

**STROKOVNO MNENJE V ZVEZI Z NOVELIRANIM  
INVESTICIJSKIM PROGRAMOM REV. 5 -  
POSTAVITEV NADOMESTNEGA BLOKA 6 MOČI 600  
MW V TE ŠOŠTANJ**

**dr. Aleksandar Kešeljević  
Ekonomska fakulteta  
Univerza v Ljubljani**

**Ljubljana, November 2011**

# KAZALO

1. NAMESTO UVODA.....	3
2. IZRAČUN EKONOMSKEGA TOKA PROJEKTA OB VHODNIH PODATKIH IN PREDPOSTAVKAH IZ NIP5 .....	4
3. STROŠKI FINANCIRANJA IN ANALIZA OBČUTLJIVOSTI .....	5
4. ANALIZA OBČUTLJIVOSTI NA SPREMEMBO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE IN PRIHODKOV .....	7
5. ANALIZA OBČUTLJIVOSTI NA CENO PREMOGA (LIGNITA) .....	9
6. ANALIZA OBČUTLJIVOSTI NA STROŠKE EMISIJSKIH KUPONOV.....	12
7. SKLEP.....	15
8. LITERATURA IN VIRI .....	17

## 1. NAMESTO UVODA

Dne 12.10. in 29.10 2012 sta Greenpeace Slovenija in Focus, društvo za sonaravni razvoj naročili izdelavo strokovnega mnenja v zvezi z Noveliranim investicijskim programom Rev. 5 (NIP5) "Postavitev nadomestnega bloka 6 moči 600 MW v TE Šoštanj. Ob tem sta zaprosili za odgovore na sledečih pet vprašanj:

- **Ali so v obstoječem noveliranem investicijskem programu izračuni o neto sedanjih vrednosti (NSV) in interni stopnji donosa (ISD) izvedeni pravilno?**
- **Ali in kako so v izračunu upoštevani stroški financiranja?**
- **Kako občutljiv je projekt na spremembo cene oziroma prihodkov iz prodaje električne energije?**
- **Kako občutljiv je projekt na spremembo cene lignita?**
- **Kako občutljiv je projekt na spremembo cene emisijskih kuponov?**

Analiza temelji na lastni konstrukciji posameznih izračunov s prepisom vhodnih podatkov na osnovi katerega je bila opravljena analiza občutljivost projekta. V študiji je bila preverjena pravilnost uporabe vhodnih podatkov v finančnih projekcijah (vprašanja 1 in 2) ter spremembe v finančnih projekcijah, ki so nastale zaradi drugačnih vhodnih podatkov (vprašanja 3,4,5). Študija odgovarja le na zgornja vprašanja. Drugih presoj analiza ne vključuje, zato se do njih tudi posebej ne opredeljujemo. Pri oblikovanju odgovorov na zgornja vprašanja sem izhajal iz spodaj navedenih virov, literature in predpostavk, da so preostale navedbe, podatki in pojasnila s strani naročnika točni (npr. podatki posredovani preko elektronske pošte). Poročilo obsega 17 strani in je namenjeno končnemu naročniku (Greenpeace Slovenija, Focus).

Ljubljana, November 2012

dr. Aleksandar Kešeljević

## 2. IZRAČUN EKONOMSKEGA TOKA PROJEKTA OB VHODNIH PODATKIH IN PREDPOSTAVKAH IZ NIP5

Za izračun finančno-tržne učinkovitosti je bil v NIP5 sestavljen ekonomski tok projekta, ki zajema obdobje izvedbe projekta in 40-letno obdobje poslovanja (ekonomska doba projekta). Prilive ekonomskega toka sestavljajo prihodek od prodaje električne in toplotne energije, prihodek od prodaje pepela in sadre ter prihodek od sistemskih storitev. Odlive ekonomskega toka sestavljajo vrednost naložbe (brez stroškov financiranja), stroški poslovanja (brez amortizacije in stroškov financiranja) in davek na dobiček, ki bi ga projekt ustvaril. Uporabljena je bila 7-odstotna diskontna stopnja (NIP5, 2012, str. 44).

V investicijskem programu (NIP5) je bila izračunana ekonomika investicije v 40 letnem obdobju obratovanja pri prodajni ceni električne energije in cenah emisijskih kuponov kot je navedeno v NEP. Izračunana neto sedanja vrednost (NSV<sup>1</sup>) je znašala 112,9 mio evrov (pri diskontni stopnji 7%), interna stopnja donosa (ISD<sup>2</sup>) 7,75% in donosnost na lastniški kapital (ROE<sup>3</sup>) 14,97% (NIP5, 2012, str. 44). Pri takšnih vhodnih podatkih je projekt sprejemljiv. Doba vračila vlaganj je krajša od življenjske dobe projekta, NSV je pozitivna, ISD je višja od cene virov financiranja, donosnost na lastniški kapital pa presega donosnost, ki naj bi bila predpisana v sektorski politiki v RS za energetske projekte (nad 9%<sup>4</sup>). Izračun pokaže, da so bili glavni cilji investicije opredeljeni na strani 9 v NIP5 (2012), doseči višjo ISD od 7% in večjo donosnost na lastniški kapital od 10%, doseženi.

**Tabela št. 1:** Rezultati izračuna ekonomskih učinkov v NIP5

Doba vračila (v letih)	15
NSV pri 7% diskontni stopnji ( v mio evrov)	112,9
ISD (v %)	7,75
Donosnost na lastniški kapital (ROE) (v %)	14,97

Vir: NIP5, 2012, str. 44

Tudi naši izračuni potrjujejo pravilnost zgornjih izračunov ob istih vhodnih podatkih in enakih predpostavkah (neupoštevanje amortizacije, neupoštevanje stroškov financiranja). Podobno je ugotovila tudi recenzija NIP5 s strani KPMG (2012). **V obeh primerih je bilo ugotovljeno, da so bili ekonomski učinki investicije, ob upoštevanju privzetih vrednosti vhodnih podatkov,**

<sup>1</sup> NSV pomeni, da investicijske izdatke in prihodke diskontiramo na današnji termin v ekonomskem toku projekta. Diskontiranje nam zagotavlja, da postanejo zneski medsebojno primerljivi. Negativna NSV pomeni, da vsota diskontiranih pritokov ne pokriva vsoto diskontiranih odtokov skozi celotno obdobje projekta. Investicija je sprejemljiva samo v primeru, ko je NSV vrednost pozitivna.

