo kot samostojen objekt brez vpliva na ostale denarne tokove lastnika. V katerih primerih ta predpostavka drži?

Z v prejšnjih poglavjih predstavljenimi metodami lahko ocenimo vrednost elektrarne z vidika investitorja, ki šele vstopa v elektroenergetski sektor in trg električne energije. Vendar pa je takšnih investitorjev malo, zato so tudi vrednotenja na takšnih osnovah redka. Veliko večino elektrarn posedujejo in z njimi upravljajo večja elektroenergetska podjetja s kompleksnim proizvodnim parkom, ki je sestavljen iz večjega števila elektrarn različnih tipov. Kako torej ocenimo elektrarno z vidika elektroenergetskega podjetja, ki že upravlja nek proizvodni park? Ali lahko elektrarno vrednotimo neodvisno od preostalega dela elektroenergetskega portfelja?

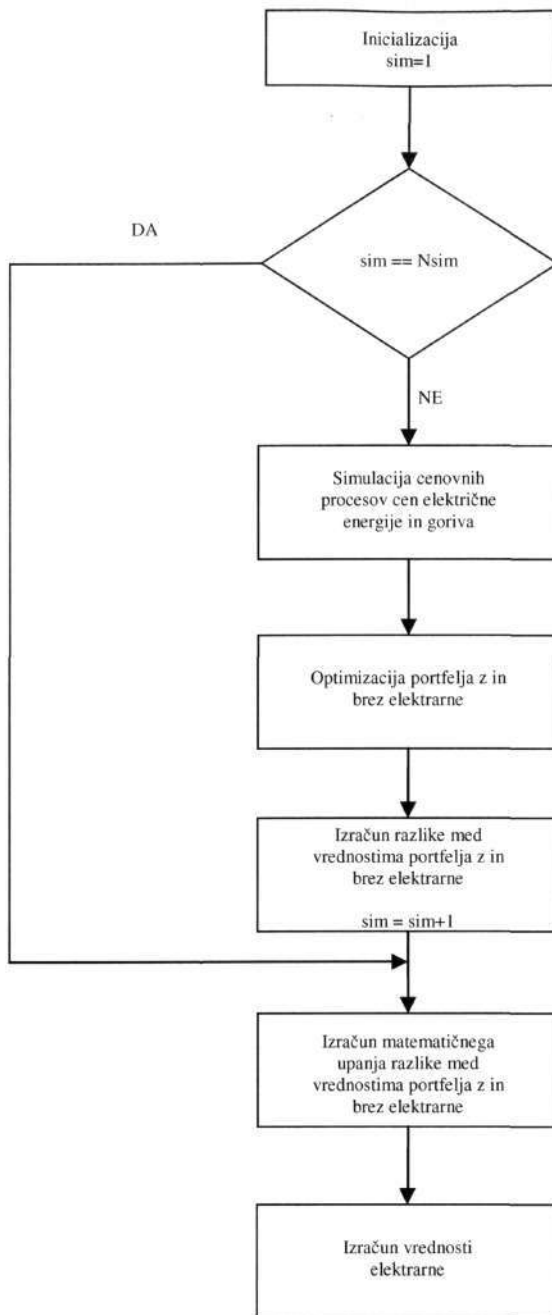
Avtorji v (Hlouskova et. al., 2002; Paravan, 2004) ugotavljajo, da lahko v pogojih popolno likvidnega trga obratovanje vsake elektrarne optimiramo samostojno, zato je tudi vrednotenje posamezne elektrarne neodvisno od ostalih delov portfelja. Razen tega je problematika vrednotenja elektrarn kot delov elektroenergetskega portfelja v strokovni literaturi praktično neobdelana. V eni redkih omemb avtorja v (Eydeland in Wolyniec, 2003) ugotavljata, da moramo ob vrednotenju elektrarne upoštevati tudi njen učinek na ostale proizvodne enote v portfelju v naslednjih primerih:

- če obstajajo skupne obratovalne omejitve (npr. elektroenergetsko podjetje ima omejitve izpusta emisij CO₂ na nivoju celotnega podjetja),
- če na trgu električne energije obstaja razlika med nakupno in prodajno ceno (*ang. bid-ask spread*),
- če obstaja elastičnost cen električne energije (nepopolno likviden trg).

Ob le bežnem pregledu značilnosti evropskih trgov električne energije lahko ugotovimo, da na njih veljajo vse zgoraj opisane predpostavke. Za korektno vrednotenje elektrarn na evropskih trgih bi torej morali upoštevati tudi učinek obratovanja elektrarne na denarne tokove drugih elektrarn v portfelju, česar pa praksa ne potrjuje.

Da bi zadostili opisani zahtevi, predlagamo novo metodo vrednotenja elektrarn – portfeljsko vrednotenje. Metoda portfeljskega vrednotenja temelji na istih teoretičnih osnovah vrednotenja kot metoda realnih opcij z uporabo binomskega modela.

Z Monte Carlo simulacijo simuliramo cene električne energije in goriv ter na podlagi verjetnostne porazdelitve denarnih tokov izračunamo vrednost elektrarne. Vendar pa pri portfeljskem vrednotenju na podlagi optimizacije ne simuliramo denarnih tokov samostojne vrednotene elektrarne, temveč denarne tokove (oz. vrednost) elektroenergetskega portfelja podjetja z in brez vrednotene elektrarne. Razlika vrednosti portfelja z in brez elektrarne predstavlja vrednost preučevane elektrarne. Na ta način v vrednost elektrarne zajamemo tudi učinke obratovanja preučevane elektrarne na vrednost drugih delov portfelja.



Slika 4.5: Postopek izračuna vrednosti elektrarne po metodi portfeljskega vrednotenja

4.3.1 Elektroenergetski portfelj

Elektroenergetski portfelj predstavlja skupek pogodbenih obveznosti, pravic in možnosti, ki zadevajo nakup in prodajo električne energije in s tem povezane stroške. Elektroenergetski portfelj sestavljata fizični in finančni del (Paravan, 2004).

Fizični del elektroenergetskega portfelja vsebuje proizvodne vire podjetja in pogodbe, ki se nanašajo na fizično dobavo električne energije. Sem sodijo:

1. proizvodni viri,
2. porabniki,
3. vse vrste pogodb, ki vključujejo fizično dobavo električne energije.

Finančni del portfelja sestavljajo izvedeni finančni inštrumenti (derivativi), ki ne vsebujejo obveznosti ali pravice dobav električne energije, njihovo posedovanje pa rezultira v denarnih tokovih za imetnika portfelja, ki so vezani na cene električne energije ali goriva.

4.3.2 Optimizacija elektroenergetskega portfelja

4.3.2.1 Popolno likviden trg

Kot smo opisali v poglavju 3.2.1, na popolno likvidnem trgu elektrarna s prodajo ali nakupom električne energije ne vpliva na ceno na trgu, ki je eksogeno podana. Vsaka elektrarna je torej zanemarljivo majhna v primerjavi s celotnim trgom. Določanje obratovalnega režima vsake posamezne elektrarne preko cen električne energije ne vpliva na ostale elektrarne, njihovo obratovanje ali denarne tokove.

V (Hlouskova et al., 2002; Paravan, 2004) avtorji ugotavljajo, da lahko ob predpostavki popolno likvidnega trga električne energije obratovanje vsake posamezne elektrarne optimiramo samostojno in neodvisno od obratovanja ostalih elektrarn in delov portfelja. Optimalni obratovalni režim z vidika ustvarjanja dobička posamezne elektrarne v portfelju da maksimalno vrednost vseh elektrarn v portfelju in maksimalno vrednost portfelja. Uporabljeni optimizacijski algoritem je torej za tipe elektrarn, ki so vsebovane v portfelju, enak opisanim v poglavju 4.1.1.2. Če torej izračunamo vrednost elektrarne na popolno likvidnem trgu z metodo portfeljskega vrednotenja, dobimo enak rezultat kot po metodi realnih opcij z uporabo binomskega modela.

Vendar pa pri vrednotenju elektrarne v današnjih pogojih odprtega trga z obilico negotovosti ocena (matematičnega upanja) vrednosti ni edini želeni rezultat. Kot smo opisali v poglavju 3.4, se ekonomski subjekti odločajo na podlagi njihove funkcije koristnosti, ki predstavlja povezavo med pričakovanim donosom in subjektivim odnosom do tveganja. V (Paravan, 2004) je avtor pokazal, da na popolno likvidnem trgu vrednost pokazatelja tveganja portfelja ni enaka vsoti pokazateljev tveganja posameznih delov portfelja. Še več – s trgovanjem s terminkimi pogodbami lahko ob dani vrednosti portfelja (vsoti vrednosti samostojnih delov

portfelja) portfelj v pogojih popolno likvidnega trga električne energije optimiziramo tako, da minimiziramo vrednost portfeljevega pokazatelja tveganja.

Tudi na likvidnem trgu je torej z vidika analize tveganj smiselno vrednost elektrarne obravnavati s portfeljsko analizo. Sama denarna vrednost elektrarne je sicer enaka tisti, ki jo izračunamo po metodi realnih opcij z uporabo binomskega modela, vendar pa nam portfeljsko vrednotenje ponuja vpogled v izpostavljenost portfelja tveganju oz. njegovo spremembo zaradi vključitve vrednotene elektrarne v portfelj. Portfeljsko vrednotenje tako omogoča vključitev odnosa ekonomskega subjekta do tveganja v interpretacijo vrednosti elektrarne ali odločitev o investiciji.

4.3.2.2 Nepopolno likviden trg

Na nepopolno likvidnem trgu vsak nakup ali prodaja električne energije vplivata na njeno ravnotežno ceno. Kot smo opisali v poglavju 3.2.1, so praktično vsi trgi električne energije nepopolno likvidni.

Elektrarna na nepopolno likvidnem trgu s svojim obratovalnim režimom in nastopom na trgu kot njegovo posledico vpliva na cene električne energije in s tem na denarne tokove ostalih elektrarn v portfelju elektroenergetskega podjetja. Recimo, da ima elektroenergetsko podjetje v portfelju termoelektrarno, razmišlja pa izgradnji še ene enake termoelektrarne. Ker sta obe elektrarni enaki, bosta imeli v večini časovnih obdobj enak optimalen obratovalni režim. Ko bo obratovala prva, bo smiselno tudi obratovanje druge. Vendar pa bo nova elektrarna s prodajo proizvedene električne energije na trgu nižala ceno električne energije v urah svojega obratovanja. S tem bo znižala tudi prodajne cene prvi elektrarni. Vključitev druge elektrarne torej ne bi prinesla pozitivnih sinergijskih učinkov k vrednosti portfelja. Nasprotno, posledica vključitve druge termoelektrarne v portfelj bi bila padec vrednosti prve elektrarne v portfelju.

Če bi elektroenergetsko podjetje razmišljalo o investiciji v črpalno hidroelektrarno, bi bile razmere drugačne. Črpalna hidroelektrarna bi v času nizkih cen z nakupi električne energije na trgu dvigovala cene elektrine energije in s tem tudi prodajne cene termoelektrarne. V času nizkih cen električne energije bi vključitev črpalne hidroelektrarne v portfelj prinesla pozitivne sinergijske učinke k vrednosti portfelja. Črpalna hidroelektrarna bi tako povečala tudi vrednost termoelektrarne v portfelju.

Optimizacijo obratovanja vseh elektrarn v portfelju moramo zato izvesti na nivoju portfelja. Cilj optimizacije je določitev optimalnega režima obratovanja vsake posamezne elektrarne tako, da dobimo maksimalno vrednost portfelja. Ciljno funkcijo optimizacijskega problema tako za celoten portfelj zapišemo kot:

$$\max \left(\sum_{t=1}^T P_{S,t} \cdot c_{e,t}(P_{S,t}) - \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N P_{TE,n,t} c_{g,n,t} \right) \quad (4.25)$$

Omejitvena enačba je:

$$\sum_{n=1}^N P_{TE,n,t} + \sum_{m=1}^M P_{HE,n,t} - P_{S,t} - P_{DP,t} = 0; \quad \forall t \in 1 \dots n \quad (4.26)$$

V enačbah 4.25 do 4.26 imajo oznake naslednji pomen:

$P_{HE,t}$	moč obratovanja hidroelektrarne v uri t ,
$P_{TE,t}$	moč obratovanja termoelektrarne v uri t ,
$P_{S,t}$	prodaja ali nakup električne energije na dnevnem trgu v uri t ,
$P_{DP,t}$	prodaja ali nakup električne energije preko dolgoročnih pogodb v uri t ,
$c_{e,t}$	cena električne energije v uri t ,
$c_{g,t}$	cena goriva v uri t .

Ostale omejitvene enačbe in neenačbe, ki podajajo matematični zapis obratovalnih omejitev posameznih elektrarn, so enake kot v poglavju 4.1.1.2.

Opisani optimizacijski problem je precej zapletenejši kot v primeru popolno likvidnega trga. Zaradi sočasne optimizacije obratovanja vseh elektrarn v portfelju dobimo večje število optimizacijskih spremenljivk (računska zahtevnost optimizacijskega problema narašča vsaj s kvadratom števila optimizacijskih spremenljivk). Poleg tega smo z zapisom cene električne energije kot funkcije višine prodaj ali nakupov povečali red optimizacijskega problema vsaj za 1 (odvisno od zapisa odvisnosti).

Optimizacijski problem elektroenergetskega portfelja na nepopolno likvidnem trgu električne energije v strokovni in znanstveni literaturi ni bil deležen večje pozornosti. V svojem korektnem zapisu z vsemi obratovalnimi omejitvami različnih tipov elektrarn predstavlja optimizacijski problem višjega reda velikih dimenzij z diskretnimi in nelinearnimi omejitvami. Ravno reševanje optimizacijskega problema tako zaradi velikih zahtev glede procesorskega časa predstavlja največjo težavo pri uporabi metode portfeljskega vrednotenja za ocenjevanje vrednosti elektrarn. Za daljše časovno obdobje (za vrednotenje portfelja

potrebujemo optimizacijski algoritem vsaj za obdobje enega leta) se moramo tako pri izdelavi optimizacijskega algoritma posluževati poenostavitvev, ki jih dopuščajo obratovalne karakteristike elektrarn v portfelju, da bi tako pridobili na praktični uporabnosti algoritma.

5 TESTNI PRIMER: VREDNOTENJE PLINSKO-PARNE ELEKTRARNE V TESTNEM SISTEMU

5.1 Opis testnega primera

Opisane metode vrednotenja so splošne in omogočajo vrednotenje različnih tipov elektrarn. Pri tem moramo upoštevati obratovalne značilnosti različnih tipov elektrarn in jih vključiti v optimizacijski algoritem. Prednosti posameznih metod (npr. realne opcije) se izkažejo le pri tipih elektrarn s fleksibilnostjo določanja obratovalnega režima, zato bomo za testni primer izbrali takšno elektrarno.

Na testnem primeru bomo izračunali vrednost plinsko-parne elektrarne z uporabo v magistrski nalogi predstavljenih modelov vrednotenja (metoda diskontiranih denarnih tokov, realne opcije, portfeljsko vrednotenje), tako da bomo na rezultatih prikazali specifičnosti, prednosti in pomanjkljivosti predstavljenih modelov.

