# Ekonomsko - financijska analiza projekta izgradnje Termoelektrane Plomin

**Milovan, Ivan**

**Master's thesis / Diplomski rad**

**2018**

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **University of Pula / Sveučilište Jurja Dobrile u Puli**

*Permanent link / Trajna poveznica:* https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:137:509813

*Rights / Prava:* In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-03-28**

Image not found or type unknown

*Repository / Repozitorij:*

Digital Repository Juraj Dobrila University of Pula

zir.nsk.hr

Image not found or type unknown

Sveučilište Jurja Dobrile u Puli
Fakultet ekonomije i turizma
«Dr. Mijo Mirković»

**IVAN MILOVAN**

# EKONOMSKO-FINANCIJSKA ANALIZA PROJEKTA IZGRADNJE TERMOELEKTRANE PLOMIN

Diplomski rad

Pula, 2018.

Sveučilište Jurja Dobrile u Puli
Fakultet ekonomije i turizma
«Dr. Mijo Mirković»

**IVAN MILOVAN**

# EKONOMSKO-FINANCIJSKA ANALIZA PROJEKTA IZGRADNJE TERMOELEKTRANE PLOMIN

Diplomski rad

**JMBAG: 0036427417, izvanredni student**
**Studijski smjer: Management i poduzetništvo**

**Predmet: Analiza investicija**
**Znanstveno područje:**
**Znanstveno polje:**
**Znanstvena grana:**

**Mentor: doc. dr. sc. Dean Sinković**

Pula, rujan 2018.

IZJAVA O AKADEMSKOJ ČESTITOSTI

Ja, dolje potpisani _____, kandidat za magistra ekonomije/poslovne ekonomije ovime izjavljujem da je ovaj Diplomski rad rezultat isključivo mojega vlastitog rada, da se temelji na mojim istraživanjima te da se oslanja na objavljenu literaturu kao što to pokazuju korištene bilješke i bibliografija. Izjavljujem da niti jedan dio Diplomskog rada nije napisan na nedozvoljen način, odnosno da je prepisan iz kojega necitiranog rada, te da ikoji dio rada krši bilo čija autorska prava. Izjavljujem, također, da nijedan dio rada nije iskorišten za koji drugi rad pri bilo kojoj drugoj visokoškolskoj, znanstvenoj ili radnoj ustanovi.

Student

_____

U Puli _____ godine

IZJAVA

o korištenju autorskog djela

Ja, _____ dajem odobrenje Sveučilištu Jurja Dobrile

u Puli, kao nositelju prava iskorištavanja, da moj diplomski rad pod nazivom _____

_____

_____ koristi na način da gore navedeno autorsko djelo, kao cjeloviti tekst trajno objavi u javnoj internetskoj bazi Sveučilišne knjižnice Sveučilišta Jurja Dobrile u Puli te kopira u javnu internetsku bazu završnih radova Nacionalne i sveučilišne knjižnice (stavljanje na raspolaganje javnosti), sve u skladu s Zakonom o autorskom pravu i drugim srodnim pravima i dobrom akademskom praksom, a radi promicanja otvorenoga, slobodnoga pristupa znanstvenim informacijama.

Za korištenje autorskog djela na gore navedeni način ne potražujem naknadu.

U Puli _____ (datum)