<sup>2</sup> ISD je tista diskontna stopnja pri kateri je NSV enaka nič. ISD nam pove višino obrestne mere, ki jo lahko plača investitor za posojilo, ne da bi utrpel izgubo, če vso naložbo financira s posojilom. ISD praviloma primerjamo z zahtevano stopnjo donosa. Če je zahtevana stopnja donosa nižja od ISD potem je naložba sprejemljiva.

<sup>3</sup> Donosnost na lastniški kapital je enak čistemu dobičku deljeno z lastniškim kapitalom. Gre za dobiček glede na vire, ki jih zagotavljajo delničarji.

<sup>4</sup> Na 3. Redni seji Vlade RS z dne 23.2.2012 je bilo sprejeto, da morajo biti zagotovljeni vsi pogoji donosnosti projekta v skladu s sektorsko politiko za področje energetike (NIP5, 2012, str. 10).

**matematično tehnično pravilno izračunani (NSV, doba vračila, ISD)** s pripombo, da so poenostavili izračun ekonomskega toka pri že opravljenih investicijah, saj jih niso razporedili po letih v katerih so dejansko nastale ter jih eskontirali z diskontno stopnjo, kar bi znižalo NSV. V NIP5 niso navedeni podatki v katerih letih so bila pretekla vlaganja izvedena. Zaradi tega smo izračunali NSV v višini 79,523 mio evrov in ISD 7,48% pod predpostavko, da je bilo vseh 589,793 mio evrov investiranih leto prej (2011), pri čemer vsi ostali elementi ostanejo nespremenjeni.

Pri izračunih je bila uporabljena 7% diskontna stopnja. Slednjo predvideva Uredba o enotni metodologiji za pripravo in obravnavo investicijske dokumentacije na področju javnih financ. Toda v sektorski politiki razvoja energetike v RS (MG, 2011, str. 46) piše, da je pri vlaganjih v investicije v objekte za proizvodnjo električne energije iz fosilnih goriv potrebno uporabiti **minimalno 9% diskontno stopnjo**. Na omenjeni dokument se avtorji NIP5 sicer sklicujejo pri presoji donosnosti na lastniški kapital (NIP5, str. 46), ne pa tudi pri določitvi diskontne stopnje. Tudi v recenziji KPMG (2012, str. 16) so se ukvarjali zgolj s pravilnostjo izračuna ob 7% diskontni stopnji, pri čemer se do ustreznosti njene višine niso posebej opredeljevali. Avtorji recenzije menijo, da natančnejša določitev ustrezne diskontne stopnje presega okvire recenzije ter obenem posega na področje načrtovanja energetske politike (2012, str. 16).

Obe zahtevi po višini diskontne stopnje si ne nasprotujeta. Uredba določa minimalno diskontno stopnjo na področju javnih financ (7%), sektorska politika na področju energetike pa minimalno diskontno stopnjo na ravni panoge (9%). Spodnja tabela prikazuje izračun NSV v primeru 9% diskontne stopnje, ter ob enakih ostalih predpostavkah kot v NIP5. **Ob 9% diskontni stopnji je NSV negativna (-167,128 mio evrov). Projekt v takšnem primeru ni ekonomsko upravičen.**

**Tabela št. 2:** NSV ob diskontni stopnji predpisani v sektorski politiki razvoja energetike v RS

	Diskontna stopnja 9%
NSV (v mio evrov)	-167, 128

Vir: Lastni izračuni.

### 3. STROŠKI FINANCIRANJA IN ANALIZA OBČUTLJIVOSTI

Za izračun finančno-tržne učinkovitosti je bil sestavljen ekonomski tok projekta. Prilive ekonomskega toka sestavljajo prihodek od prodaje električne in toplotne energije, prihodek od prodaje pepela in sadre ter prihodek od sistemskih storitev. Odlive ekonomskega toka pa sestavljajo vrednost naložbe (brez stroškov financiranja), stroški poslovanja (brez amortizacije in stroškov financiranja) in davek na dobiček, ki bi ga projekt ustvaril (NIP5, 2012, 44).

Predračunska vrednost investicije znaša 1.302 milijonov evrov, pri čemer znašajo stroški financiranja v času gradnje 82,096 milijonov evrov (NIP5, 2012, str. 38). Zaradi slednjih stroškov se investicija v ekonomskem toku (NIP, 2012, Priloga 5, str. 191) razlikuje od predračunske vrednosti investicije (NIP, 2012, str. 38). Na strani 38 avtorji NIP5 navajajo, da investicija znaša 1.302,492 mio evrov. Obenem iz Priloge 5 jasno izhaja, da znašajo odlivi (investicija, že realizirano) 1.220,394 mio evrov. Avtorji NIP5 pod tabelo na strani 44 (NIP5, 2012) pojasnjujejo, da stroški financiranja (v času gradnje) niso upoštevani v ekonomskem toku

projekta. Zaradi spremenjenih razmer na finančnih trgih, ki se odražajo v zniževanju euriborja in posledično višine dolgoročne obrestne mere je prišlo do tega, da so stroški financiranja v NIP5 v času gradnje (82,096 milijonov evrov) v primerjavi z NIP4 (128, 67 milijonov evrov) nižji za 46,46 milijonov evrov (NIP5, 2012, str. 209).

Zaradi tega se pri analizi NIP5 pojavlja dilema glede obvladovanja tveganja, ki je posledica spremenjene politike ščitenja obrestih mer. Z vidika stroškov financiranja projekta je potrebno poudariti vpliv spremenjene strukture finančnih virov na obrestno tveganje. V investicijskem programu NIP4 je TEŠ predvidel stroške financiranja v skladu s takratnimi predvidenimi roki v zvezi z izdajo poročila za kredit EIB, glede na predvideno črpanje kredita EBRD povezano s tem in glede na takratno gibanje obrestnih mer. Prav tako je TEŠ vse stroške kreditov v NIP4 predvidel po fiksni obrestni meri, in sicer tako, da je za oceno dolgoročne obrestne mere pridobil informativne ponudbe za ščitenje obrestnih mer za celotno obdobje trajanja kreditov (NIP5, 2012, str. 209). V NIP5 bo TEŠ tveganje iz naslova spremembe obrestnih mer obvladoval tako, da bo 50 % kreditov črpanih po fiksni obrestni meri in 50 % po variabilni (NIP5, 2012, str. 209). V skladu s novo politiko ščitenja obrestnih mer je TEŠ v NIP5 pripravil novo oceno stroškov financiranja. Zaradi tega bi bilo smiselno v NIP5 vključiti tudi analizo občutljivosti denarnega toka projekta na gibanje obrestne mere.