Vrednost elektrarne izračunamo po enačbi 2.6. V testnem primeru bomo na dan 1.1.2005 izračunali vrednost elektrarne, ki prične obratovati dne 1.1.2006. S predstavljenimi modeli vrednotenja bomo izračunali denarni tok elektrarne iz razlike prihodkov od prodaje proizvedene električne energije in stroškov goriva v letu 2006. Poleg tega bo elektrarna v letu 2006 prejela še 250 k€ prihodkov od prodaje sistemskih storitev. Tekoči stroški obratovanja elektrarne bodo znašali 4 mio €.

Neto denarni tok elektrarne v letu 2006 bo služil tudi kot ocena za neto denarne tokove do konca življenjske dobe elektrarne, ki jo ocenjujemo na 25 let. Na podlagi pričakovane rasti cen električne energije ocenjujemo, da bo elektrarna vsako leto ustvarila za 2% višji neto denarni tok, kot v predhodnem letu. Po koncu življenjske dobe bo elektrarna oz. njena lokacija vredna še 50 mio €. Pri izračunu vrednosti elektrarne predpostavljamo letno diskontno stopnjo v višini 7%. Predpostavljamo tudi, da vsi denarni tokovi elektrarne dospejo ob koncu posameznega leta.

Tehnične karakteristike elektrarne opisuje Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Tehnične karakteristike plinsko-parne elektrarne

P_{\max}	400 MW
P_{\min}	280 MW
t_{on}	12 ur
t_{off}	12 ur
C_{up}	40000 €

Predpostavljamo konstantne stroške goriva in konstanten izkoristek elektrarne na vsem obratovalnem območju. Spremenljiv strošek proizvodnje je tako konstanten in znaša 36 €/MWh. Elektrarna lahko gorivo odjema po poljubnem voznom redu.

Portfelj elektroenergetskega podjetja poleg opisane plinsko-parne elektrarne sestavljata še hidroelektrarna in pogodba o prodaji letne pasovne energije. Pogodba o prodaji električne energije je pogodba o prodaji 400 MW letne pasovne energije po ceni 37 €/MWh. Hidroelektrarna ima majhen akumulacijski bazen, ki omogoča le dnevno akumulacijo. Predpostavimo, da mora vso vodo, ki v enem dnevu priteče v akumulacijski bazen, v istem dnevu porabiti za proizvodnjo električne energije. Tehnične karakteristike hidroelektrarne opisuje Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Omejitve moči hidroelektrarne

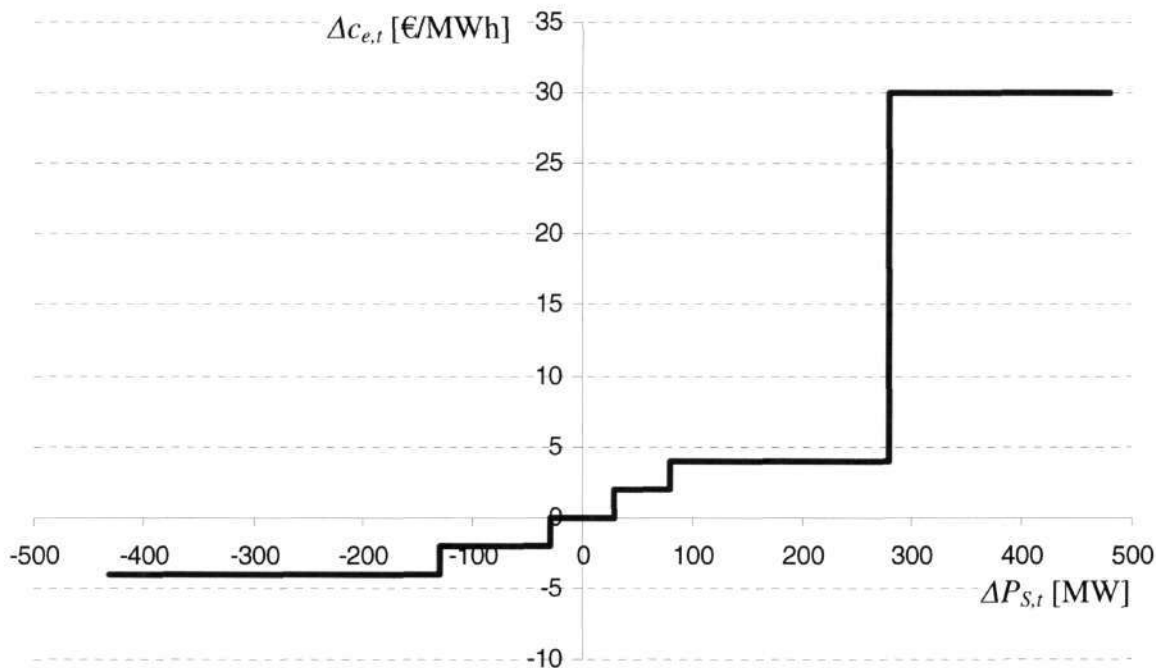
P_{\max}	300 MW
P_{\min}	0 MW

Hidrologijo naravnih dotokov v akumulacijski bazen lahko zapišemo z verjetnostno porazdelitvijo. Predpostavili bomo, da je hidrologija podana na mesečnem nivoju, tako da bodo pričakovani dnevni naravni dotoki znotraj posameznega meseca enaki. Hidrologijo ponavadi zapišemo kot funkcijo normalne verjetnostne porazdelitve. Testni primer bo vseboval negativno korelacijo hidrologije in cen električne energije (nižji naravni dotoki – višje cene električne energije).

Tabela 5.3: Pričakovana dnevna proizvodnja hidroelektrarne

Mesec	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
Pričakovana dnevna proizvodnja HE (MWh)	2000	2000	2600	3900	5200	5200	5000	4100	3700	3200	3100	2600

V primeru nepopolno likvidnega trga bo prvih 30 MW v vsaki uri mogoče kupiti ali prodati po osnovni ceni. Naslednjih 50 MW bo mogoče kupiti po za 2 €/MWh višji ceni, še dodatnih 200 MW po za 4 €/MWh višji ceni, še dodatnih 200 MW pa po za 30 €/MWh višji ceni od osnovne. Naslednjih 100 MW bo mogoče prodati po za 2 €/MWh nižji ceni, še dodatnih 300 MW pa po za 4 €/MWh nižji ceni od osnovne.



Slika 5.1: Nelikvidnost trga – sprememba cene za nakup (pozitivna vrednost) in prodajo (negativna vrednost) električne energije v odvisnosti od velikosti nakupa ali prodaje

5.2 Napoved cen

V testnem primeru bomo za napoved cen električne energije uporabili stohastični hibridni model, ki ga na podlagi uporabljenih historičnih podatkov lahko uvrstimo med statistične modele, temelji pa na cenah terminskih pogodb in preteklih cenah na dnevnem trgu. Cenovni proces mesečnih pogodb bomo najprej zapisali kot GBM, da bi lahko prikazali vrednotenje

testnega primera na podlagi Black-Scholes-ovega modela. Za vrednotenje elektrarne po nekaterih ostalih metodah bomo model dopolnili s cenovnimi skoki, ki so v posameznih obdobjih značilni za cene električne energije. Rezultat napovedi cen bo stohastični proces urne cenovne krivulje za leto 2006.

Postopek napovedovanja urne cenovne krivulje bo naslednji:

- Definicija nabora karakterističnih dni.** Za vsak koledarski mesec v letu 2006 bomo določili 5 karakterističnih dni: ponedeljek ali dan po prazniku, delavnik (torek, sredo ali četrtek), petek, sobota ali dan pred praznikom in nedelja ali praznik.
- Definicija oblike normirane urne cenovne krivulje za vsak karakteristični dan v baznem obdobju.** Normirano urno cenovno krivuljo za posamezni karakteristični dan sestavljajo urni cenovni ponderji. Osnovo za določitev oblike urne cenovne krivulje predstavljajo dosežene urne cene v preteklosti. V magistrski nalogi bomo pri tem uporabili dosežene urne cene v letih 2001-2003 (bazno obdobje) na EEX z odrezanimi špicami. Najprej bomo urne cene normirali, tako da bomo vsako urno ceno delili s povprečno urno ceno v tistem mesecu in tako za vsak dan v baznem obdobju dobili krivuljo urnih cenovnih ponderjev. Za vsak mesec v baznem obdobju bomo izračunali povprečje istoležnih urnih cenovnih ponderjev za dneve, ki pripadajo istemu karakterističnemu dnevu. Tako bomo dobili urne cenovne ponderje za vsak karakteristični dan v posameznem mesecu baznem obdobja.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01.02.2003	30,52	25,91	22,86	19,77	18,08	17,25	14,83	17,92	22,02	28,49	30,29	32,27	29,96	27,05	24,83	22,85	25,04	31,04	33,30	30,02	29,89	26,32	29,81	26,95
08.02.2003	24,46	21,24	19,89	19,03	17,90	17,05	14,85	15,53	20,59	24,40	28,04	29,98	28,40	26,05	20,59	20,25	19,29	26,63	29,98	27,09	24,41	20,41	21,60	20,46
15.02.2003	35,15	30,06	26,36	23,37	21,29	20,57	16,13	19,05	22,58	27,94	29,96	34,96	29,82	27,53	24,44	23,06	20,79	30,02	35,95	31,43	29,10	24,47	30,78	28,20
22.02.2003	35,59	30,54	26,80	23,85	21,69	24,06	17,77	20,09	26,93	31,90	38,59	40,95	37,98	31,82	26,88	24,87	21,84	31,82	40,85	36,65	31,04	28,28	31,08	26,31

Urne cene delimo z povprečno ceno v februarju 2003, ki znaša 34,30 €/MWh

1.2.2003	0,89	0,76	0,67	0,58	0,53	0,50	0,43	0,52	0,64	0,83	0,88	0,94	0,87	0,79	0,72	0,67	0,73	0,90	0,97	0,88	0,87	0,77	0,87	0,79
8.2.2003	0,71	0,62	0,58	0,55	0,52	0,50	0,43	0,45	0,60	0,71	0,82	0,87	0,83	0,76	0,60	0,59	0,56	0,78	0,87	0,79	0,71	0,60	0,63	0,60
15.2.2003	1,02	0,88	0,77	0,68	0,62	0,60	0,47	0,56	0,66	0,81	0,87	1,02	0,87	0,80	0,71	0,67	0,61	0,88	1,05	0,92	0,85	0,71	0,90	0,82
22.2.2003	1,04	0,89	0,78	0,70	0,63	0,70	0,52	0,59	0,79	0,93	1,13	1,19	1,11	0,93	0,78	0,73	0,64	0,93	1,19	1,07	0,90	0,82	0,91	0,77

Izračunamo povprečje istoležnih urnih cenovnih ponderjev. Tako dobimo urne cenovne ponderje za soboto v februarju 2003.

Sobota	0,92	0,79	0,70	0,63	0,58	0,58	0,46	0,53	0,67	0,82	0,92	1,01	0,92	0,82	0,71	0,66	0,63	0,87	1,02	0,91	0,83	0,73	0,83	0,74
--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

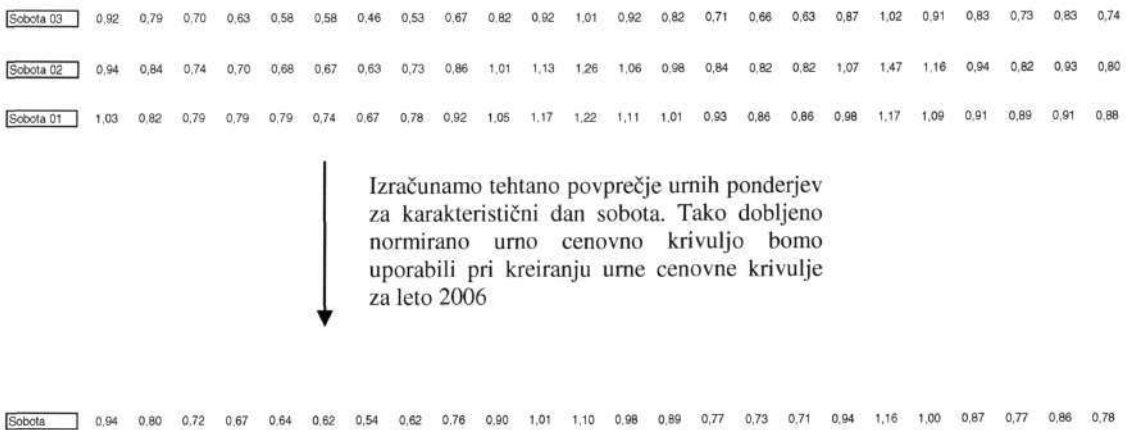
Slika 5.2: Prikaz izračuna urnih cenovnih ponderjev za februar 2003, karakteristični dan sobota

3. **Definicija oblike normirane urne cenovne krivulje za vsak karakteristični dan v napovedovanem letu.** Urne cenovne ponderje za karakteristične dneve v posameznem mesecu napovedovanega leta bomo izračunali po metodi tehtanega povprečja urnih cenovnih ponderjev karakterističnih dni iz posameznih preučevanih let.

Tabela 5.4: Uteži posameznih let pri izračunu urnih cenovnih ponderjev za napovedovano leto

Leto	2001	2002	2003
Utež	0,15	0,25	0,60

Uteži posameznih let je smiselno izbrati tako, da ima največjo utež tisto leto, za katerega predvidevamo, da bo najbolj podobno letu, za katerega napovedujemo cenovno krivuljo. Tabela 5.4 prikazuje izbrane ponderje pri našem izračunu.



Slika 5.3: Izračun urne normirane cenovne krivulje za karakteristični dan sobota

4. **Sestavljanje letne normirane cenovne krivulje.** Vsakemu dnevu v napovedovanemu letu pripišemo urne cenovne ponderje karakterističnega dneva kateremu pripada.
5. **Določitev mesečnih cen v preučevanem obdobju.** Za določitev cenovne krivulje v letu 2006 bomo uporabili cene četrletnih terminskih pogodb. Na podlagi urnih cen v baznem obdobju bomo na enak način kot pri urnih cenah izračunali ponderje za mesečne cene v posameznem četrletju. Iz tako izračunanih mesečnih ponderjev in cen četrletnih terminskih pogodb bomo na dan vrednotenja (1.1. 2005) določili mesečne cene v letu 2006 za pasovno in trapezno energijo.