Potpis

_____

**SADRŽAJ**


1. UVOD ..... 1

2. PLANIRANJE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA ..... 2

2.1. Karakteristike proizvodnje električne energije ..... 3

2.2. Proizvodni kapaciteti Republike Hrvatske ..... 6

2.2.1. Kapaciteti za proizvodnju električne energije ..... 6

2.2.2. Kapaciteti za proizvodnju električne energije unutar HEP grupe ..... 7

2.2.3. Proizvodnja iz obnovljivih izvora energije ..... 11

2.3. Projekt termoelektrane Plomin C ..... 12

2.4. Klasifikacija primarnih oblika energije ..... 14

2.5. Transformacija oblika energije ..... 15

2.6. Ugljen ..... 16

2.6.1. Karakteristike ugljena ..... 17

2.6.2. Rezerve ugljena ..... 18

2.6.3. Prednosti ugljena ..... 19

2.7. Tehnologija na nultu emisiju ..... 20

2.8. Tehnologije za smanjivanje emisija onečišćivača ..... 21

2.8.1. Priprema ugljena ..... 21

2.8.2. Smanjenje emisija onečišćivača ..... 22

2.8.3. Nove tehnologije sagorijevanja ..... 25

2.9. Priroda problema planiranja razvoja elektroenergetskog sustava ..... 27

3. EKONOMSKA ANALIZA ..... 30

3.1. SWOT analiza ..... 30

3.2. SWOT analiza energetskog sektora Republike Hrvatske ..... 34

3.2.1. Prednosti ..... 34

3.2.2. Slabosti ..... 34

3.2.3. Prilike ..... 35
3.2.4. Prijetnje ..... 36
3.3. SWOT analiza elektroenergetskog sektora Republike Hrvatske ..... 37
3.3.1. Snage ..... 37
3.3.2. Slabosti ..... 37
3.3.3. Prilike ..... 38
3.3.4. Prijetnje ..... 38
3.4. Klasificiranje energetskih modela ..... 39
3.4.1. Opće i specifične primjene energetskih modela ..... 39
3.4.2. Analitički pristup ..... 41
3.4.3. Metodološki modeli ..... 42
3.4.4. Matematički pristup ..... 44
3.4.5. Zemljopisni opseg ..... 45
3.4.6. Obuhvaćeni sektori ..... 46
3.4.7. Vremenski opseg ..... 46
3.4.8. Potrebni podaci ..... 47
3.5. Planiranje elektroenergetskog sustava ..... 47
3.5.1. Dugoročni marginalni troškovi ..... 49
3.5.2. Marginalni troškovi energije ..... 49
3.5.3. Marginalni troškovi kapaciteta ..... 50
3.6. Planiranje s najmanjim troškovima ..... 51
3.7. Integralno planiranje resursa i planiranje za održivi razvoj ..... 52
4. ANALIZA INVESTICIJE ..... 55
4.1. Ulazni podaci termoelektrane Plomin C ..... 55
4.2. Troškovi ..... 67
4.3. Izvori financiranja ..... 71
4.3.1. Vlastiti izvori financiranja ..... 71

4.3.2. Kredit EIC ..... 71
4.3.3. Kredit HBOR-a ..... 72
4.4. Rezultati ..... 74
4.4.1. Diskontirano razdoblje povrata ..... 74
4.4.2. Čista sadašnja vrijednost ..... 78
4.4.3. Interna stopa profitabilnosti ..... 80
4.4.4. Indeks profitabilnosti ..... 81
5. ZAKLJUČAK ..... 83
POPIS LITERATURE ..... 84
KRATICE ..... 86
SAŽETAK ..... 88
6. POPIS TABLICA, DIJAGRAMA I SLIKA ..... 89

# 1. UVOD

Opskrba energijom preduvjet je gospodarskog razvoja i standarda stanovništva. Razvoj energetike utječe na sve gospodarske grane i povezan je s razvojem gospodarstva.

Razvoj potrošnje energije povezan je s velikim brojem utjecajnih činitelja koji su specifični za svako područje (porast broja stanovništva, razvoj znanosti i tehnologije, gospodarski razvoj, zemljopisni položaj, standard općenito).

Zanemarivanje i pogrešna procjena uzajamnosti razvoja gospodarskog i energetskog područja ostavlja duboke i teško sagledive posljedice u budućnosti pa je uzimanje u obzir upravo te činjenice temelj svakog dugoročnog planiranja. Pristup problemu opskrbe potrošača dovoljnim količinama i vrstama električne energije specifičan je za svaku pojedinu zemlju i ovisi o mnogim činiteljima, ali je polazište bitno različito kada su posrijedi dugoročni projekti: zemlje u razvoju moraju računati s gotovo dvostrukom stopom rasta u usporedbi s razvijenima žele li u neko dogledno vrijeme ostvariti bar približnu ekonomsku ravnopravnost.[1]

Tehnološki napredak zahtijeva ekonomski sustav i ekonomski mehanizam koji omogućava njihovu reprodukciju. Tajna tehnološkog uspjeha kapitalističkog sustava leži zapravo u ekonomskom mehanizmu tržišta.[2]

U ovom diplomskom radu napravit će se investicijska analiza izgradnje termoelektrane Plomin C na ugljen te će se putem financijskih kriterija odrediti isplativost, učinkovitost i rentabilnost projekta.