V NIP4 in NIP5 so bili predvideni trije krediti (EIB 550 mio, EBRD 200 mio, HSE 83 mio) v skupni višini 833 mio evrov. **Pri tem velja opozoriti na pomembno razliko z vidika obrestnega tveganja.** V NIP4 je bila struktura kredita z vidika narave obrestnih mer sledeča (NIP5, 2012, str. 209, 210):

- 13% celotnega kredita po variabilni obrestni meri
- 87% celotnega kredita po fiksni obrestni meri

V NIP5 (2012, str. 211, 212) pa je struktura kredita z vidika narave obrestnih mer sledeča:

- 50,5% celotnega kredita po variabilni obrestni meri
- 49,5% celotnega kredita po fiksni obrestni meri

Zgornji podatki kažejo, da so bili stroški financiranja v času gradnje znižani predvsem zaradi povečanja deleža kredita z variabilno obrestno mero in znižanja euriborja. Slednji se je namreč močno znižal iz NIP4 avgusta 2011 (6 mesečni euribor 1,82%) na NIP 5 septembra 2012 (6 mesečni euribor 0,533%), kar je bistveno pripomoglo k znižanju samih stroškov financiranja.

**Tabela št. 3:** Gibanje EURIBOR 6m (6 mesecev)

Datum	Euribor na prvi dan v mesecu v 2012	Leto	Euribor na prvi dan v letu po letih
1.2. 2012	1,409	2003	2,794
1.3. 2012	1,267	2004	2,151
2.4. 2012	1,072	2005	2,209
2.5. 2012	0,992	2006	2,643
1.6. 2012	0,943	2007	3,857
2.7. 2012	0,928	2008	4,703
1.8. 2012	0,664	2009	2,945
3.9. 2012	0,553	2010	0,996
1.10. 2012	0,438	2011	1,224
1.11. 2012	0,387	2012	1,606

Vir: <http://www.euribor-rates.eu/euribor-rate-6-months.asp>

Toda obenem se je povečalo tveganje zaradi potencialno višjih prihodnjih variabilnih obrestnih mer. **Investicija po NIP5 je namreč zaradi višjega deleža kreditov s sprejemljivo obrestno mero v celotni strukturi financiranja mnogo bolj izpostavljena obrestnemu tveganju kot NIP4.** Zaradi tega bi bilo potrebno narediti analizo občutljivosti tudi na višje obrestne mere od trenutnih. Slednje analize v NIP5 ni mogoče zaslediti, je pa moč iz tabele št. 3 ugotoviti, da je primerjalno gledano višina šest mesečnega euriborja danes na zgodovinsko nizkih ravneh. Tveganje, ki se mu je TEŠ s spremenjeno politiko ščitenja obrestnih mer izpostavil, lahko že v primeru povečanja šest mesečnega euriborja za 1% znatno preseže prihranek, ki ga je s spremenjeno politiko ščitenja obrestnih mer TEŠ ustvaril.

#### **4. ANALIZA OBČUTLJIVOSTI NA SPREMEMBO CENO ELEKTRIČNE ENERGIJE IN PRIHODKOV**

Posebnost električne energije je, da se ne more skladiščiti. Trg električne energije je trg, kjer se soočata ponudba in povpraševanje po električni energiji. Porabo določimo na ozemlju RS kot vsoto potreb po električni energiji posameznih potrošnikov (gospodinjstva, industrija, ostalo). Proizvodnjo električne energije oziroma ponudbo na ozemlju RS definiramo kot vsoto domačih in zunanjih (uvoz) proizvodnih enot, ki zadostijo povpraševanju. Kratkoročno in dolgoročno lahko ceno pasovne električne energije v Evropi najbolj spremljamo oziroma ocenimo skozi cene dolgoročnih terminskih pogodb na bližnjem delujočem in likvidnem trgu električne energije EEX v Leipzigu v Nemčiji. Slednji ima glavno vlogo pri določanju veleprodajne cene električne energije v RS (NIP5, 2012, str. 65).

V študiji NIP5 je cena električne energije znašala 63,50 evra/MWh v letu 2015 in 150,81 evra/MWh v letu 2054 (NIP5, 2012, str. 158). Avtorji študije so ceno električne energije povzeli po NEP. Cene so v dokumentu predvidene le do leta 2030, zato so do leta 2054 uporabili enako spremembo, kot je bilo povprečje spremembe v celotnem obdobju za katerega ima NEP napovedi (NIP5, 2012, str. 84).

V projektu NIP5 (2012, str. 166) je bila narejena ocena občutljivosti projekta na sledeče spremembe cene električne energije:

- povišanje prodajne cene elektrike za 10% in 15%
- zmanjšanje prodajne cene elektrike za 10% in 15%

**Tabela št. 4:** Analiza občutljivosti na prodajno ceno električne energije

	+15%	+10%		-10%	-15%
NSV (v mio evrih)	522,381	385,887	112,900	-160,246	-298,590
ISD	10,16	9,39	7,75	5,86	4,76
Donosnost na lastniški kapital (v %)	22,12	19,44	14,97	8,73	6,04

Vir: NIP5, 2012, str. 166.

Avtorji študije ugotavljajo, da je projekt sorazmerno močno občutljiv na ceno električne energije (NIP5, 2012, str. 167). Na primer že ob 10% padcu cene električne energije je NSV negativna in ISD znaša 5,86%. Morebitni 15% padeč cene električne energije zadeve še poslabša.

Naši izračuni ob upoštevanju istih vhodnih podatkov in ob enakih predpostavkah (neupoštevanje amortizacije, neupoštevanje stroškov financiranja) potrjujejo pravilnost zgornjih izračunov. V katero smer se bodo gibale cene elektrike je izredno težko določiti. Cena električne energije je namreč na srednji in dolgi rok odvisna od množice dejavnikov, ki jih težko natančno opredelimo<sup>5</sup>. Nekateri med njimi višajo, drugi pa nižajo cene električne energije. Zaradi tega je do neke mere nemogoče napovedati ceno električne energije.