Tabela 5.5: Mesečne cene pasovne in trapezne energije v letu 2006 na podlagi vrednosti terminskih pogodb na dan 1.1.2005

Mesec	Januar	Februar	Marec	April	Maj	Junij	Julij	Avgust	September	Oktober	November	December
Pas												
Cena četrtletje (€/MWh)	36,47			32,86			33,15			35,67		
Cena mesec (€/MWh)	38,54	38,65	32,43	33,09	28,60	37,03	34,61	31,99	32,84	37,08	35,03	34,88
Trapez												
Cena četrtletje (€/MWh)	49,85			45,71			47,09			50,15		
Cena mesec (€/MWh)	55,58	51,74	42,72	40,63	38,06	58,33	51,97	46,36	43,02	52,16	49,64	48,58
Izven-trapez												
Cena mesec (€/MWh)	29,17	31,38	26,34	29,32	23,03	24,70	25,71	23,52	27,36	28,80	26,58	27,86

6. **Kalibracija normiranih urnih cenovnih krivulj na podlagi cen terminskih pogodb.**

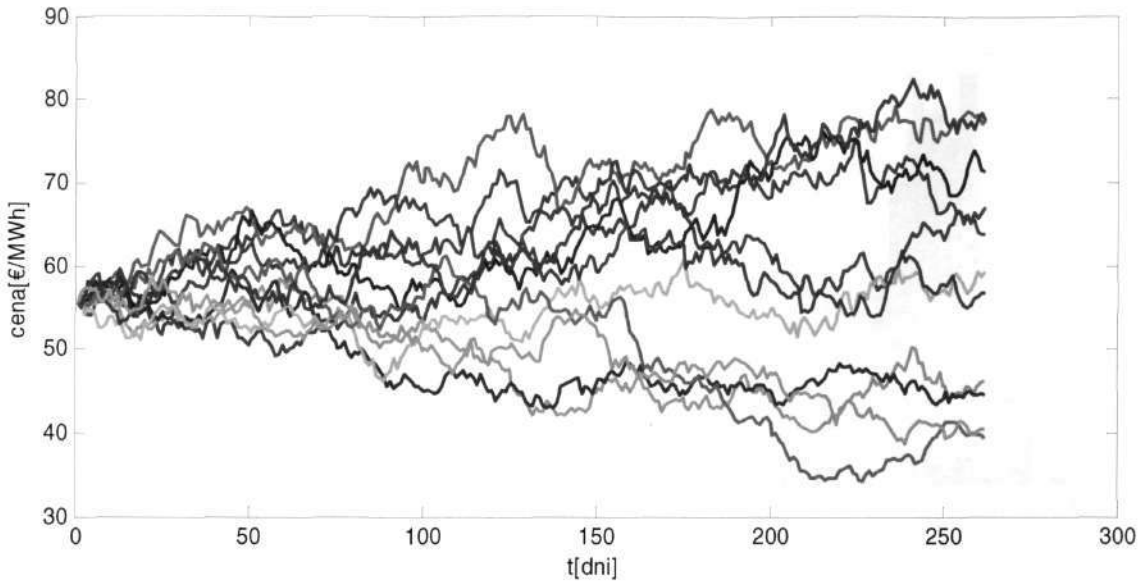
Za vsak mesec v letu 2006 bomo ponovili naslednji postopek. Urne cenovne ponderje v urah, ki pripadajo produktu trapezna energija (ponedeljek – petek, 9.-20. ura), bomo proporcionalno povečali za toliko, da bo povprečje cen v teh urah ustrezalo mesečni ceni za trapezno energijo. Nato bomo urne cenovne ponderje v urah, ki ne pripadajo produktu trapezna energija, proporcionalno povečali za toliko, da bo povprečje vseh cen ustrezalo mesečni ceni terminske pogodbe za pasovno energijo. Tako bomo dobili deterministično urno cenovno krivuljo za leto 2006, ki bo ustrezala cenam terminskih pogodb za to obdobje na dan vrednotenja.

7. **Določitev stohastičnih parametrov.** Izračunali bomo nihajnosti in korelacije za mesečne produkte trapezne in izven-trapezne energije v letu 2006. Predpostavili bomo, da bodo ti stohastični parametri za opisane produkte v letu 2006 imeli enake vrednosti, kot so jih imeli isti produkti z dobavo v letu 2004. Tako npr. privzemamo, da bo nihajnost cene januarske pasovne energije v letu 2006 enaka nihajnosti januarske pasovne energije z dobavo v letu 2004. Stohastične parametre bomo tako izračunali iz podatkov o gibanju cen terminskih pogodb za mesečno pasovno in trapezno energijo v letu 2004.

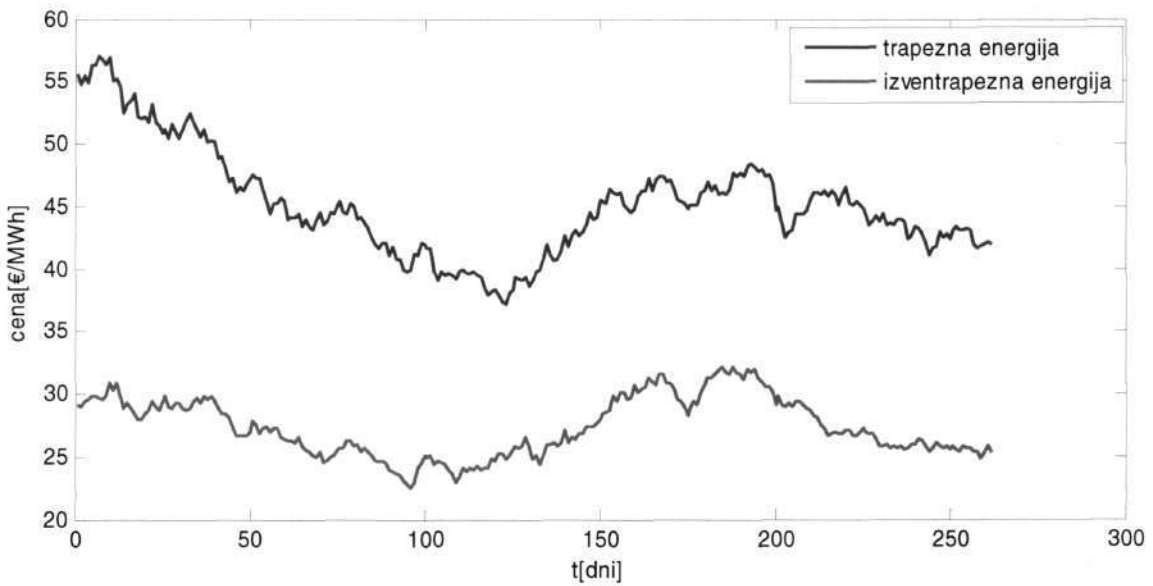
Tabela 5.6: Dnevne nihajnosti mesečnih produktov

	Januar	Februar	Marec	April	Maj	Junij	Julij	Avgust	September	Oktober	November	December
Volatlnosti trapez	1.19%	1.47%	1.37%	1.09%	1.15%	1.17%	1.00%	0.98%	1.01%	0.76%	0.75%	0.76%
Volatlnosti izven trapez	1.53%	1.73%	1.68%	1.23%	1.46%	1.36%	0.99%	1.07%	1.13%	0.91%	0.98%	0.98%

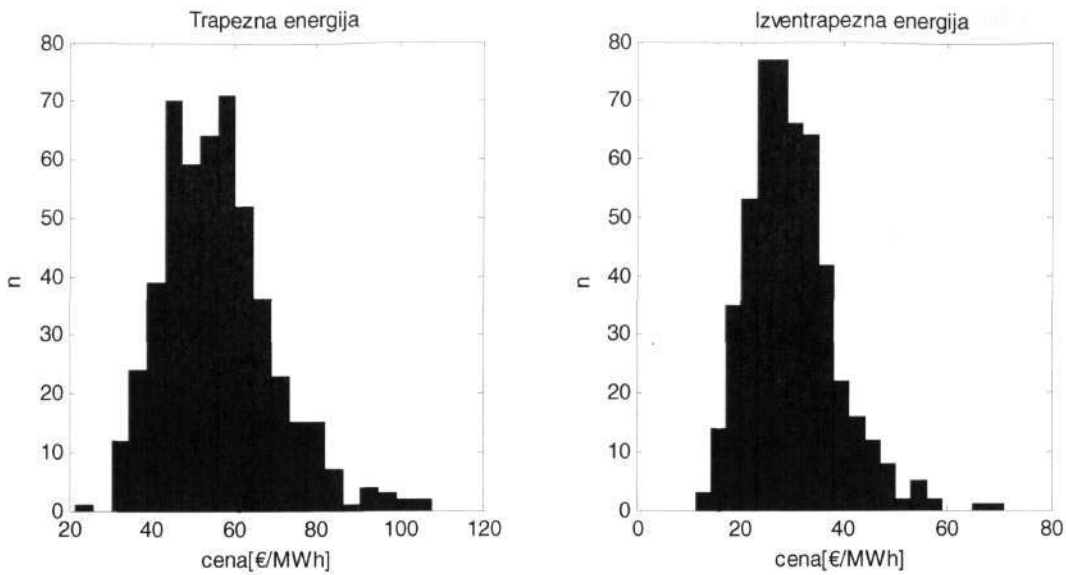
Tako bomo procese cen za posamezne mesečne produkte trapezne in izventrapezne energije zapisali kot GBM. Za simulacijo koreliranih cenovnih procesov bomo uporabili funkcijo *portsim* v programskem paketu Matlab (Mathworks, 2002).



Slika 5.4: Simulacija cene mesečne pogodbe za trapezno energijo v januarju 2006 z geometričnim Brown-ovim gibanjem (10 simulacij)

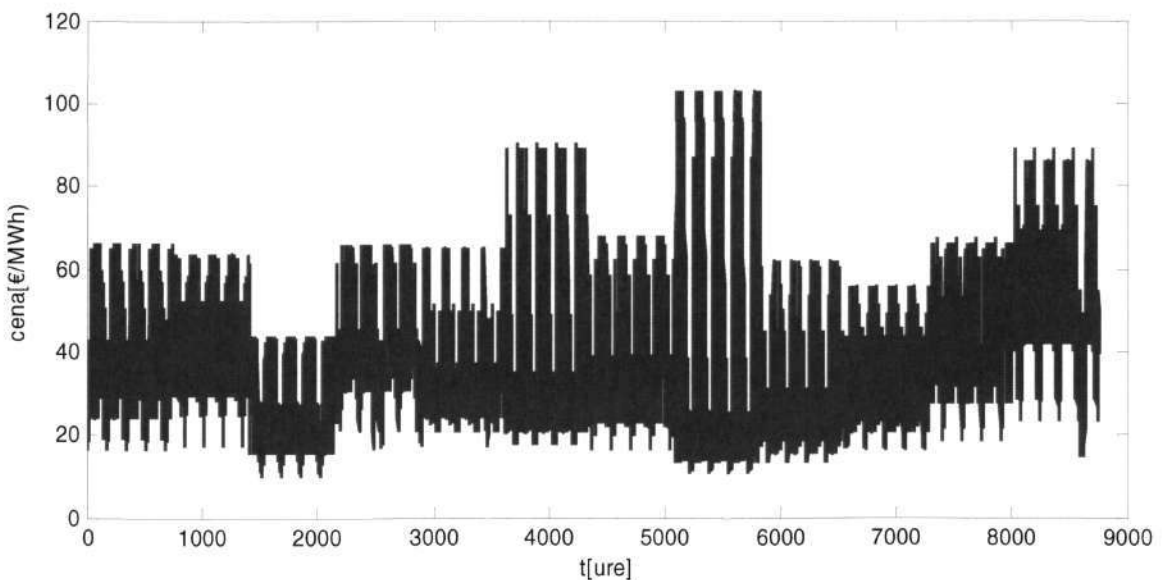


Slika 5.5: Simulacija cene mesečne pogodbe za trapezno in izventrapezno energijo v januarju 2006 z geometričnim Brown-ovim gibanjem (1 simulacija)

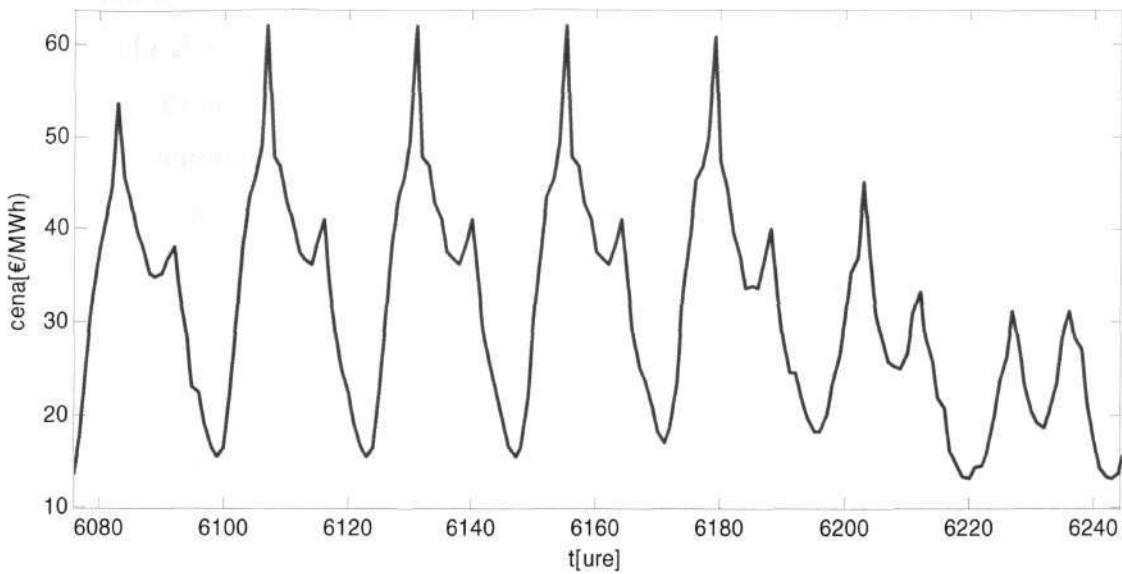


Slika 5.6: Histograma končnih vrednosti cen pogodb za trapezno in izventrapezno energijo v januarju 2006 (500 simulacij)

Pri stohastičnih simulacijah cen bomo iz teh procesov simulirali cene mesečnih produktov, nato pa s postopkom iz točke 6. določili urno krivuljo cen v posamezni simulaciji. Pri tem se moramo zavedati poenostavitve, da smo zanemarili nihajnost cen med dnevi, ki pripadajo istemu karakterističnemu dnevu znotraj meseca. Stohastičnost cenovnega procesa tako izhaja le iz stohastičnosti cen mesečnih produktov, razmerja urnih cen posameznega produkta znotraj meseca pa bodo pri različnih simulacijah nespremenjena.

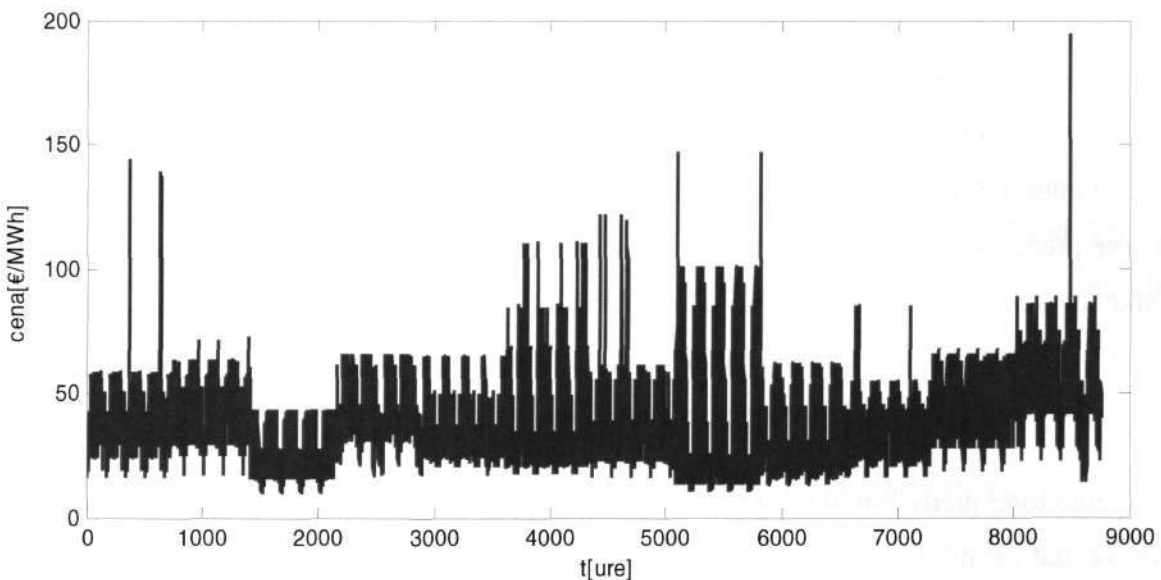


Slika 5.7: Urna cenovna krivulja za leto 2006 (1 simulacija)



Slika 5.8: Tedenski izsek - urna cenovna krivulja za leto 2006 (1 simulacija)

8. **Določitev parametrov cenovnih špic.** Na podlagi analize cen iz baznega obdobja (2001-2003) bomo določili verjetnost in amplitudo cenovnih špic v posameznem časovnem obdobju.