[1] B. Udovičić: Razvitak i energetika, Inačica, Zagreb, 1998., str. 18
[2] Ibid.

# 2. PLANIRANJE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

Predviđanje investicijskih troškova u energetici jedan je od najnesigurnijih koraka u postupku planiranja razvoja energetskog sustava. To se naročito odnosi na zemlje koje nemaju razvijenu vlastitu tehnologiju ili nemaju dovoljno iskustva u primjeni novih tehnologija. Ekstrapolacija iskustva onih zemalja koje imaju iskustva na one zemlje koje ga nemaju vrlo je teška jer postoji veliki broj utjecajnih faktora na formiranje cijene (tehnički, ekonomski, računski, ugovorni, sigurnosno-zaštitni, komercijalni i politički), od kojih se neki mogu kvantificirati, a neki ne, poput priprema, iskustvo i kvaliteta rukovodećeg kadra i osoblja, odgovornost te komercijalni i politički faktori.[3]

Izgradnja energetskih kapaciteta zahtijeva velike investicije te ovi objekti spadaju u kapitalno najintenzivnije gospodarske objekte s velikim specifičnim investicijama i dugim vijekom trajanja. To zahtijeva angažiranje značajnih sredstava društvene akumulacije jer je u interesu društva da osigura rast energetskih kapaciteta vodeći računa o potrebama potrošača energije i materijalnim mogućnostima društva. Rast kapaciteta energetskog sustava povezan je i uvjetovan razvojem samog gospodarstva te se ne može promatrati odvojeno od gospodarskih i društvenih kretanja u zemlji.[4]

Vlada Republike Hrvatske je Zaključkom, iznimno važnim dokumentom, utvrdila smjernice za osiguranje nove snage u hrvatskom elektroenergetskom sustavu za pokrivanje predviđenog porasta potrošnje, za nadomjestak snage starih proizvodnih jedinica kojima uskoro istječe životni vijek te smanjenje elektroenergetske ovisnosti Hrvatske. Osim toga, od investicijskog ciklusa u elektroenergetici i poticanja ulaganja u infrastrukturne objekte očekuje se oporavak brojnih hrvatskih gospodarskih tvrtki i povećanje zaposlenosti.[5]

Potrošnja električne energije u Hrvatskoj u stalnom je porastu, sa stopom rasta od 3 do 4 % godišnje, a takav trend nije zaustavljen ni u posljednjim ekonomsko i financijskim iznimno teškim godinama. Za potrebe potrošnje hrvatskih kupaca

[3] B. Udovičić: Razvitak i energetika, Inačica, Zagreb, 1998., str. 47
[4] Ibid.
[5] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 3

osigurava se električna energija iz uvoza, udjela od 20 do 30 %. Veći broj proizvedenih jedinica hrvatskog energetskog sustava pri kraju je životnog vijeka, a radi prilagođavanja propisima o emisiji prema europskim direktivama, pojedina zastarjela postrojenja prestat će proizvoditi i prije nego što je to planirano ili ekonomski opravdano[6].

## 2.1. Karakteristike proizvodnje električne energije

Osnovni je zadatak elektrana u elektroenergetskom sustavu proizvodnja potrebne količine električne energije i to u trenutku kad to zahtijeva potrošač. Budući da ne postoji mogućnost akumuliranja većih količina električne energije u svakom trenutku mora biti zadovoljena jednakost između proizvodnje i potražnje[7]:

$$proizvodnja = potražnja \tag{1}$$

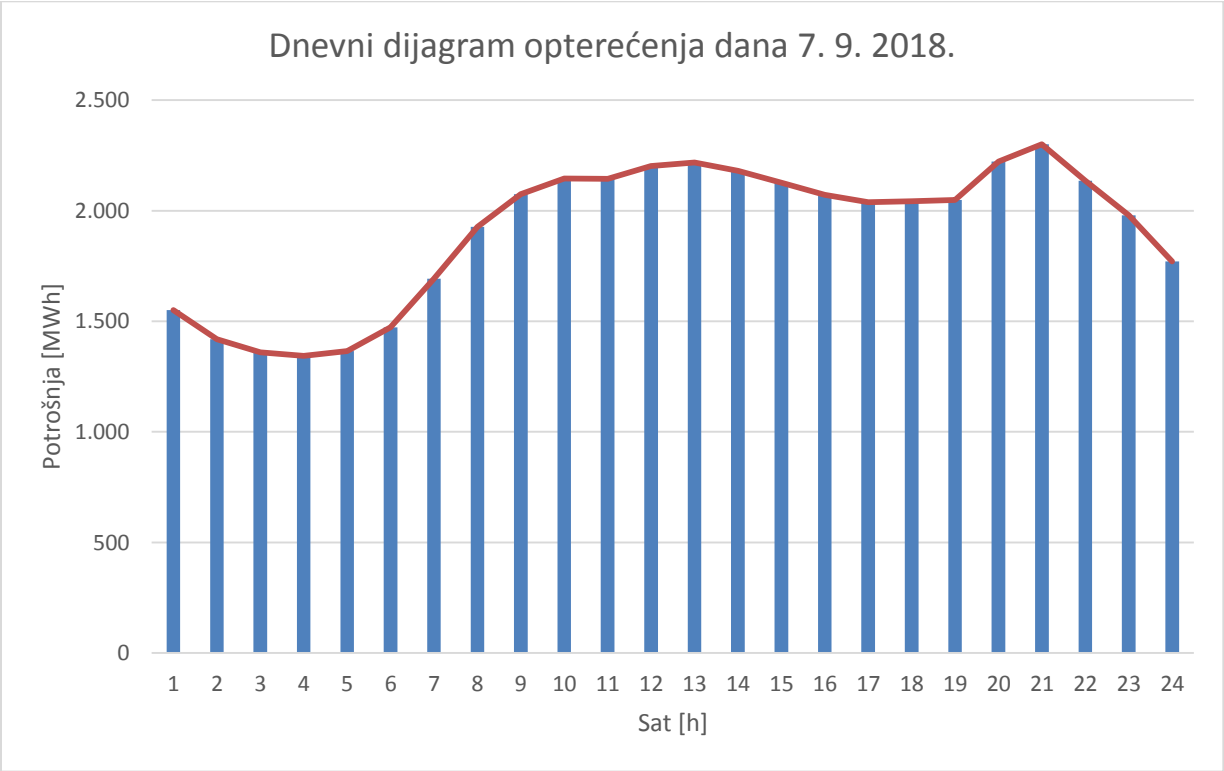
Elektrane u sustavu moraju biti tako dimenzionirane da u svakom trenutku mogu udovoljiti tom uvjetu. U elektroenergetskom sustavu postoji veliki broj potrošača i svaki od potrošača troši električnu energiju na način i u trenutku kad to njemu najviše odgovara. Stoga se potražnja tijekom dana mijenja i ta je promjena prikazana dnevnim dijagramom opterećenja ili dnevnim dijagramom potražnje. Ako se promjena promatra sa strane potrošača, onda se govori o dnevnom dijagramu potražnje, a ako se promatra sa strane elektrana, tj. proizvođača, onda se govori o dnevnom dijagramu opterećenja. Osim dnevne promjene opterećenja, postoje i tjedne promjene jer ni svi dnevni dijagrami opterećenja unutar tjedna nisu jednaki, npr. dijagram opterećenja u srijedu znatno se razlikuje od onoga u nedjelju jer je nedjelja neradni dan pa je, između ostalog, smanjena industrijska potrošnja. Godišnje doba također utječe na potražnju električne energije, tj. dijagram opterećenja zimskog dana znatno se razlikuje od dijagrama opterećenja ljetnog dana, mada je potrebno istaknuti da se danas te razlike u razvijenom svijetu sve više smanjuju. [8]

Na kraju i vrste potrošača u sustavu kao i odnos između pojedinih vrsta potrošača igraju značajnu ulogu na oblik dnevnog dijagrama opterećenja, tu se prvenstveno misli na stupanj industrijalizacije zemlje ili područja koje zahvaća pojedini sustav kao i odnos između industrijske potrošnje i potrošnje u kućanstvima.[9]

[6] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 3
[7] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 40
[8] Ibid.
[9] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 41