Slednje priznavajo tudi sami avtorji študije (NIP5, 2012, str. 84). Kljub temu so avtorji prepričani, da bodo prevladali dejavniki, ki bodo vplivali na višje cene električne energije. Menijo, da je verjetnost trenda zniževanja cen električne energije ob skeptičnosti prebivalstva do jedrskega programa, problema jedrske varnosti (Fukušima) relativno majhna. Tudi maksimalna letna proizvodnja elektroenergetskega sistema Slovenije je kljub zmanjševanju porabe zaradi sedanje krize manjša od letne porabe (negativna energetska bilanca Slovenije), zato bodo cene v prihodnosti predvidoma višje. Zaradi slednjega se v projektu tudi predvideva nenehno povečevanje cene električne energije. Pregled vseh dosedanjih investicijskih programov pokaže kako močno se je dvigovala cena električne energije (NIP5, 2012, str. 11-18). Cena električne energije se je na primer samo od pred-investicijske zasnove (julij 2005) do investicijskega programa Rev. 3 (oktober 2009) povečala iz 43,75 evrov/MWh na približno 71,5 evrov/MWh, kar pomeni da gre za skoraj 63% dvig.

V recenziji KPMG ugotavljajo, da bi bilo potrebno zaradi nepredvidljivih in negotovih sedanjih razmer projekcije cen iz NEP dopolniti še z drugimi viri (2012, str. 8). Tudi avtorji NIP5

<sup>5</sup> Cene električne energije se spreminjajo zaradi (1) rasti porabe električne energije, (2) rasti BDP in zaposlenosti, (3) rasti števila prebivalstva, (4) spremembe v razvoju posameznih industrijskih sektorjev znotraj države, (4) tehnološkega napredka in relativno manjšo porabe energije, (5) povečevanja investicijskih stroškov v energetska infrastrukturo, (6) večjega deleža obnovljivih virov energije, (7) političnih odločitev in mednarodnih sporazumov glede ukrepanja za zmanjšanje toplogrednih plinov, (8) sprememb cen primarnih goriv (premog, nafta, plin) itd.



priznavajo, da bi bilo mogoče narediti več različnih scenarijev (NIP5, 2012, str. 84). V NIP5 so se želeli avtorji z uporabo vhodnih podatkov iz NEP izogniti razpravam o korektnosti cen v izračunu ekonomske upravičenosti investicije. V našem dodatnem izračunu smo predpostavili, da se prihodki od prodaje elektrike znižajo za 10% bodisi zaradi nižje cene elektrike bodisi zaradi nižje proizvodnje. Spodnja tabela kaže analizo občutljivosti v primeru takšnega scenarija.

**Tabela št. 5:** Izračun NSV ob 10% padcu prihodkov od prodaje električne energije in ob upoštevanju 9% diskontne stopnje

	Diskontna stopnja 9%
NSV (v mio evrov)	-429,046

Vir: Lastni izračuni.

**Izračun pokaže, da je ob znižanju prihodkov od prodaje elektrike za 10% NSV še bolj negativna pri 9% diskontni stopnji (-429,046 mio evrov). Slednje pomeni, da projekt ni ekonomsko upravičen. Zgornja analiza kaže, da je projekt močno občutljiv na ceno električne energije.**

## 5. ANALIZA OBCUTLJIVOSTI NA CENO PREMOGA (LIGNITA)

V študiji NIP5 je bila cena premoga v letu 2015 2,25 evra/GJ in 2,73 evra/GJ v letu 2054 (NIP5, 2012, str. 158). V projektu V NIP5 (2012, str. 165) je bila narejena ocena občutljivosti projekta na spremembo cene premoga:

- povišanje cene premoga za 10% in 20%
- zmanjšanje cene premoga za 10% in 20%

**Tabela št. 6:** Analiza občutljivosti na ceno premoga

	-20%	-10%		+10%	+20%
NSV (v mio evrov)	238,091	175,495	112,900	50,305	-12,290
ISD (v %)	8,54	8,15	7,75%	7,34	6,92
Donosnost na LK (v %)	16,30	15,19	14,97	12,98	11,87

Vir: NIP5, 2012, str. 165.

Avtorji študije menijo, da je projekt sorazmerno malo občutljiv na ceno premoga (NIP5, 2012, str. 165). Pri 10% dvigu cene premoga ostane NSV pozitivna, ISD pa znaša 7,34%. Pri takšnih vhodnih podatkih je projekt sprejemljiv. Na primer ob 20% dvigu cene premoga je NSV negativna (-12,29 mio evrov), ISD znaša 6,92%, donosnost na lastniški kapital pa pade na 11,87%. Zaradi negativne neto sedanje vrednosti projekt ni sprejemljiv.

Tudi naši izračuni potrjujejo pravilnost zgornjih izračunov ob istih vhodnih podatkih in enakih predpostavkah (neupoštevanje amortizacije, neupoštevanje stroškov financiranja). **Toda ob upoštevanju 9% diskontne stopnje predvidene v sektorski politiki na področju energetike v RS (MG, 2011, str. 46), ter pri nespremenjenih ostalih vhodnih podatkih, bi bila pri 10% dvigu cene premoga NSV negativna (-228,4 mio evrov). Projekt bi postal nesprejemljiv.**

**Tabela št. 7:** Izračun NSV ob upoštevanju 9% diskontne stopnje in ob 10% dvigu cene premoga

	Diskontna stopnja 9%
NSV (v mio evrov)	-228,401

Vir: Lastni izračuni.