Slika 5.9: Urna cenovna krivulja za leto 2006 z upoštevanjem cenovnih špic (1 simulacija)

5.3 Optimizacijski algoritem

Kot smo opisali v poglavju 4.1.1.2, je področje optimizacije obratovanja elektrarn v literaturi zelo dobro obdelano. Tako obstaja cela vrsta optimizacijskih metod in algoritmov, ki jih lahko

uporabimo za določanje optimalnega obratovalnega režima elektrarn. Izbira metode in algoritma temelji na tipu elektrarne (ali skupine elektrarn) in vrsti njenih obratovalnih omejitev, dolžini optimizacijskega obdobja, zahtevani natančnosti, zahtevani hitrosti itd. V splošnem moramo biti pri izbiri optimizacijske metode pripravljeni na kompromise, kajti bolj kot je metoda eksaktna in več obratovalnih omejitev kot upošteva, bolj je zahtevna z vidika procesorskega časa.

Kakšne so zahteve testnega primera? Optimizirati želimo obratovanje plinsko-parne elektrarne z omejitvami minimalne proizvodne moči, minimalnega časa obratovanja in minimalnega časa mirovanja z upoštevanjem stroškov zagona. Optimizacijsko obdobje je najmanj 1 leto. Pri portfeljski analizi želimo obratovanje te elektrarne optimizirati v okviru celotnega portfelja – skupaj z delovanjem hidroelektrarne. V primeru nelikvidnega trga moramo upoštevati spremenljivost tržnih cen električne energije v odvisnosti od proizvodnega režima obeh elektrarn, kar nam doda eno dimenzijo k velikosti optimizacijskega problema. Za vrednotenje po metodah realnih opcij (binomski model) in portfeljskega vrednotenja, moramo zaradi uporabe Monte Carlo simulacije optimizacijo zagnati nekaj stokrat. Zaradi opisanih značilnosti optimizacijskega problema se kot glavni kriterij za uspešnost pojavlja predvsem hitrost algoritma.

Kakšna je zahtevana natančnost optimizacijskega algoritma? Dejstvo je, da optimizacija obratovanja temelji na parametrih, ki jih napovedujemo za več kot leto vnaprej (cene električne energije, cene goriva, hidrologija). Poleg tega uporabljamo pri izračunu vrednosti elektrarne precej poenostavitev (ocena vrednosti temelji na oceni prihodkov enega leta, ostale prihodke in stroške smo ocenili pavšalno, predpostavljamo konstantno specifično porabo goriva itd.). Zaradi opisanih poenostavitev tako ne potrebujemo optimizacijskega algoritma, ki bi v vsakem primeru podal globalno optimalno rešitev.

Potrebujemo torej predvsem hiter optimizacijski algoritem, ki ne da nujno globalno optimalne rešitve, vendar pa morajo biti rešitve blizu globalnemu optimumu. Za vrednotenje elektrarne v testnem primeru smo tako razvili optimizacijski algoritem, ki je sestavljen iz dveh delov. Problem angažiranja agregata (ali elektrarna v posameznem optimizacijskem obdobju obratuje ali miruje?) rešujemo s hevrističnim algoritmom. Nato obratovanje optimiziramo z linearnim programiranjem.

5.3.1 Angažiranje agregata

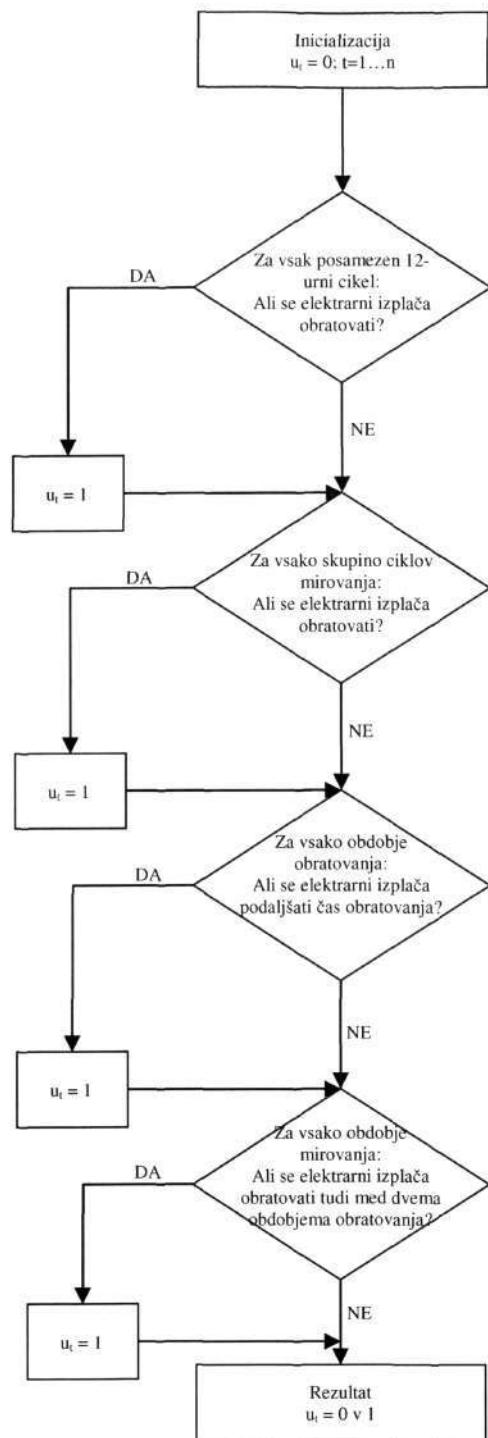
Pri reševanju problema angažiranja agregata smo izkoristili še eno možnost poenostavitve. Minimalna časa obratovanja in zaustavitve elektrarne znašata 12 ur. Tudi pri cenah električne energije na evropskih trgih lahko v splošnem opazimo 12 urni cikel. 12 ur podnevi ob delavnikih (trapezna energija 8.00 – 20.00) so v večini dni ure z najdražjo električno energijo. Drug 12 urni cikel predstavlja nočna energije, ki je cenejša. Če elektrarna obratuje le 12 ur v določenem dnevu, bo torej zelo verjetno obratovala v času trapeznih dobav, mirovala pa v času nočnih dobav.

Zato smo pri reševanju problema angažiranja agregata predpostavili, da ima elektrarna možnost spremembe stanja (iz obratovanja v mirovanje in obratno) le dvakrat dnevno in sicer ob 8.00 in 20.00. S tem smo močno zmanjšali (za 12-krat) velikost problema angažiranja agregata. Pri tem pa se moramo zavedati tudi napake, ki jo s takšnim pristopom naredimo. Predvsem ni nujno, da bomo dobili optimalne rešitve v urah, ki so na začetku ali koncu daljših obdobj (več kot 12 ur) obratovanja ali mirovanja.

Izdelan hevristični algoritem za določanje angažiranja agregata prikazuje Slika 5.10. Za vsak posamezen 12-urni cikel t najprej preverimo, ali se izplača obratovanje elektrarne samo v tem ciklu – ali je dobiček zaradi obratovanja elektrarne v tem ciklu večji od stroškov zagona. Če je ta pogoj izpolnjen, postavimo vrednost spremenljivke u_t na 1.

Lahko se zgodi, da bi elektrarna v dveh ali več zaporednih ciklih sicer ustvarjala dobiček, vendar pa bi bil ta v vsakem ciklu manjši od stroškov zagona. Če je skupen dobiček več takih zaporednih ciklov večji od stroškov (enega) zagona, se izplača, da elektrarna v teh ciklih obratuje. Za to poskrbimo v drugem koraku.

V tretjem koraku preverimo, ali se splača obdobje obratovanja elektrarne podaljšati. Nazadnje še preverimo, ali se med dvema obdobjema obratovanja elektrarno izplača ugašati. Kot rezultat dobimo vrednost spremenljivke u_t , ki nam za vsak cikel pove, ali elektrarna obratuje ali miruje.



Slika 5.10: Diagram poteka hevrstičnega algoritma za optimalno dispečiranje elektrarne v testnem primeru

5.3.2 Optimizacija obratovanja

Kot smo opisali v poglavju 4.3.2, je pristop k optimizaciji obratovanja elektrarn odvisen od likvidnosti trga električne energije. Če je trg popolno likviden, lahko obratovanje vsake elektrarne v portfelju optimiziramo neodvisno od obratovanja ostalih elektrarn, kar močno poenostavi optimizacijski problem. Za elektrarno v testnem primeru je tako rešitev optimizacijskega problema trivialna:

$$\begin{aligned} P_{TE,t} &= 0; && \text{če } u_t = 0 \\ P_{TE,t} &= P_{TE \max}; && \text{če } (u_t = 1) \wedge (c_{e,t} > c_g) \\ P_{TE,t} &= P_{TE \min}; && \text{če } (u_t = 1) \wedge (c_{e,t} \leq c_g) \end{aligned} \quad (5.1)$$

V enačbi 5.1 imajo oznake naslednji pomen:

$P_{TE,t}$	moč obratovanja termoelektrarne v uri t ,
$P_{TE \min}$	minimalna moč obratovanja termoelektrarne,
$P_{TE \max}$	maksimalna moč obratovanja termoelektrarne,
$c_{e,t}$	cena električne energije v uri t ,
c_g	cena goriva.

V primeru nepopolno likvidnega trga pa je reševanje optimizacijskega problema zahtevnejše.

Enačbo 4.2 za testni primer zapišemo kot:

$$\max \left(\sum_{t=1}^T P_{S,t} c_{e,t} (P_{S,t}) - \sum_{t=1}^T P_{TE,t} c_g \right) \quad (5.2)$$

Kot lahko vidimo iz zapisa enačbe in iz definicije nepopolno likvidnega trga električne energije, je cena električne energije na trgu odvisna od količine nakupa ali prodaje. Od tega, kako to odvisnost zapišemo, je odvisen tudi red optimizacijskega problema. Da bi ohranili linearnost optimizacijskega problema, bomo količine nakupa in prodaje zajeli z več optimizacijskimi spremenljivkami. Ciljno funkcijo bomo zato zapisali kot:

$$\begin{aligned} \max \left(\sum_{t=1}^T P_{S1,t} c_{e,t} + P_{S2,t} (c_{e,t} - 2) + P_{S3,t} (c_{e,t} - 4) + P_{S4,t} (c_{e,t} + 2) + P_{S5,t} (c_{e,t} + 4) + \right. \\ \left. + P_{S5,t} (c_{e,t} + 30) - \sum_{t=1}^T P_{TE,t} c_g \right) \end{aligned} \quad (5.3)$$

Omejitvene enačbe so naslednje:

$$\sum_{dan,m} P_{HE,t} = W_{HE,m} \quad (5.4)$$

$$P_{TE,t} + P_{HE,t} - (P_{DP,t} + P_{S1,t} + P_{S2,t} + P_{S3,t} + P_{S4,t} + P_{S5,t}) = 0; \quad \forall t \in 1 \dots n \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} P_{HE \min} &\leq P_{HE,t} \leq P_{HE \max} \\ P_{TE \min} &\leq P_{TE,t} \leq P_{TE \max} \\ -30MW &\leq P_{S1,t} \leq 30MW \\ 0MW &\leq P_{S2,t} \leq 100MW \\ 0MW &\leq P_{S3,t} \leq 300MW \\ -50MW &\leq P_{S4,t} \leq 0MW \\ -200MW &\leq P_{S5,t} \leq 0MW \\ -200MW &\leq P_{S6,t} \leq 0MW \end{aligned} \quad (5.6)$$

V enačbah 5.2 do 5.6 imajo oznake naslednji pomen:

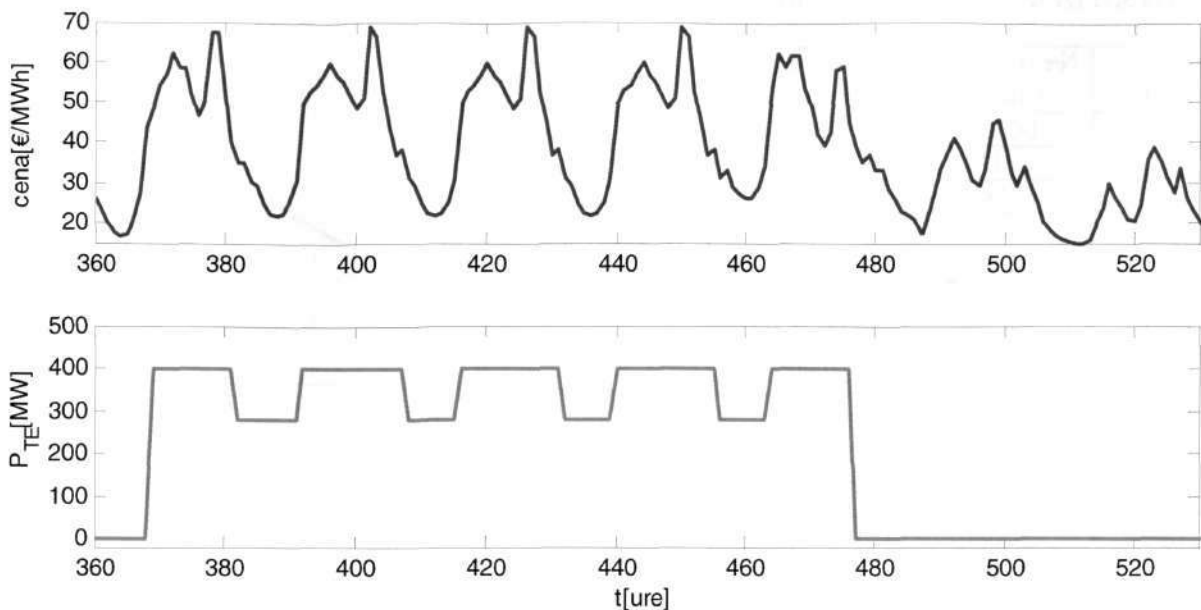
$P_{TE,t}$	moč obratovanja termoelektrarne v uri t ,
$P_{TE \min}$	minimalna moč obratovanja termoelektrarne,
$P_{TE \max}$	maksimalna moč obratovanja termoelektrarne,
$P_{HE,t}$	moč obratovanja hidroelektrarne v uri t ,
$P_{HE \min}$	minimalna moč obratovanja hidroelektrarne,
$P_{HE \max}$	maksimalna moč obratovanja hidroelektrarne,
$W_{HE,m}$	dnevna možna proizvodnja hidroelektrarne v mesecu m ,
$P_{S1 \dots 6,t}$	prodaja ali nakup električne energije na različnih cenovnih nivojih nepopolno likvidnega trga na dnevnem trgu v uri t ,
$P_{DP,t}$	prodaja ali nakup električne energije preko dolgoročnih pogodb v uri t ,
$c_{e,t}$	cena električne energije v uri t ,
c_g	cena goriva.