Lignit za delovanje TEŠ6 prihaja iz bližnjega rudnika Premogovnik Velenje (PV), zato avtorji različnih študij menijo, da je verjetnost spremembe cene sorazmerno majhna (NIP5, 2012, str. 165; Bruyn, et al., 2011, str. 5). Prvi razlog je potrebno iskati v dejstvu, da gre za razmeroma nekvaliteten premog z vidika kurilne vrednosti, zato ga ni mogoče ekonomično transportirati. Njegova cena je zaradi tega močno lokalno pogojena in določena. Drugi razlog je lastništvo, saj gre v primeru TEŠ in PV za istega lastnika. Slednje odpira možnost izčrpavanja skozi navzkrižno subvencioniranje bodisi na škodo PV bodisi na škodo TEŠ. Na primer v primeru prenizko določenih odkupnih cen premoga bi to pomenilo slabše poslovanje Premogovnika Velenje na račun TEŠ. Študija Delft (Bruyn et al., 2011, str. 5, 6) ugotavlja, da je cena premoga v višini 2,25 evra/GJ dosegljiva samo skozi navzkrižno subvencijo. Brez slednjega bi bila cena lignita okoli 2,62 evra/GJ v letu 2015, kar bi letne stroške povečalo za približno 50-70 milijonov, kar je podobno današnji ceni premoga 2,56 evra/GJ. **Obstaja resen pomislek zmožnosti znižanja cene iz današnjih 2,56 evra/GJ na 2,25 evra na GJ.**

Premogovnik Velenje in TEŠ sta zaradi medsebojne bližine in skupnega lastništva nad obema s strani HSE medsebojno močno povezana gospodarska subjekta. Če ju razumemo tako, potem lahko prihaja ob prenizkih odkupnih cenah premoga do subvencioniranja TEŠ s strani PV ali ob previsokih cenah do subvencioniranja PV s strani TEŠ. Razlika je zgolj v porazdelitvi koristi in stroškov med PV in TEŠ. Toda če TEŠ in PV razumemo kot dva popolnoma ločena klasična gospodarska subjekta potem bi bilo **smiselno in potrebno podrobno analizirati tudi projekt uporabe alternativnega premoga (iz uvoza) in alternativni projekt obnove bloka 4 in 5.**

Za razliko od cen električne energije, ki so se vseskozi dvigovale ostaja cena premoga v vseh revizijah investicijskega programa bolj ali manj nespremenjena. Pregled vseh dosedanjih revizij investicijskih programov pokaže kako se je spreminjala cena premoga. Na primer v predinvesticijski zasnovi iz julija 2005 je bila izračunana ekonomika investicije v 40 letnem obdobju obratovanja pri ceni premoga 26,2 evra/tono, kar pri predpostavljeni kurilni vrednosti 11,5 MJ/kg pomeni ceno 2,28 evra/GJ oziroma 22,9 evrov/tono, kar pri enaki kurilni vrednosti pomeni 1,99 evra/GJ. V noveliranem investicijskem programu iz novembra 2006 (Rev. 1) in investicijskem programu iz oktobra 2009 (Rev. 3) je bila upoštevana cena premoga 2,25 evra/GJ. Obenem so avtorji v NIP4 in NIP5 uporabili popolnoma identične cene premoga v obdobju od leta 2016 pa vse do leta 2054. Pri ceni v NIP5 in NIP4 bo iz letošnjih 2,56 EUR/GJ padla na 2,25 evra/GJ v 2015. Potem se postopoma zvišuje do 2,73 evra/GJ v letu 2054.

Določen dvom v pravilnost vhodnih podatkov vnaša tudi primerjava z gibanjem cene električne energije. Avtorji (NIP5, 2012, str. 66, 67) izjavljajo, da na cene električne energije vplivajo predvsem cene primarnih energentov (nafta, plin, premog). Na primer cena premoga se je povečala med 2015 in 2054 za 21%, cena elektrike pa za kar 137% (NIP5, 2012, str. 158). V študiji NIP5 pride do padca cen premoga v obdobju 2012-2015 iz 2,56 na 2,25 evrov/GJ, medtem ko se v istem obdobju cena elektrike poveča iz 62,3 na 63,5 evrov/MWh. V letu 2016

postane razlika v gibanju med obema cenama še bolj vidna. Cena premoga se minorno poveča iz 2,25 evra na 2,26 evra/GJ, cena elektrike pa iz 63,5 na 74,9 evrov/MWh. Omenjena gibanja imajo nedvomno pozitiven učinek na ekonomiko projekta NIP5, niso pa ustrezno pojasnjena oziroma obrazložena v NIP5, zato obstaja resen zadržek o pravilnosti teh predpostavk v NIP5.

Cena premoga je v vseh investicijskih programih relativno nespremenjena. Toda izračun deleža stroška premoga v prihodku od prodaje elektrike pokaže, da slednji konstantno pada in sicer od 30% v letu 2015 na 15% v letu 2054. Gre za padec na polovični delež, ki je lahko rezultat večje učinkovitosti. Slednje v NIP5 ne utemeljujejo. Bolj realističen je nasproten trend, saj se bo zaradi pohajanja zalog v PV output zmanjševal. O tem govori deloma tudi Delftova študija (2011, str. 13).

V dolgoročni pogodbi o nakupu premoga, zakupu moči in nakupu električne energije med TEŠ, PE in HSE z dne 12.10.2009 piše v 3. Členu: "Pogodbene stranke se dogovorijo, da znaša izhodiščna cena premoga za leto 2015 2,25 evra/GJ. Cene za posamezno koledarsko leto pa se bodo določile na podlagi pričakovane kvalitete premoga, cen električne energije na trgu ter cen primerljivega premoga na trgih, od koder se lahko dobi premog, povečan za transportne stroške in druge stroške". Slednje pomeni, da je fiksna cena premoga v pogodbi določena samo za leto 2015. Zaradi (1) nepojasnjene vedno hitrejšega zaostajanja rasti cen premoga za rastjo cen električne energije, (2) pomanjkljive pojasnitve glede večje učinkovitosti elektrarne in (3) določene cene premoga v dolgoročni pogodbi o nakupu premoga, zakupu moči in nakupu električne energije med TEŠ, PE in HSE zgolj za leto 2015, je potrebno bolj natančno določiti dolgoročno ceno premoga.

Vlada je tako na svoji 3. Redni seji z dne 23.2.2012 sprejela sklep, da mora biti med PV in TEŠ pred odobritvijo državnega poročstva sklenjena pogodba o dolgoročni dobavi lignita po maksimalni ceni iz NIP4 in to je po 2,25 evra/GJ (NIP5, 2012, str. 9). Vladni sklep št. 2 pravi: "Med premogovnikom Velenje in Termoelektrarno Šoštanj mora biti pred odobritvijo državnega poročstva sklenjena pogodba o dolgoročni nabavi lignita po maksimalni ceni iz NIP4 (2,25 evra/GJ)". Ob tem iz sklepa vlade ni jasno, ali zahtevajo da se sklene pogodba po fiksni ceni 2,25 evra/GJ za celotno obdobje delovanja TEŠ6 ali da se sklene pogodba, ki bo obe strani obvezala k ceni, ki je določena v NIP4 za vsako leto posebej. Bolj verjetno je zadnje, vendar pa z obstoječim aneksom TEŠ ni dosegel ne enega, ne drugega.

Zaradi vladnega sklepa je bil dodan aneks v katerem v 2. členu piše ".....Ob upoštevanju navedenega se podpisniki pogodbe zavezujejo, da znaša izhodiščna cena premoga za leto 2015 2,25 evra/GJ. Ob upoštevanju vsega navedenega se podpisniki pogodbe tudi dogovorijo, da se cena v naslednjih letih, to je do leta 2054 določa v skladu z Noveliranim investicijskim programom Postavitev nadomestnega bloka 6 moči 600 MW v TE Šoštanj (NIP4)". Po našem prepričanju slednje v celoti ne izpolnjuje vladnega sklepa glede zahteve po sklenitvi dolgoročne pogodbe o dobavi premoga po točno določenih dogovorjenih cenah. **Dolgoročna pogodba bi morala jamčiti ceno za celotno obdobje delovanja elektrarne. Nasprotno, pogodba določa ceno samo za 2015** in tudi na zahtevo vlade, da se sklene dolgoročna pogodba PV in TEŠ skleneta samo aneks, ki nima fiksnih cen. Eden izmed vzrokov bi lahko bil ta, da se PV izogiba fiksnosti cene na 2,25 evra/GJ oziroma nivojem v NIP4.

## 6. ANALIZA OBCUTLJIVOSTI NA STROŠKE EMISIJSKIH KUPONOV

Evropska trgovalna shema z emisijskimi dovolilnicami, ki je stopila v veljavo 2005 velja za največjo shemo trgovanja z emisijami na svetu. V prvem obdobju so bile dovolilnice brezplačne (2005-2012), v naslednjem obdobju 2013-2020 bo industrijski sektor slednje prejel brezplačno, energetska podjetja pa bodo morala celotno količino kupiti na dražbah, saj znaša njihov delež emisij v skupnih emisijah več kot 56%.

V študiji NIP5 je cena emisijskega kupona določena na ravni 5,15 evra/tono CO<sub>2</sub> v letu 2012 in 82,47 evra/tono CO<sub>2</sub> leta 2054 (NIP5, 2012, str. 158). Avtorji študije so cene emisijskih kuponov povzeli po NEP, saj gre po mnenju izdelovalcev projekta za dokument na katerega strokovna in laična javnost nista imela večjih pripomb. Cene so v dokumentu predvidene le do leta 2030, zato so do leta 2054 uporabili enako spremembo obeh postavk, kot je bilo povprečje spremembe v celotnem obdobju za katerega ima NEP napovedi (NIP5, 2012, str. 84). V NIP5 (2012, str. 165) je bila narejena ocena občutljivosti projekta na:

- povečanje prodajne cene emisijskih kuponov za 10% in 20%
- zmanjšanje prodajne cene emisijskih kuponov za 10% in 20%

**Tabela št. 8:** Analiza občutljivosti na ceno emisijskega kupona

	+20%	+10%	Osnovni scenarij	-10%	-20%
NSV (v mio evrov)	-57,239	27,830	112,900	197,970	283,040
ISD	6,6	7,19	7,75	8,27	8,77
Donosnost na lastniški kapital	10,24	12,16	14,97	16,01	17,94

Vir: NIP5, 2012, str. 167.

Tudi naši izračuni potrjujejo pravilnost zgornjih izračunov ob istih vhodnih podatkih in enakih predpostavkah (neupoštevanje amortizacije, neupoštevanje stroškov financiranja). Če pri izračunu NSV in ISD upoštevamo 10% dvig emisijskega kupona pri čemer bi vsi ostali elementi izračuna ostali isti kot v NIP5, potem bi se NSV zmanjšala na 27,830 milijonov evrov in ISD na 7,19%. Pride torej pričakovano do znižanja NSV in padca ISD glede na osnovni izračun. Zgornja tabela kaže, da je pri 20% povišanju cene CO<sub>2</sub> NSV projekta negativna (-57,23 mio evrov).

**Če pri izračunu NSV in ISD upoštevamo 9% diskontno stopnjo, kot je predpisana v sektorski politiki za področje energetike v RS (MG, 2011, str. 46), pri čemer bi vsi ostali elementi izračuna ostali isti kot v NIP5, potem bi bila NSV ob dvigu cene emisijskega kupona za 10% negativna (-246,118 mio evrov).**

**Tabela št. 9:** Izračun NSV ob upoštevanju 9% diskontne stopnje in ob 10% dvigu cene emisijskih kuponov CO<sub>2</sub>

	Diskontna stopnja 9%
NSV (v mio evrov)	-246,118

Vir: Lastni izračuni.

Tudi v recenziji KPMG (2012, str. 17) so avtorji ugotovili, da sta kazalca NSV in ISD močno občutljiva na prodajne cene emisijskega kupona. Pri 20% dvigu je na primer NSV negativna. Z izbiro cen emisijskih kuponov po NEP so se avtorji NIP5 želeli sicer izogniti razpravam o korektnosti cen kuponov pri izračunu ekonomske upravičenosti investicije. Avtorji študije NIP5 ob tem opozarjajo, da bi bilo mogoče narediti več različnih scenarijev (NIP5, 2012, str. 84). Tudi iz recenzije NIP5 (2012, str. 8) izhaja, da bi bilo smiselno uporabiti napovedi važnejših analitikov o pričakovanih gibanjih cen CO<sub>2</sub> skozi celotno življenjsko dobo investicije. Iz NIP5 (2012, str. 72) izhaja, da je ceno emisijskih kuponov CO<sub>2</sub> zelo težko določiti.

Toda prav zaradi (1) visoke stopnje negotovosti glede gibanja prihodnjih cen emisijskih kuponov in (2) senzibilnosti projekta TEŠ na nihanje cen dovolilnic zaradi njihovega vpliva na variabilne stroške bi bilo smiselno narediti dodatne analize občutljivosti projekta TEŠ6 na cene emisijskih kuponov. Zaradi slednjega smo v študiji upoštevali tudi drugačne scenarije glede prihodnjega gibanja cen emisijskih kuponov.

Gibanje prihodnjih cen emisijskih kuponov CO<sub>2</sub> povzemamo iz poročila Evropske komisije (Energy Roadmap 2050, str. 35). V poročilu je predstavljenih sedem različnih scenarijev. Pri naši projekciji smo upoštevali pet »decarbonisation» scenarijev, saj so le ti v skladu z dolgoročnimi cilji EU za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov.