Za reševanje linearnega programa bomo uporabili funkcijo *linprog* v programskem paketu Matlab (Mathworks, 2002).

5.4 Rezultati

5.4.1 Metoda diskontiranih denarnih tokov

Z opisanim optimizacijskim algoritmom smo optimizirali delovanje plinsko-parne elektrarne v letu 2006. Optimizacijo smo izvedli glede na simulirane urne cene električne energije, ki temeljijo na cenah terminskih pogodb za pasovno in trapezno energijo z dne vrednotenja (1.1.2005) za dobave v letu 2006. Obratovalni režim elektrarne za krajši časovni izsek kot rezultat optimizacijskega algoritma prikazuje Slika 5.11.



Slika 5.11: Optimiziran obratovalni režim plinsko-parne elektrarne (tedenski izsek)

Ob simuliranih cenah elektrarna večinoma obratuje med delavniki, s tem da podnevi v času visokih cen obratuje na inštalirani moči, ponoči v času nizkih cen pa na svojem obratovalnem minimumu. Ob vikendih elektrarna obratuje le redko. Glede na simulirane cene bo elektrarna v letu 2006 opravila 47 zagonov. Ustvarila bo 9,81 mio € prihodka od prodaje električne energije, zmanjšanega za stroške goriva in stroške zagona (to postavko bomo v nadaljevanju poenostavljeno imenovali čisti prihodek). Proizvodnja elektrarne bo znašala 1736 GWh.

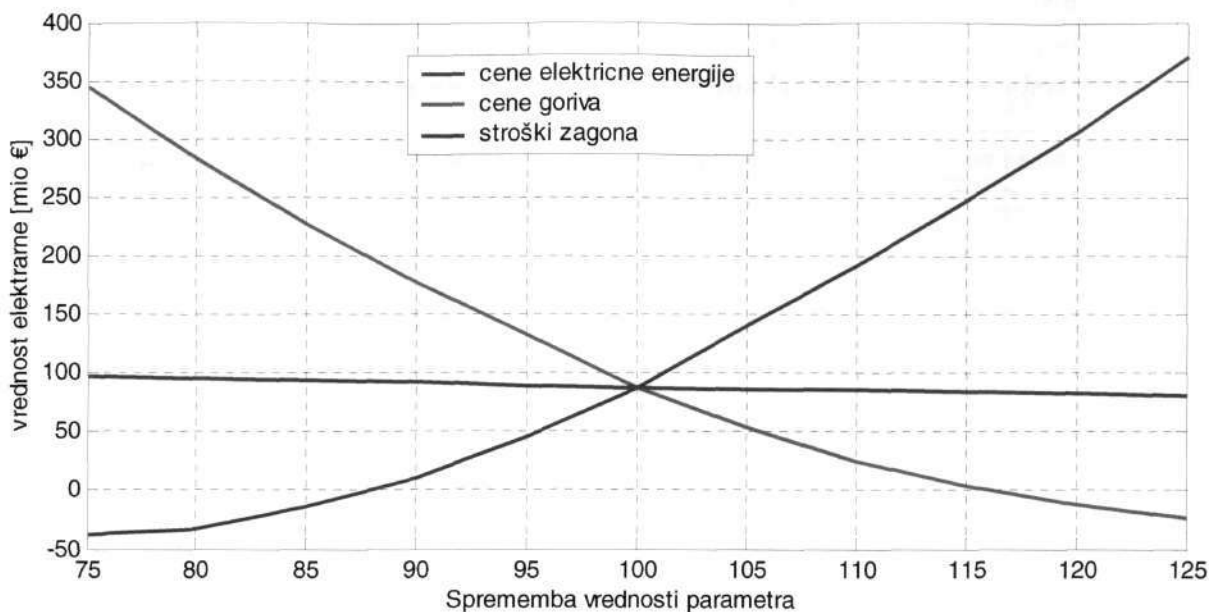
Na podlagi s simulacijo dobljenih rezultatov in v poglavju 5.1 opisanih predpostavk smo izračunali vrednost elektrarne (enačba 2.6). Ocenjena vrednost elektrarne, ki bo začela obratovati na dan 1.1.2006, tako na dan 1.1.2005 znaša približno 87,6 mio €. V Tabela 5.7 vidimo, da imajo zaradi diskontne stopnje večji pridonos k vrednosti elektrarne njeni denarni tokovi v bližnjih letih.

Tabela 5.7: Izračun vrednosti elektrarne

Leto	Neto denarni tok (k€)	Pridonos k vrednosti (k€)
2006	6060,0	5293,0
2007	6181,2	5045,7
2008	6304,8	4809,9
2009	6430,9	4585,2
2010	6559,5	4370,9
2011	6690,7	4166,7
2012	6824,5	3971,9
2013	6961,0	3786,3
2014	7100,3	3609,4
2015	7242,3	3440,7
2016	7387,1	3280,0
2017	7534,8	3126,7
2018	7685,5	2980,6
2019	7839,3	2841,3
2020	7996,0	2708,5
2021	8156,0	2582,0
2022	8319,1	2461,3
2023	8485,5	2346,3
2024	8655,2	2236,7
2025	8828,3	2132,1
2026	9004,8	2032,5
2027	9184,9	1937,5
2028	9368,6	1847,0
2029	9556,0	1760,7
2030	59747,1	10288,2
Skupaj		87641,2

Isti postopek smo ponovili v primeru simulacije cen električne energije s cenovnimi špicami. Čisti prihodek elektrarne v letu 2006 tako znaša 9,88 mio €, kar je za 70 k€ več od prejšnjega primera. Vrednost elektrarne se tako poveča le za 0,95 mio € ali za 1,1%.

Pri izračunu vrednosti elektrarne po metodi diskontiranih denarnih tokov z občutljivostno analizo podamo vpliv sprememb pomembnejših vplivnih parametrov na vrednost elektrarne. Slika 5.12 prikazuje vpliv sprememb cen električne energije, cen goriva in stroškov zagona na vrednost elektrarne. Vidimo, da je vrednost elektrarne najbolj občutljiva na spremembo cene električne energije in cene goriva. Sprememba stroškov zagona nima tako velikega vpliva na vrednost elektrarne.



Slika 5.12: Občutljivostna analiza

5.4.2 Realne opcije

Vrednost elektrarne po metodi realnih opcij bomo izračunali z uporabo Black-Scholes-ovega in binomskega modela vrednotenja.

5.4.2.1 Black-Scholes-ov model

Pri vrednotenju elektrarne po Black-Scholes-ovem modelu smo čiste prihodke elektrarne v letu 2006 ocenili na podlagi enačbe 4.24, pri tem pa smo uporabili izračunane nihajnosti posameznih mesečnih produktov trapezne in izventrapezne energije. Pridonos posameznega produkta k čistim prihodkom prikazuje Tabela 5.8.

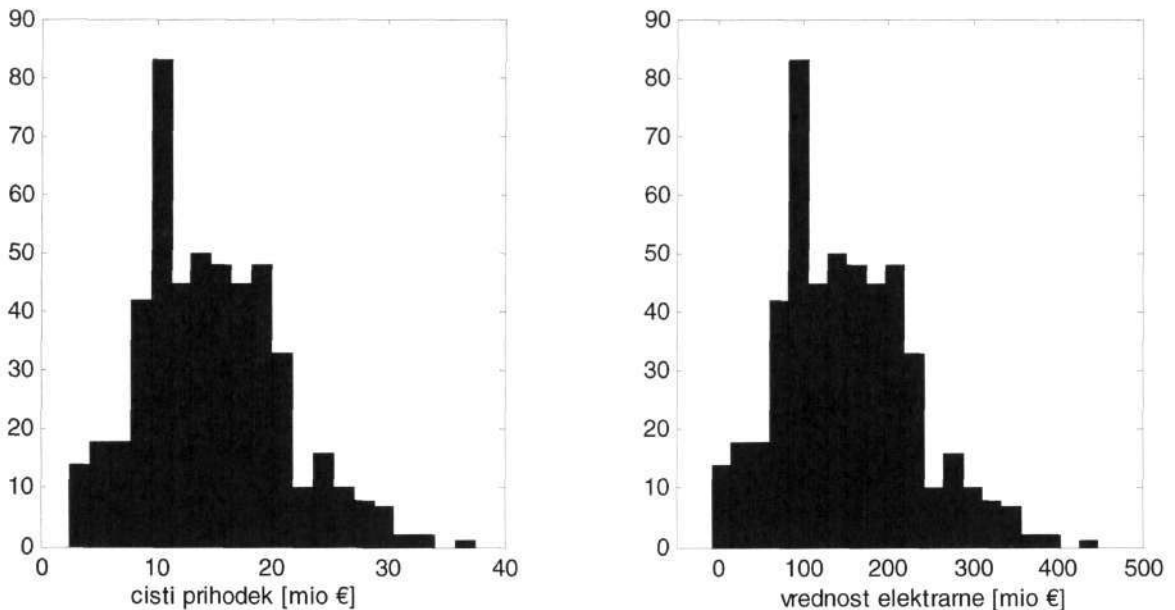
Čisti prihodki elektrarne v letu 2006 po izračunu tako znašajo 17,10 mio €. Pri tem se moramo zavedati, da nismo upoštevali stroškov zagona elektrarne. Prav nezmožnost določitve stroškov zagona je največja pomanjkljivost metode realnih opcij z uporabo Black-Scholes-ovega modela. Če predpostavimo, da bo elektrarna opravila toliko zagonov (47), kot jih podajajo rezultati optimizacijskega algoritma pri metodi diskontiranih denarnih tokov, znašajo popravljene čisti prihodki elektrarne 15,22 mio €. Vrednost plinsko-parne elektrarne v testnem primeru po metodi realnih opcij z uporabo Black-Scholes-ovega modela znaša 158,2 mio €, kar je za 81% več, kot znaša ocena po metodi diskontiranih denarnih tokov.

Tabela 5.8: Izračun čistih prihodkov elektrarne z Black-Scholes-ovim modelom

	Volatilitost trapez	Volatilitost izventrapez	Cene EE trapez (€/MWh)	Cene EE izventrapez (€/MWh)	Vrednost realne opcije trapez (€/MWh)	Vrednost realne opcije izventrapez (€/MWh)	Pridonos k čistim prih. trapez (k€)	Pridonos k čistim prih. izventrapez (k€)	Pridonos skupaj (k€)
Januar	1,19%	1,53%	55,58	29,17	19,61	0,88	2071	169	2240
Februar	1,47%	1,73%	51,74	31,38	16,08	2,02	1543	349	1892
Marec	1,37%	1,68%	42,72	26,34	8,02	0,66	886	124	1009
April	1,09%	1,23%	40,63	29,32	5,87	0,69	563	132	695
Maj	1,15%	1,46%	38,06	23,03	4,29	0,16	473	30	503
Junij	1,17%	1,36%	58,33	24,70	22,38	0,25	2364	46	2410
Julij	1,00%	0,99%	51,97	25,71	16,07	0,10	1620	20	1640
Avgust	0,98%	1,07%	46,36	23,52	10,74	0,06	1186	11	1197
September	1,01%	1,13%	43,02	27,36	7,93	0,44	799	82	881
Oktober	0,76%	0,91%	52,16	28,80	16,18	0,38	1709	73	1782
November	0,75%	0,98%	49,64	26,58	13,70	0,23	1447	41	1488
December	0,76%	0,98%	48,58	27,86	12,69	0,40	1279	78	1358
Skupaj							15940	1155	17095

5.4.2.2 Binomski model

Pri vrednotenju elektrarne po binomskem modelu smo uporabili Monte Carlo simulacijo. Tako smo 500-krat simulirali stohastičen cenovni proces (GBM) za trapezno in izventrapezno energijo v letu 2006 in za vsako simulacijo določili optimalen obratovalni režim elektrarne in njeno vrednost. Rezultat simulacij prikazuje Slika 5.13. Matematično upanje čistega prihodka elektrarne v letu 2006 znaša 14,69 mio €. Vrednost plinsko-parne elektrarne v testnem primeru po metodi realnih opcij z uporabo binomskega modela znaša 151,3 mio €, kar je za 73% več, kot znaša ocena po metodi diskontiranih denarnih tokov.



Slika 5.13: Čisti prihodek v letu 2006 in vrednost elektrarne (500 simulacij)

Zakaj tolikšna razlika? Kot smo opisali že v poglavju 4.2.3, metoda realnih opcij upošteva stohastičnost cen električne energije in možnost elektrarne, da svoje obratovanje prilagaja tem cenam. V primeru nižjih cen električne energije od teh, ki jih na dan vrednotenja napovedujejo cene terminskih pogodb, lahko elektrarna v posameznih obratovalnih cikli zmanjša proizvodnjo ali pa celo preneha z obratovanjem. V vsakem primeru so lahko čisti prihodki v posameznem obratovalnem ciklu najmanj 0. V nasprotnem primeru, če bodo cene električne energije višje, pa lahko elektrarna poveča število ur obratovanja in obratovalnih ciklov ter višje cene izkoristi za ustvarjanje višjih prihodkov. Kljub simetrični verjetnostni porazdelitvi cen električne energije lahko elektrarna zaradi svoje fleksibilnosti ustvari čiste prihodke, katerih verjetnostna porazdelitev je zamaknjena na pozitivno stran.

Prikazano razliko v višini 73% vrednosti lahko tolmačimo tudi kot časovno vrednost naše realne opcije (Slika 4.3).

Vrednotenje z metodo realnih opcij po binomskem modelu nam poleg vrednosti omogoča tudi izračun pokazateljev tveganja vrednosti elektrarne. Ti za prikazan primer znašajo:

$$\sigma^2(V) = 6328 \text{ (mio €)}^2$$

$$VaR_{1,95\%}(V) = 30,3 \text{ mio €}$$

$$VaR_{2,95\%}(V) = 121,0 \text{ mio €}$$

$$CVaR_{95\%}(V) = 15,1 \text{ mio €}$$

Kako na vrednost elektrarne po binomskem modelu vpliva zapis urnih cen električne energije s cenovnimi špicami? Matematično upanje čistega prihodka elektrarne v tem primeru v letu 2006 znaša 14,97 mio €, vrednost plinsko-parne elektrarne pa 154,9 mio €. Vrednost elektrarne se zaradi upoštevanja cenovnih špic tako zviša za 2,4%.

5.4.3 Portfeljsko vrednotenje

Testni portfelj poleg plinsko-parne elektrarne sestavljata še hidroelektrarna in pogodba o prodaji pasovne energije. Testni primer vsebuje negativno korelacijo hidrologije in cen električne energije (nižji naravni dotoki – višje cene električne energije).

Korekten zapis odnosa med ceno električne energije in hidrologijo bi bil ta, da je cena odvisna spremenljivka, hidrologija pa neodvisna. Del spremembe cen električne energije bi bil tako posledica spremembe hidrologije. Takšnega zapisa za testni primer ne moremo uporabiti, ker

ena izmed metod vrednotenja (realne opcije) zahteva zapis cen električne energije kot GBM proces. Rezultati, pridobljeni po različnih metodah, tako zaradi različnih cen električne energije ne bi bili primerljivi. Zato smo v testnem primeru hidrologijo zapisali kot odvisno spremenljivko, ceno pasovne električne energije pa kot neodvisno. 40% spremembe mesečne hidrologije je posledica spremembe mesečnih cen pasovne energije, ostalo pa je posledica naključne porazdelitve hidrologije.