**Tabela št. 10:** Cene emisijskih kuponov CO<sub>2</sub> glede na različne scenarije do leta 2050 (v evrov/tono CO<sub>2</sub>)

Scenarij	2012	2020	2030	2040	2050
Scenarij št. 1 (High Energy Efficiency Scenario <sup>6</sup> )	8	15	25	87	234
Scenarij št. 2 (Diversified supply Technologies scenario <sup>7</sup> )	8	25	52	95	265
Scenarij št. 3 (High RES scenario <sup>8</sup> )	8	25	35	92	285
Scenarij št. 4 (Delayed CCS scenario <sup>9</sup> )	8	25	55	190	270
Scenarij št. 5 (Low nuclear scenario <sup>10</sup> )	8	20	63	100	310

Vir: Prirejeno po Energy Roadmap 2050, str. 26, 27, 35

<sup>6</sup> Scenarij številka 1 temelji na močni politični zavezi glede varčevanja z energijo do leta 2050 skozi implementacijo plana energetske učinkovitosti. Slednji ima stroge zahteve glede gradnje novih objektov in renovacije obstoječih.

<sup>7</sup> Scenarij številka 2 predvideva tržno tekmo brez podpore obnovljivim virom energije ali energetske učinkovitosti, pri čemer je jedrska energija sprejemljiva. Scenarij predvideva večji prodor tehnologije zajemanja in shranjevanja CO<sub>2</sub> (Carbon capture and storage) in jedrske energije, pri čemer slednje zahteva velike investicije.

<sup>8</sup> Pri scenariju številka 3 je cilj povečati delež OVE v proizvodnji energije, pri čemer se zanašajo predvsem na domačo ponudbo.

<sup>9</sup> Scenarij številka 4 je podoben scenariju številka 2, pri čemer predpostavlja težave pri graditvi objektov za shranjevanje in zajemanje CO<sub>2</sub>. Podobna sta tudi glede penetracije jedrske energije.

<sup>10</sup> Predpostavke so podobne kot v scenariju številka 2, pri čemer je naklonjenost javnosti jedrski energiji nizka. Razlogi so v ne-implementiranih tehničnih rešitvah glede jedrskih odpadkov.

Vseh pet scenarijev je oblikovano pod predpostavko, da se je Evropa zavezala k 80% znižanju emisij GHG do leta 2050 glede na nivo iz leta 1990 oziroma k znižanju emisij CO2 za 85% do leta 2050 (40% do leta 2030), da bi dosegli globalni cilj omejitve dviga temperature za 2C glede na predindustrijsko dobo (Energy Roadmap, 2011, str. 26, 27). To pomeni, da bodo takšni scenariji manj ugodni za ekonomiko projekta. Pri omenjenih scenarijih je potrebno torej upoštevati, da Evropska komisija vodi energetska politiko v smeri konkurenčne, trajnostne in dolgoročno stabilne zagotovitve energetskih virov. Scenariji temeljijo na predpostavki, da se svet sooča s podnebnimi spremembami, ki ustvarjajo pritiske na relativno manjše povpraševanje po energiji. Vsi scenariji imajo določene predvidene cene emisijskih kuponov, da bi zagotovili čim večjo stopnjo predvidljivosti in posledično nižjo stopnjo tveganja za investitorje.

Spodnja tabela nam prikazuje izračun NSV glede na cene emisijskih kuponov v petih različnih scenarijih ter ob dveh različnih diskontnih stopnjah. Prvi stolpec upošteva stroške emisijskih kuponov iz zgornjih petih scenarijev in 7% diskontno stopnjo. Vse ostale predpostavke in vhodni podatki ostajajo nespremenjeni glede na NIP5. Drugi stolpec prikazuje enake izračune ob 9% diskontni stopnji, kot jo predvideva energetska sektorska politika. **NSV je v obeh primerih močno negativna in sicer v vseh petih scenarijih.**

**Tabela št. 11:** Analiza občutljivosti na različne cene emisijskega kupona ob upoštevanju dveh različnih diskontnih stopenj

Scenarij	NSV pri 7% diskontni stopnji (v mio evrov)	NSV pri 9% diskontni stopnji (v mio evrov)
Scenarij št. 1	-44,707	-179,979
Scenarij št. 2	-521,722	-528,038
Scenarij št. 3	-379,743	-416,814
Scenarij št. 4	-921,458	-778,604
Scenarij št. 5	-667,853	-607,539

Vir: Lastni izračuni.

## 7. SKLEP

Naši izračuni potrjujejo pravilnost izračunov v NIP5 ob istih vhodnih podatkih in enakih predpostavkah, pri čemer niso bili upoštevani amortizacija in stroški financiranja. Ugotovljeno je bilo, da so ekonomski učinki investicije, ob upoštevanju privzetih vrednosti vhodnih podatkov, matematično tehnično pravilno izračunani (izračun NSV, dobe vračila, ISD). Če bi pri izračunu upoštevali zahteve opredeljene v sektorski politiki razvoja energetike v RS po minimalni diskontni stopnji za vlaganja v objekte za proizvodnjo električne energije iz fosilnih goriv v višini 9%, potem bi NSV postala negativna, projekt pa nesprejemljiv.

Z vidika stroškov financiranja je pomembno poudariti vpliv spremenjene strukture finančnih virov na obrestno tveganje povezano s samim projektom. Zaradi delnega prehoda na variabilno obrestno mero so stroški financiranja v NIP5 glede na NIP4 ustrezno nižji. Toda obenem se je povečalo tveganje zaradi potencialno višjih prihodnjih variabilnih obrestnih mer, saj je projekt v NIP5 zaradi višjega deleža kreditov s sprejemljivo obrestno mero v celotni strukturi financiranja mnogo bolj izpostavljen obrestnemu tveganju kot je bil v NIP4. Posledično je lahko zaradi zgodovinsko nizkega EURIOR 6m in izrazito dolgoročnega financiranja po spremenljivih obrestnih merah dejanski strošek financiranja projekta v dobi delovanja bistveno večji od predvidenega.