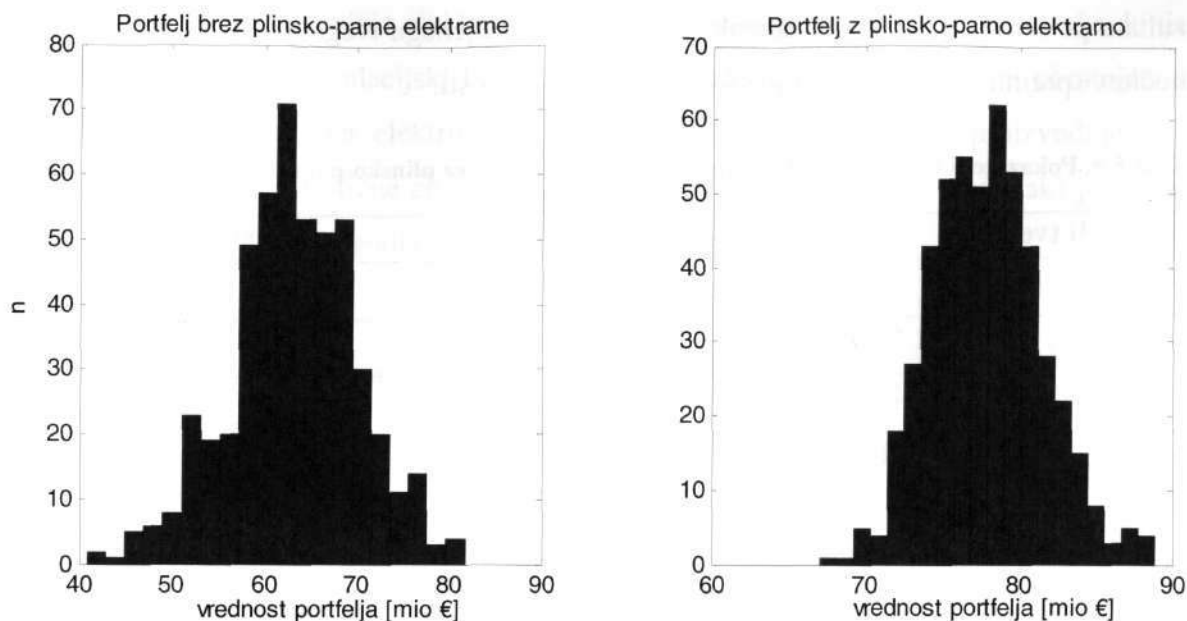
V praksi moramo seveda hidrologijo zapisati kot naključno spremenljivko, njen vpliv na cene električne energije pa moramo analizirati z statističnimi testi ali na podlagi fundamentalnih modelov za napovedovanje cen električne energije. Ker tak pristop presega okvire tega magistrskega dela, poleg tega pa želimo prikazati primerjavo med različnimi metodami vrednotenja elektrarn (zato pa potrebujemo enoten zapis cen električne energije), smo za testni primer izbrali v prejšnjem odstavku opisan pristop. Ob tem se zavedamo, da takšen zapis sicer daje smiselno povezavo med spremembami hidrologije in cen električne energije, ni pa metodološko ustrezen.

5.4.3.1 Popolno likviden trg

Kot smo pokazali v poglavju 4.3.2.1, lahko na popolnoma likvidnem trgu obratovanje vsake elektrarne obravnavamo samostojno. Optimizacijo obratovanja posameznih elektrarn lahko izvajamo neodvisno od ostalih delov portfelja. Tudi vrednost posamezne elektrarne je neodvisna od vrednosti ostalih delov portfelja. Izpostavljenost portfelja tveganju pa je rezultat celotnega portfelja in interakcij njegovih posameznih delov, zato je ne moremo določiti iz izpostavljenosti tveganju posameznih delov portfelja.

O optimizaciji elektroenergetskega portfelja na likvidnem trgu z minimizacijo pokazatelja tveganja si bralec lahko več prebere v (Paravan, 2004). Kljub temu, da pristop omogoča vključitev v metodo vrednotenja elektrarn, tematika presega zastavljeni okvir magistrskega dela. V testnem primeru bomo elektroenergetski portfelj na likvidnem trgu optimizirali le z vidika vrednosti portfelja z samostojno optimizacijo njegovih sestavnih delov.

Da bi izračunali vrednost elektrarne s portfeljsko analizo, bomo najprej izračunali vrednost portfelja brez elektrarne, nato pa še z elektrarno. Razlika bo pokazatelj vrednosti elektrarne. Rezultate simulacij - vrednost portfelja v letu 2006 brez in z plinsko-parno elektrarno prikazuje Slika 5.14.



Slika 5.14: Vrednost portfelja z in brez plinsko-parne elektrarne – likviden trg (500 simulacij)

Matematično upanje vrednosti portfelja brez plinsko-parne elektrarne znaša 63,16 mio €. Za portfelj z plinsko-parno elektrarno znaša ta vrednost 77,85 mio €. Razlika med obema vrednostima znaša 14,69 mio €. Ta vrednost je enaka izračunanim čistim prihodkom plinsko-parne elektrarne po metodi realnih opcij z binomskim modelom. Tudi izračunana vrednost elektrarne je tako v obeh primerih enaka.

Vrednotenje po do sedaj opisanih metodah predpostavlja nevtralen odnos lastnika elektrarne do tveganja. Vrednost elektrarne je izračunana na podlagi matematičnega upanja simuliranih bodočih prihodkov elektrarne. Kot pa smo pokazali v poglavju 3.4, udeleženci trga kot dejavnik pri sprejemanju svojih ekonomskih odločitev upoštevajo tudi tveganje.

Kot izhaja iz primerjave obeh histogramov (Slika 5.14), vključitev plinsko-parne elektrarne v portfelj spremeni obliko verjetnostne porazdelitve vrednosti portfelja. Tabela 5.9 prikazuje pokazatelje tveganja za portfelj z in brez plinsko-parne elektrarne.

Primerjava pokazateljev tveganja nam pokaže, da je vključitev elektrarne v portfelj učinkovala v smeri znižanja tveganja portfelja, saj sta se varianca in $Var2$ zmanjšala, $Var1$ in $CVaR$ pa povečala in to na nivoju portfelja bolj kot za vsoto posameznih delov portfelja. Ugotovitev ima velik pomen z vidika vrednotenja elektrarne. Kot smo prikazali v poglavju 3.4, ekonomski subjekti odločitve sprejemajo ne samo na podlagi matematičnega upanja

rezultata posamezne odločitve, ampak tudi na podlagi njenega tveganja. Ekonomski subjekt odločitev sprejme, če ta poveča njegovo funkcijo koristnosti.

Tabela 5.9: Pokazatelji tveganja vrednosti portfelja v 2006 z in brez plinsko-parne elektrarne

Pokazatelj tveganja	Portfelj brez PPE	PPE	Portfelj z PPE
$\sigma^2(VP)$	47,3 (mio €) ²	37,2 (mio €) ²	13,1 (mio €) ²
$VaR1_{95\%}(VP)$	51,4 mio €	5,4 mio €	72,2 mio €
$VaR2_{95\%}(VP)$	11,8 mio €	9,3 mio €	5,7 mio €
$CVaR_{95\%}(VP)$	48,1 mio €	4,3 mio €	71,0 mio €

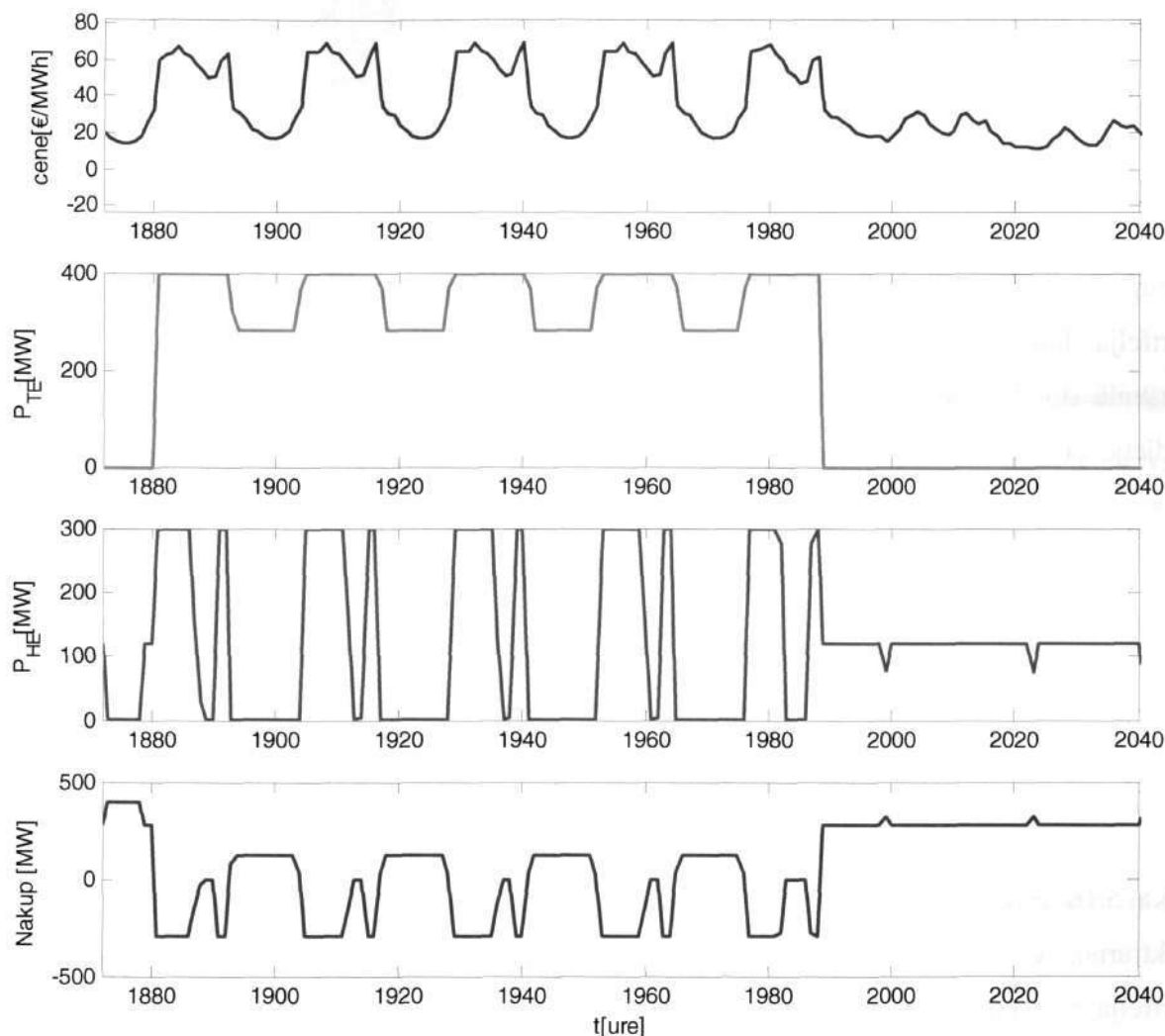
Predpostavimo možnost, da je elektroenergetsko podjetje izrazito nenaklonjeno tveganju in želi zmanjšati tveganje nizkih poslovnih rezultatov v najbolj neugodnih primerih. Njegovo funkcijo koristnosti ponazarja pokazatelj $CVaR$. V tem primeru mu bo vključitev plinsko-parne elektrarne v letu 2006 v njegov portfelj vrednost $CVaR$ povečala za 22,9 mio €. Če na podlagi spremembe funkcije koristnosti izračunamo korist plinsko-parne elektrarne za opisano elektroenergetsko podjetje, znaša korist elektrarne 258,4 mio € ali kar za 71% več, kot bi znašala za podjetje z nevtralnim odnosom do tveganja.

5.4.3.2 Nepopolno likviden trg

Kot smo opisali v poglavju 3.2.1, je cena električne energije na nepopolno likvidnem trgu odvisna od količine nakupov in prodaj vsakega udeleženca na trgu. Vsak udeleženec trga torej s svojim nakupom poveča, s prodajo pa zmanjša ravnotežno tržno ceno. Kot kaže Slika 3.2, je tudi največji evropski trg električne energije (kontinentalna Evropa, EEX) nepopolno likviden. To ugotovitev lahko razširimo na praktično vse trge električne energije. Kako opisana karakteristika trga električne energije vpliva na vrednost elektrarne?

Za izračun spremembe vrednosti portfelja in s tem vrednosti plinsko-parne elektrarne v testnem primeru smo najprej optimizirali portfelj brez plinsko-parne elektrarne, nato pa še z njo. V 500 simulacijah smo simulirali cene električne energije, hidrologijo (naravne dotoke v akumulacijski bazen hidroelektrarne) in izvedli optimizacijo portfelja - obratovanja elektrarn in nakupov ali prodaj na trgu električne energije. Del rešitve optimizacijskega problema prikazuje Slika 5.15. Hidroelektrarna in plinsko-parna elektrarna obratujeta v urah, ko je cena električne energije najvišja. V teh urah podjetje tudi prodaja električno energijo na trgu.

Hidroelektrarna za proizvodnjo električne energije vsak dan porabi vse naravne dotoke, ki tisti dan pritečejo v njen akumulacijski bazen. V urah z nizkimi cenami elektrarni obratujeta na nižjih nivojih, podjetje pa električno energijo kupuje na trgu. Vsota proizvodnje obeh elektrarn in nakupov električne energije na trgu (prodaja ima negativen predznak) je v vsaki uri enaka višini prodajne pogodbe (400 MW).



Slika 5.15: Optimizacija portfelja v pogojih nepopolno likvidnega trga električne energije

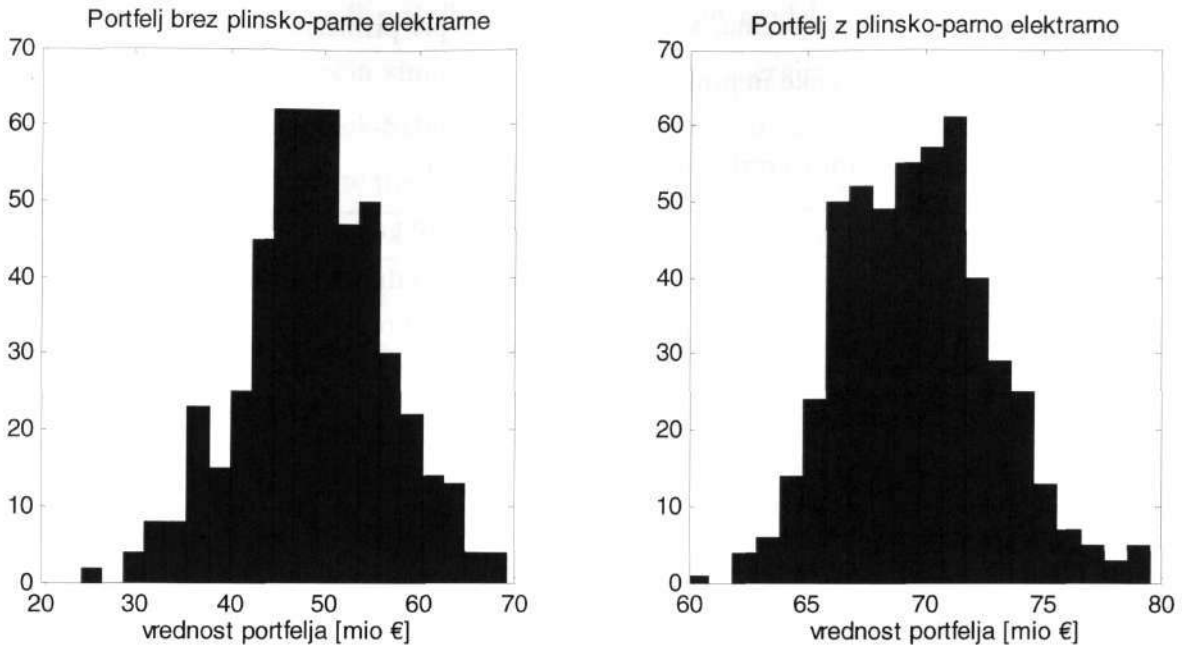
Matematično upanje čistih prihodkov samostojne plinsko-parne elektrarne v obravnavanem testnem primeru bi na nepopolno likvidnem trgu znašalo 9,72 mio €, vrednost elektrarne pa bi bila 86,5 mio €. Vrednost samostojne elektrarne je torej na nepopolno likvidnem trgu nižja kot na likvidnem trgu električne energije. To je posledica značilnosti nepopolno likvidnega trga, saj plinsko-parna elektrarna s svojo proizvodnjo in prodajo proizvedene električne

energije na trgu zniža dosežene cene električne energije in zato dosega nižje čiste prihodke kot bi jih na likvidnem trgu.

Portfelj v testnem primeru poleg vrednotene plinsko-parne elektrarne predstavlja še hidroelektrarna in pogodba o prodaji letne pasovne energije. Pogodba o prodaji vsebuje fiksno ceno. V primeru portfelja brez plinsko-parne elektrarne mora podjetje prodajno pogodbo pokriti s proizvodnjo hidroelektrarne ali z nakupom na trgu. Ko so naravni dotoki v akumulacijski bazen elektrarne nizki, mora podjetje več energije kupiti na trgu. V času nizkih naravnih dotokov je cena električne energije že tako v povprečju višja, s svojimi nakupi pa jo poveča še energetska podjetja. Če portfelj podjetja vsebuje tudi plinsko-parno elektrarno, lahko podjetje prodajno pogodbo pokrije tudi s proizvodnjo te elektrarne in se tako izogne nakupom na trgu po višji ceni. Plinsko-parna elektrarna tako bolj izboljšuje čiste prihodke portfelja, kot pa bi jih ustvarila sama s samostojnim nastopom na trgu. V času visokih naravnih dotokov je cena električne energije v povprečju nižja. V takšnih primerih lahko podjetje prodajno pogodbo pokrije s proizvodnjo hidroelektrarne in s cenejšimi nakupi na trgu, plinsko-parna elektrarna pa lahko miruje. Če se kljub nižjim tržnim cenam to izplača, lahko seveda tudi obratuje in proizvodnjo proda na trgu.

V splošnem lahko pričakujemo pozitivne sinergijske učinke v primeru, da je v portfelju vključena tudi plinsko parna elektrarna. Ti predstavljajo razliko prihodkov v obeh primerih: ko imamo samostojen okrnjen portfelj in samostojno plinsko-parno elektrarno in ko imamo enoten portfelj z obema elektrarnama.

Slika 5.16 prikazuje histograma vrednosti portfelja v letu 2006 brez in z plinsko parno elektrarno. Vrednost portfelja brez plinsko-parne elektrarne znaša 48,92 mio €, vrednost portfelja z elektrarno pa 69,68 mio €. Čiste prihodke plinsko-parne elektrarne v letu 2006 predstavlja razlika vrednosti obeh portfeljev, ki znaša 20,76 mio €. Obravnavana plinsko-parna elektrarna je tako vredna 230,4 mio € ali za 52% več, kot bi bila ista elektrarna vredna na likvidnem trgu.



Slika 5.16: Vrednost portfelja z in brez plinsko-parne elektrarne – nepopolno likviden trg (500 simulacij)

Z simulacijami smo za testni primer ugotovili, da predpostavka o nepopolno likvidnem trgu močno vpliva na ocenjeno vrednost elektrarne. Samostojna elektrarna je vredna manj kot na likvidnem trgu, ker s prodajo proizvedene električne energije znižuje ceno prodanih količin. Za podjetje, ki že ima nek elektroenergetski portfelj, pa je vrednost preučevane elektrarne odvisna od sinergij te elektrarne z ostalimi deli portfelja. V našem primeru je bila plinsko-parna elektrarna s svojimi obratovalnimi značilnostmi komplementarna ostalemu delu portfelja (hidroelektrarni in prodajni pogodbi), zato je bila vrednost elektrarne za podjetje precej večja, kot znaša vrednost samostojne elektrarne. Ta trditev seveda ne velja vedno. Obstajajo tudi portfelji, ob vključitvi v katere bi bila vrednost preučevane elektrarne nižja od njene vrednosti ob samostojnem nastopu na trgu.

5.5 Primerjava metod vrednotenja

Vrednost elektrarne smo izračunali po več metodah: po osnovni metodi diskontiranih denarnih tokov, po metodi realnih opcij in sicer z binomskim in Black-Scholes-ovim modelom ter po metodi portfeljskega vrednotenja. Tabela 5.10 prikazuje dobljene vrednosti elektrarne po vseh opisanih metodah. Poleg rezultatov, ki smo jih predstavili v prejšnjih podpoglavjih, tabela vključuje še rezultate za primer štirikrat manjših zagonskih stroškov elektrarne (elektrarna je precej bolj fleksibilna pri določanju svojega obratovalnega režima).

Ta postavka sicer ni povsem realna, vendar pa nam bo pri primerjavah posameznih metod pomagala opisati njihove razlike in primernost.

Tabela 5.10: Vrednost elektrarne po različnih metodah vrednotenja

Stroški zagona	40 k€	10 k€
Metoda	Vrednost elektrarne (mio €)	
Diskontirani denarni tokovi	87,6	138,5
Realne opcije – binomski model	151,3	192,7
Realne opcije – Black-Scholes-ov model	158,2	156,6
Portfeljsko vrednotenje – likviden trg	151,3	192,7
Portfeljsko vrednotenje – nepopolno likviden trg	230,4	256,1

Najnižja je vrednost elektrarne, ki smo jo izračunali po osnovni metodi diskontiranih denarnih tokov. Ta metoda ne upošteva stohastične narave cen električne energije in možnosti elektrarne, da s svojo obratovalno fleksibilnostjo reagira na cenovne spremembe.

To pomanjkljivost odpravi metoda realnih opcij. Po Black-Scholes-ovem modelu izračunamo vrednost elektrarne na podlagi pavšalne ocene stroškov zagona, ravni cen električne energije, ki jih zapišemo kot geometrično Brown-ovo gibanje, in goriva, ter njihovih nihajnosti in korelacij. Po binomskem modelu z Monte Carlo simulacijo ob različnih cenovnih scenarijih optimiziramo obratovanje elektrarne in iz scenarijev optimalnega obratovalnega režima izračunamo vrednost elektrarne.

Vrednost elektrarne po metodi realnih opcij z Black-Scholes-ovim modelom bi morala biti po navedbah iz literature (Hlouskova et al., 2002; Tseng in Barz, 1999; Skantze et al., 2000) višja od vrednosti po metodi realnih opcij z binomskim modelom, saj ne upošteva obratovalnih omejitev elektrarne. A temu ni nujno tako (Tabela 5.10). Razloga za takšen rezultat sta dva.

Prvi izhaja iz značilnostih izbranega testnega primera. Obratovalne omejitve elektrarne – minimalni čas obratovanja in zaustavitve elektrarne znašata 12 ur, kar ustreza dolžini trajanja trapeznih in izventrapeznih dobav. Tudi s predpostavkami Black-Scholes-ovega modela tako pri vrednotenju nismo v ničemer prezrli obratovalnih omejitev elektrarne. Kot smo povedali v poglavju 4.2.3.1, se lahko z izborom časovne resolucije, ki ustreza obratovalnim omejitvam elektrarne, tako izognemo opisani pomanjkljivosti opisane metode. S tem smo obrazložili, zakaj vrednost elektrarne po metodi realnih opcij z Black-Scholes-ovim modelom ni nujno

višja od vrednosti po metodi realnih opcij z binomskim modelom. A zakaj je lahko nižja? Vzrok za to predstavlja način simulacije cen električne energije. V primeru vrednotenja po metodi realnih opcij z Black-Scholes-ovim modelom smo predpostavljali enotne cene za posamezne mesečne produkte trapezne in izventrapezne energije. To npr. pomeni, da so cene električne energije v vseh urah januarskih trapeznih dobav enake. V primeru vrednotenja po metodi realnih opcij z binomskim modelom pa smo na podlagi cen za posamezne mesečne produkte trapezne in izventrapezne energije simulirali urne cene. V tem primeru se cene znotraj posameznega mesečnega produkta od ure do ure razlikujejo. Tako je lahko v nekaj dnevih (npr. praznikih) v posameznem mesecu npr. cena trapeznih dobav tako nizka, da se v teh dnevih elektrarni ne splača obratovati. Zato pa so cene trapeznih dobav v ostalih dnevih višje. Po Black-Scholesovem modelu vrednotimo delovanje elektrarne za celoten čas trajanja posameznega produkta po povprečni ceni, po binomskem modelu pa samo v tisti obratovalnih ciklih, ko se to izplača in to po urnih cenah (njihovo povprečje je višje). Zato lahko z binomskim modelom dobimo višjo vrednost elektrarne kot z Black-Scholes-ovim modelom.

Drugi možni razlog je lahko napačno vrednotenje stroškov zagona z uporabo Black-Scholes-ovega modela. Pri uporabi tega modela smo namreč stroške zagona ocenili na podlagi rezultata metode diskontiranih denarnih tokov. Ob tem ne vemo, kolikšno napako smo pri takšni oceni naredili, niti tega, ali takšna ocena preceni ali podceni stroške zagona, kar vnaša precejšnjo negotovost v pravilnost vrednotenja elektrarne. Čeprav je razlika ocenjene vrednosti elektrarne po Black-Scholes-ovem modelu in binomskem modelu v primeru zagonskih stroškov 40 k€ relativno majhna (4,6%), pa na podlagi tega ne moremo sprejeti splošnega zaključka o možni zamenljivosti in primernosti uporabe obeh omenjenih metod. To nam potrjuje primerjava ocenjenih vrednosti elektrarne v primeru zagonskih stroškov v višini 10 k€, kjer je ta razlika občutna in tudi drugega predznaka (-18,7%). Opisana primerjava nam tudi pokaže, da z uporabo Black-Scholes-ovega modela ne moremo ocenjevati vpliva spremembe stroškov zagona elektrarne na vrednost elektrarne, čeprav je ta vpliv lahko ključen za ekonomičnost elektrarne.

Zaradi opisanih pomanjkljivosti je metoda realnih opcij z uporabo Black-Scholes-ovega modela za vrednotenje elektrarn le zelo omejeno primerna in le redko uporabljana.

Metoda portfeljskega vrednotenja elektrarno obravnava kot del portfelja, vrednost elektrarne pa po tej metodi določimo na podlagi razlike vrednosti portfeljev v primeru brez in z

obravnavano elektrarno. V primeru likvidnega trga je vrednost elektrarne enaka, kot jo dobimo po metodi realnih opcij z uporabo binomskega modela. Vendar pa portfeljska analiza poda tudi vpliv elektrarne na izpostavljenost podjetja tveganju, česar metoda realnih opcij ne zmore. Če je trg električne energije nepopolno likviden (in takšni so pravzaprav vsi), poda portfeljska analiza tudi vpliv obravnavane elektrarne na ostale dele portfelja. Vrednost elektrarne tako izhaja iz razlike vrednosti portfelja v primeru brez in z preučevano elektrarno. V našem testnem primeru je bila plinsko-parna elektrarna močno komplementarna ostalim delom portfelja, kar je prineslo pozitivne sinergijske učinke ob vključitvi te elektrarne v portfelj. Izrazita nelikvidnost trga je te učinke še povečevala. Zato je bila vrednost plinsko-parne elektrarne po tej metodi precej višja od ocenjenih po drugih metodah. Če bi bili učinki elektrarne na portfelj negativni, bi bila vrednost plinske elektrarne po tej metodi nižja kot po ostalih metodah.

Kot prikazuje Tabela 5.11, ima vsaka izmed metod svoje prednosti in slabosti. Osnovna metoda diskontiranih denarnih tokov je metoda, ki jo analitiki najbolj pogosto uporabljajo za vrednotenje elektrarn, kar izvira še iz časov reguliranega elektroenergetskega sistema. Način vrednotenja po tej metodi je enak tudi za podjetja iz drugih panog, zato to metodo analitiki in direktorji razmeroma dobro poznajo in razumejo. Metoda je enostavna, rezultate pa dobimo razmeroma hitro. Vendar pa v pogojih trga električne energije z nepredvidljivimi cenami ta metoda sistematično podceni elektrarne, ki imajo veliko fleksibilnost pri določanju svojega obratovalnega režima. To so predvsem plinske in plinsko-parne elektrarne, termoelektrarne in akumulacijske hidroelektrarne. Za nefleksibilne elektrarne, kot so jedrske in pretočne hidroelektrarne ta metoda popolnoma zadošča za oceno vrednosti, ne pa tudi za analizo tveganj.

Metoda realnih opcij po Black-Scholes-ovem modelu nam omogoča zelo hitro izračunati vrednost elektrarne, kljub temu da upoštevamo stohastičnost cen električne energije. Vendar pa ta metoda ne upošteva obratovalnih omejitev elektrarn, zato sistematično preceni vrednost elektrarne, razen če se obratovalne omejitve upoštevamo pri izbiri časovne granulacije trga električne energije in obratovanja režima elektrarne. Metoda ne omogoča natančne ocene stroškov zagona in njihovega vpliva na omejevanje fleksibilnosti obratovanja elektrarne, kar pri posameznih tipih elektrarn močno vpliva na pravilnost vrednotenja. Poleg tega metoda zahteva zapis cen električne energije kot proces geometričnega Brown-ovega gibanja in ne omogoča upoštevanja cenovnih špic, ki so značilnost trga električne energije. Metoda je bila

deležna velike strokovne pozornosti za področje finančnih opcij, zato je dobro obdelana v veliko znanstvenih člankih.

Tabela 5.11: Prednosti in slabosti različnih metod vrednotenja

Metoda	Prednosti	Slabosti
Diskontirani denarni tokovi	<ul style="list-style-type: none"> - enostavnost - uveljavljenost - upošteva vse obratovalne omejitve elektrarne - omogoča različne zapise cen električne energije 	<ul style="list-style-type: none"> - ne upošteva stohastične narave cen el. energije in možnosti elektrarne za prilagajanje takšnim cenam - ne upošteva vpliva elektrarne na ostale dele portfelja - ne omogoča analize tveganj
Realne opcije – binomski model	<ul style="list-style-type: none"> - omogoča analizo tveganj - upošteva vse obratovalne omejitve elektrarne - omogoča različne zapise cen električne energije 	<ul style="list-style-type: none"> - ne upošteva vpliva elektrarne na ostale dele portfelja - časovna potratnost
Realne opcije – Black-Scholes-ov model	<ul style="list-style-type: none"> - enostavnost - hiter izračun - metoda je dobro znanstveno obdelana za področje finančnih opcij 	<ul style="list-style-type: none"> - v osnovi ne upošteva vseh obratovalnih omejitev elektrarne - ne omogoča realne ocene stroškov zagona ali zaustavitvev elektrarne - ne upošteva vpliva elektrarne na ostale dele portfelja - ne omogoča vrednotenja ob predpostavki nepopolno likvidnega trga - ne omogoča analize tveganj - cene električne energije morajo biti zapisane kot GBM
Portfeljsko vrednotenje	<ul style="list-style-type: none"> - podaja vrednost elektrarne za elektroenergetsko podjetje, ki temelji na pričakovanem vplivu elektrarne na poslovni uspeh podjetja - omogoča analizo vpliva elektrarne na ostale dele portfelja - omogoča analizo tveganj na nivoju celotnega portfelja - upošteva vse obratovalne omejitve elektrarne - omogoča različne zapise cen električne energije 	<ul style="list-style-type: none"> - zahtevnost optimizacijskega problema - časovna potratnost

Pomanjkljivostim Black-Scholes-evega modela se izogne binomski model. Ta model nam omogoča korektno upoštevanje vseh obratovalnih omejitev preučevane elektrarne, ki jih vključimo v optimizacijski algoritem. Z Monte Carlo simulacijo poleg vrednosti elektrarne dobimo tudi verjetnostno porazdelitev teh vrednosti, kar nam omogoča analizo tveganj. Glavna pomanjkljivost te metode je precejšnja računska zahtevnost.