Naši izračuni ob upoštevanju istih vhodnih podatkov in ob enakih predpostavkah kot v NIP5 potrjujejo, da je projekt močno občutljiv na ceno električne energije, saj je že ob 10% padcu cene električne energije NSV negativna. V našem izračuni smo predpostavili, da se prihodki od prodaje elektrike znižajo za 10% ter dodali analizo ob 9% diskontni stopnji, ki jo predvideva sektorska politika RS na področju energetike. Tako v primeru nižje (7%) kot višje (9%) diskontne stopnje postane NSV negativna ob 10% padcu prihodkov iz prodaje električne energije. Slednje pomeni, da projekt v takšnih pogojih ni smiseln.

Analiza občutljivosti pokaže, da je projekt manj občutljiv na ceno premoga. Ob 10% dvigu cene premoga ostane NSV pozitivna, pri 20% dvigu pa je negativna. Ob tem velja poudariti pomislek glede realnih predpostavk cen premoga v NIP5, saj je današnja cena (2,56 evra/GJ) že za 13,78% višja od predvidene cene v letu začetka obratovanja TEŠ6. Če upoštevamo 10% dvig cene premoga in 9% diskontno stopnjo predvideno v sektorski energetske politiki RS, potem postane projekt nesprejemljiv. Cena lignita iz PV je zaradi nizke kurilne vrednosti, neekonomičnega transporta in TEŠ-a močno lokalno pogojena in določena. V primeru TEŠ in PV gre za istega lastnika, zato obstaja nevarnost medsebojnega izčrpavanja bodisi na škodo PV bodisi na škodo TEŠ. V primeru prenizko postavljenih odkupnih cen premoga bi to lahko pomenilo slabše poslovanje Premogovnika Velenje na račun TEŠ. Velja tudi obratno v primeru previsokih cen. Zaradi skupnega lastništva nad njima gre za vprašanje porazdelitve koristi in stroškov med PV in TEŠ. Če TEŠ in PV razumemo kot dva popolnoma ločena gospodarska subjekta, potem bi bilo potrebno in smiselno bolj podrobno analizirati tudi projekt uporabe alternativnega premoga (iz uvoza) in analizo projekta obnove bloka 4 in 5. V NIP5 ni pojasnjeno tveganje, ki mu je projekt izpostavljen zaradi dejstva, da nima sklenjene dolgoročne pogodbe o dobavi premoga s točno določenimi cenami. TEŠ je pogodbo, ki je določala cene le za leto 2015 sicer nadgradil z aneksom k tej pogodbi, s katerim je podaljšal veljavnost pogodbe do leta 2054, toda v njemu ni jasno določenih in obvezujočih cen.

Naši izračuni potrjujejo, da je TEŠ6 ob istih vhodnih podatkih in enakih predpostavkah kot v NIP5 manj občutljiv na spremembo cene emisijskega kupona kot na primer na spremembo cene električne energije. Ob dvigu cene emisijskih kuponov CO<sub>2</sub> iz NIP5 za 10% se NVS zniža, a je še vedno pozitivna. Pri 20% povišanju cene CO<sub>2</sub> je NSV negativna. Ob 9% diskontni stopnji, ki jo predvideva sektorska energetska politika v RS in dvigu cene emisijskih kuponov CO<sub>2</sub> iz NIP5 za 10% je NSV negativna in projekt nesprejemljiv. Zaradi visoke stopnje negotovosti glede gibanja prihodnjih cen emisijskih kuponov in njihovega vpliva na variabilne stroške investitorjev je bila opravljena dodatna analiza občutljivosti projekta TEŠ6 na cene emisijskih kuponov. Gibanje cen emisijskih kuponov CO<sub>2</sub> je bilo povzeto iz poročila Evropske komisije v obliki petih scenarijev, ki so v skladu z dolgoročnimi cilji EU za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov. V obeh primerih, tako ob 7% kot 9% diskontni stopnji, so NSV v vseh scenarijih močno negativne.

NIP5 vsebuje določene predpostavke, ki so preveč optimistične (cene kuponov CO<sub>2</sub>, izboljšanje učinkovitosti delovanja brez utemeljitve, cene premoga), kar prikazuje boljšo ekonomiko projekta, pri čemer celovito ne obvladuje tveganj in rizikov, ki jim je projekt izpostavljen (npr. sprememba obrestnih mer, neskljenjena dolgoročna pogodba o dobavi premoga s točno določenimi in obvezujočimi cenami). Hkrati pa NIP5 tudi ne upošteva v sektorski politiki RS razvoje energetike postavljeno merilo minimalne diskontne stopnje (9%), pri kateri je NSV projekta TEŠ6 negativna pri vsakem od zgoraj omenjenih scenarijev.



## 8. LITERATURA IN VIRI

- Vloga TE Šoštanj 6 na slovenskem trgu električne energije, Študija št. 2011, Ljubljana 2009, Elektro-inštitut Milan Vidmar, Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo Ljubljana, 32 str.
- Postavitev nadomestnega bloka 6 moči 600 MW v TE Šoštanj: Noveliran investicijski program Rev. 5, 12. september 2012. TEŠ, Skupine HSE.
- Alternative izgradnje enote 6 v Šoštanju na Slovenskem trgu električne energije, 2010, Študija 2033, Elektro-inštitut Milan Vidmar, Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo Ljubljana, 32 str.
- Postavitev nadomestnega bloka 6 moči 600 MW v TE Šoštanj, Novelirani investicijski program Rev.5, september 2012, 2012
- Družbeni strošek energije iz Šoštanja: Posledice kurjenja lignita za zdravje ljudi in narodno gospodarstvo, Junij 2012, Greenpeace Slovenija.
- Dolgoročna pogodba o nakupu premoga, zakupu moči in nakupu električne energije, z dne 12.10.2009.
- Nepodpisan aneks št. 1 k dolgoročni pogodbi o nakupu premoga, zakupu moči in nakupu električne energije, z dne 12.10.2009.
- Recenzija noveliranega investicijskega programa Postavitev bloka 6 MOČI 600 MW V te Šoštanj, Končno poročilo, 12. September 2012, KPMG
- Energy Roadmap 2050, Impact assesment and scenario analysis, Evropska komisija, Bruselj 15.12.2011.
- Bruyn de Sander, Warringa geert, Afman Maarten, Croezen Harry, 2011, A Critical Examination of the Investment Proposals for Unit 6 of the Šoštanj Power Plant, Rapport Delft, str. 17).
- World Energy Outlook 2012, International Energy Agency.
- Ministrstvo za gospodarstvo, Sektorska politika – energetika, 476-6/2010-23476-6/2010-23, januar 2011.