Vse opisane metode obravnavajo elektrarno kot samostojno enoto, ki nima nobenega vpliva na delovanje in vrednost ostalih enot istega ekonomskega subjekta. Vendar je realnost drugačna. Trgi električne energije so nepopolno likvidni, tako da vsaka elektrarna s svojim obratovanjem vpliva tudi na prihodke ostalih elektrarn istega lastnika. Metoda portfeljskega vrednotenja elektrarne to zakonitost upošteva in vrednost elektrarne določi kot posledico vpliva te elektrarne na portfelj lastnika. Metoda omogoča tudi analizo tveganj lastnika, kar velja tudi v primeru nepopolno likvidnega trga. Metoda je v bistvu nadgradnja metode realnih opcij z uporabo binomskega modela, ki namesto samostojne elektrarne obravnava celoten elektroenergetski portfelj. Zato je optimizacijski algoritem še bolj zahteven, metoda pa računsko in časovno bolj potratna od vseh ostalih metod.

6 SKLEP

Z uvajanjem tržnega okolja na področje elektroenergetskega sektorja se spreminja položaj posameznih podjetij in njihovih upravljalcev. Predvsem proizvodna podjetja se morajo odzivati na tržne signale in spremembe, uspešnost njihovega poslovanja pa ni več zagotovljena z dolgoročnimi pogodbami po fiksnih cenah. Cene električne energije se oblikujejo tržno in so močno nepredvidljive.

Opisane razmere na trgu električne energije pomenijo povsem novo okolje, v katerem poslujejo elektrarne proizvodnih podjetij. Zaradi novega okolja moramo prilagoditi tudi metode za vrednotenje elektrarn. V magistrskem delu smo obdelali prav to tematiko. Najprej smo opisali osnovne pojme in pristope vrednotenja ter se osredotočili na določitev notranje vrednosti elektrarne, ki jo izračunamo na podlagi ocene prihodnjih koristi, ki jih bo lastniku ta elektrarna prinašala. Prihodnje koristi moramo prevesti v današnjo vrednost oz. v vrednost na dan vrednotenja.

Za primer vrednotenja elektrarne smo identificirali glavne skupine prihodkov in stroškov (pozitivnih in negativnih denarnih tokov), ki jih elektrarna v svoji življenjski dobi ustvarja. V tržnem okolju je najbolj zahtevna naloga ocenjevanje čistih prihodkov elektrarne, ki predstavljajo razliko med prihodki od prodaje proizvedene električne energije in stroški za nakup goriva. Prav ti dve skupini pa prispevata največji delež k oceni neto denarnega toka elektrarne. Vrednost elektrarne ponavadi ocenimo na podlagi podrobne analize denarnih tokov elektrarne v krajšem obdobju (letu), nato pa te izračune projeciramo na celotno življenjsko dobo elektrarne.

Osnovni namen magistrskega dela je opis trenutno uporabljanih metod za oceno čistih prihodkov elektrarne, predlog in opis nove metode ter primerjava vseh metod z identifikacijo njihovih prednosti in pomanjkljivosti.

Metoda diskontiranih denarnih tokov predstavlja osnovno metodo vrednotenja elektrarn. Metoda je splošna, saj jo analitiki uporabljajo tudi za vrednotenje podjetij v drugih branžah. Metoda temelji na deterministični napovedi cen električne energije in optimizaciji obratovanja elektrarne. Iz optimalnega obratovalnega režima nato izračunamo čiste prihodke elektrarne. Popularnost metode temelji na njeni uporabi za vrednotenje elektrarn v reguliranem okolju, ko je bilo okolje precej manj dinamično, cene električne energije pa v večji meri dogovorjene z

dolgoročnimi pogodbami. V današnjem tržnem okolju so cene električne energije zelo dinamične in težko napovedljive. Nekateri tipi elektrarn se lahko hitro odzivajo na spremembe cen, česar pa s tradicionalno metodo diskontiranih denarnih tokov ne moremo ovrednotiti.

To pomanjkljivost odpravlja metoda realnih opcij. Ta temelji na teoriji finančnih opcij. Elektrarno s svojo obratovalno fleksibilnostjo predstavimo kot realno opcijo in jo vrednotimo na podlagi spoznanj finančne teorije. V praksi so avtorji razvili dva modela in sicer Black-Scholes-ov model ter binomski model. Black-Scholes-ov model omogoča hitre in enostavne ocene čistih prihodkov elektrarne, vendar pa ne upošteva obratovalnih omejitev elektrarne in z njimi povezanih stroškov, zato je njegova uporabnost za vrednotenje elektrarn močno omejena. Binomski model te omejitve upošteva, poleg tega pa omogoča tudi analizo izpostavljenosti tveganju. Cena za to je precejšnja računaska zahtevnost modela.

Vsi opisani modeli obravnavajo elektrarno kot samostojen objekt, ki ne vpliva na denarne tokove in vrednost ostalih elektrarn v sistemu. Danes so zelo redka podjetja, ki imajo samo eno elektrarno. Večina proizvodnih podjetij poseduje večji proizvodni park. V pogojih likvidnega trga obratovanje ene elektrarne sicer ne vpliva na obratovanje drugih elektrarn ali na njihove čiste prihodke, vpliva pa na izpostavljenost podjetja tveganju. Analizo izpostavljenosti proizvodnega podjetja tveganju omogoča metoda za vrednotenje elektrarn na podlagi portfeljske analize, ki smo jo predlagali v tej magistrski nalogi. Metoda predstavlja nadgradnjo metode realnih opcij z uporabo binomskega modela in je bila doslej v literaturi le bežno omenjena, nismo pa zasledili njene poglobljene obravnave. Predlagana metoda ima še eno veliko prednost pred ostalimi predstavljenimi metodami. Prednost metode še posebej opazimo v primerih, ko elektrarne delujejo na nepopolno likvidnem trgu, kar je značilnost praktično vseh trgov električne energije. V tem primeru je dosežena tržna cena električne energije odvisna od nakupov ali prodaj vsakega udeleženca trga. Posamezna elektrarna s svojimi nakupi in prodajami električne energije posredno preko tržnih cen vpliva tudi na čiste prihodke, ki jih dosegajo ostale elektrarne v portfelju proizvodnega podjetja. Predlagana metoda omogoča vrednotenje elektrarne na podlagi razlike vrednosti portfelja brez in z obravnavano elektrarno. Tako dobljena vrednost elektrarne predstavlja realno oceno vrednosti za podjetje, ki že poseduje druge elektrarne in omogoča analizo vplivov nove elektrarne na poslovni izid podjetja.

Na testnem primeru smo pokazali, da osnovna metoda diskontiranih denarnih tokov sistematično podceni elektrarne z fleksibilnostjo prilagajanja obratovalnega režima cenam električne energije. Metoda realnih opcij z uporabo Black-Scholes-ovega modela to pomanjkljivost odpravi, vendar pa zanemari obratovalne omejitve elektrarne. Te upošteva metoda realnih opcij z uporabo binomskega modela. Metoda portfeljskega vrednotenja upošteva celoten portfelj elektroenergetskega podjetja in interakcije njegovih delov (elektrarn in nakupno-prodajnih pogodb). Rezultati testnega primera kažejo, da lahko sinergijski učinki v primeru komplementarnosti preučevane elektrarne ostalim delom portfelja močno povečajo vrednost elektrarne.

Odločitev o izbiri metode vrednotenja je seveda na strani naročnika, ki se bo odločal na podlagi svojih zahtev, svojega položaja in namena vrednotenja. V tej magistrski smo predstavili možnosti, ki so mu na voljo. Spekter možnosti smo z novo predlagano metodo tudi razširili.

Naš namen ni bil razvrstitev posameznih metod vrednotenja od najboljše do najslabše, saj menimo, da takšno opredeljevanje ni potrebno. Vsaka metoda ima svoje prednosti in pomanjkljivosti, ki prihajajo do izraza v posameznih primerih, v drugih primerih pa ne.

Ocenjujemo, da je najpomembnejša ugotovitev magistrske naloge velikost področja vrednosti iste elektrarne, ki jo dobimo z uporabo različnih metod. Področje dobljenih vrednosti je tako veliko, da lahko izbira metode predstavlja razliko med odločitvijo za ali proti investiciji ali kakšni drugi poslovni potezi. Zato je toliko bolj pomembno, da naročnik vrednotenja in analitik čim bolj natančno poznata značilnosti trga električne energije in preučevane elektrarne ter prednosti in slabosti posameznih metod vrednotenja. S tem si bosta ob konkretnem primeru s svojimi specifičnimi značilnostmi najhitreje in najbolj pravilno odgovorila na vprašanje: koliko je elektrarna vredna?

7 LITERATURA IN VIRI

Alstad R. M. in Foss J. T. (2003). *Real Option Analysis of Gas Fired Power Plants*. Norwegian University of Science and Technology.

Artzner P., Delbaen F., Eber J. M. in Heath D. (1999). *Thinking Coherently*. Risk, Vol. 10, str. 68-71.

Bjerkstrand P., Rasmussen H. in Stensland G. (2000). *Valuation and risk management in the Norwegian electricity market*. Norwegian School of Economics and Business Administration.

Čibej J. A. (2000). *Izbrana poglavja iz finančne matematike*. Ekonomska fakulteta. Ljubljana.

Gardner D. in Zhuang Y. (2000). *Valuation of Power Generation Assets: A Real Options Approach*. Algo Research Quarterly. Vol. 3, No. 3, December 2000.

Golob R., Gubanec I., Štokelj T., Stojkowska B., Paravan D., Šajn A., Križanič F., Čop B. in Pirnat R. (2000). *Analiza konkurenčnosti domačih proizvajalcev na trgu z električno energijo*. Fakulteta za elektrotehniko. Ljubljana.

Gubina F., Golob R., Šajn A., et al. (2003). *Določitev optimalne različice črpalne HE Avče*. Zaključno poročilo. Fakulteta za elektrotehniko. Ljubljana.

Gubina F., Štokelj T., Paravan D., Bandelj B. in Šajn A. (2002). *Ocena možne proizvodnje in prihodkov verige HE na Spodnji Savi*. Zaključno poročilo. Fakulteta za elektrotehniko. Ljubljana.

Gubina F. (2004). *Delovanje elektroenergetskih sistemov*. Skripta. Fakulteta za elektrotehniko. Ljubljana.

Gutierrez-Alcaraz G. in Sheble G. B. (2004). *Real Option Data Requirements of Power System Data for Competitive Bidding*. Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences 2004. Hawaii.

Hull C. J. (2000). *Options, Futures, & Other Derivatives. Fourth edition*. Prentice-Hall, Inc.

Elton E. J. in Gruber M. J. (1995). *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis. Fifth Edition*. John Wiley & Sons, New York.

Energetski zakon (1999). Ur. l. RS, št. 79/99.

Ernst&Young (2003). *Business valuation report of Dravske elektrarne Maribor d.o.o.* Študija.

Eydeland A. in Wolyniec K. (2003). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging.* John Wiley & Sons, New York.

Hlouskova J., Kossmeier S., Obersteiner M. in Schnabl A. (2002). *Real Option Models and Electricity Portfolio Management.* OSCOGEN Discussion Paper No. 9, Maj 2002. (www.oscogen.ethz.ch)

Kuhelj Krajnović E., Košak M. in Groznik P. (1997). *Osnove poslovnih financ.* Ekonomska fakulteta. Ljubljana.

Lenarčič M. (2004). *Vrednotenje naložb: realne opcije pri investicijskem odločanju in strateškem načrtovanju.* Magistrsko delo. Ekonomska fakulteta. Ljubljana.

Magrabe W. (1978). The Value of an Option to Exchange One Asset to Another. *Journal of Finance*, vol. 33, no. 1.

Markowitz H. M. (1952). *Portfolio selection.* *Journal of Finance*, vol. 7, no. 1.

Miklič J. (2004). *Energetski objekti HSE: Primerjalni ekonomski izračuni za energetske objekte.* Študija. IBE d.d.

Mramor D. (2000). *Poglavja iz poslovnih financ.* Ekonomska fakulteta. Ljubljana.

Navodilo o sistemskem obratovanju prenosnega elektroenergetskega omrežja. (2002). Ur. l. RS, št. 46/02.

OpenLink (2003). *Endur Documentation.* USA.

Orel B., Štokelj T., Bandelj B., Paravan D., Šajn A., Stojkovska B. (2002). *Optimalna energetska izraba vodotoka Učja.* Zaključno poročilo.

Paravan D. (2004). *Srednjeročno obvladovanje tveganj proizvajalcev na trgu električne energije.* Doktorska disertacija. Fakulteta za elektrotehniko. Ljubljana.

Philipson L. in Willis L. (1999). *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*. Marcel Dekker.

Pratt S. P. (1989). *Valuing a Business: the Analysis and Appraisal of Closely Held Companies*. Richard D. Irwin, Inc.

Šajn A. (2004). *Optimalno kratkoročno načrtovanje obratovanja črpalne hidroelektrarne*. Magistrsko delo. Fakulteta za elektrotehniko. Ljubljana.

Skantze P. in Ilic M. D. (2001). *Valuation, hedging and speculation in competitive electricity markets: a fundamental approach*. Kluwer Academic Publishers.

Skantze P., Visudhiphan P. in Ilic M. (2000). *Valuation of Generation Assets with Unit Commitment Constraints under Uncertain Fuel Prices*. Massachusetts Institute of Technology.

Szego G. (2002). *Measures of risk*. Journal of Banking & Finance, Elsevier Science B.V.

The Mathworks (2002). *Optimization Toolbox, User's guide*. Version 2. USA.

The Mathworks (2002). *Financial Toolbox, User's guide*. Version 2. USA.

Tseng C. L. in Barz G. (1999). *Short-Term Generation Asset Valuation. Presented in the 32nd Hawaii International Conference*, Maui, Hawaii, Jan. 5-8, 1999.

Zakon o spremembah in dopolnitvah energetskega zakona (2004). Ur. l. RS, št. 51/04.

IZJAVA

Izjavljam, da sem magistrsko delo izdelal samostojno pod vodstvom mentorja doc. dr. Roberta Goloba, univ. dipl. inž.. Izkazano pomoč drugih sodelavcev sem v celoti navedel v zahvali.


Boštjan Bandelj