Dnevni dijagram opterećenja osnova je za upoznavanje zahtijeva potrošača, tj. polazna je točka za izgradnju i pogon elektrana. Na dnevnom dijagramu opterećenja postoje dva karakteristična opterećenja: maksimalno opterećenje $P_{max}$ i minimalno opterećenje $P_{min}$. Površina ispod krivulje dnevnog dijagrama opterećenja predstavlja energiju $W_d$, proizvedenu u tom danu. Pomoću navedenih triju veličina određene su veličine koje karakteriziraju dnevni dijagram opterećenja: faktor opterećenja i omjer između minimalnog i maksimalnog opterećenja.[10]

Dnevni dijagram opterećenja prikazan je grafikonom za dan 7. 9. 2018. Podaci su preuzeti iz arhive Hrvatskog operatera prijenosnog sustava.[11]




*Dijagram 1. Dnevni dijagram opterećenja dana 7. 9. 2018.[12] (vlastita izrada)*

Dnevni dijagram opterećenja prikazan je tablicom za dan 7. 9. 2018. Podaci su preuzeti iz arhive Hrvatskog operatera prijenosnog sustava.

[10] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011. str. 41
[11] HOPS: https://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/dijagram/dnevni/!ut/p/z1/jdBNC4JAEAbgX-OxndlS17pJoKSQRFQ2l9AwFfKDdWvp32dBh6CsuQ0878wwQBAD1cm1zBNVNnVy7vs92Yft3lIWoc_RX0YeLrxxEIZrjq7gsHsC_FIuAv2THwA0PH4HNLjCG_8AEf8B_BcYuCIAKtOK6WPFkFnCth0UpiWmwjL544dunU6cHEhmp0xmkl1k_9pCqbabGWig1prlTZOfM1ZIAz8liqZTEL9BaKtNjOViROlN3wHM2ZNt/?uri=nm:oid:Z6_VC8OQKG10GNOF0IF2JKKS10A71 na dan 8. 9. 2018.
[12] Ibid.

*Tablica 1. Dnevna tablica opterećenja na dan 7. 9. 2018.*[13] *(vlastita izrada)*

| 07. 9. 2018. | Iz prijenosne mreže | iz proizvodnih postrojenja | Ukupno |
|---|---|---|---|
| **Sat** | **E [MWh/h]** | **E [MWh/h]** | **E [MWh/h]** |
| 1 | 1.469,00 | 81,00 | 1.550,00 |
| 2 | 1.338,00 | 81,00 | 1.419,00 |
| 3 | 1.279,00 | 80,00 | 1.359,00 |
| 4 | 1.263,00 | 81,00 | 1.344,00 |
| 5 | 1.285,00 | 81,00 | 1.366,00 |
| 6 | 1.389,00 | 83,00 | 1.472,00 |
| 7 | 1.604,00 | 88,00 | 1.692,00 |
| 8 | 1.838,00 | 89,00 | 1.927,00 |
| 9 | 1.983,00 | 91,00 | 2.074,00 |
| 10 | 2.049,00 | 96,00 | 2.145,00 |
| 11 | 2.047,00 | 97,00 | 2.144,00 |
| 12 | 2.106,00 | 96,00 | 2.202,00 |
| 13 | 2.120,00 | 98,00 | 2.218,00 |
| 14 | 2.084,00 | 96,00 | 2.180,00 |
| 15 | 2.035,00 | 92,00 | 2.127,00 |
| 16 | 1.984,00 | 87,00 | 2.071,00 |
| 17 | 1.955,00 | 83,00 | 2.038,00 |
| 18 | 1.962,00 | 81,00 | 2.043,00 |
| 19 | 1.971,00 | 77,00 | 2.048,00 |
| 20 | 2.145,00 | 77,00 | 2.222,00 |
| 21 | 2.223,00 | 77,00 | 2.300,00 |
| 22 | 2.059,00 | 77,00 | 2.136,00 |
| 23 | 1.906,00 | 73,00 | 1.979,00 |
| 24 | 1.690,00 | 81,00 | 1.771,00 |
| **Ukupno** | **43.784,00** | **2.043,00** | **45.827,00** |

U dijagramu i tablici dnevnog opterećenja jasno se može vidjeti da je maksimalno opterećenje između 20 i 21 sat, a najmanje između 3 i 4 sata. Putem arhive i planiranih događaja uz razne matematičko-statističke proračune, može se predvidjeti budući trend opterećenja (za sljedeći dan, tjedan, mjesec).

[13] HOPS: https://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/dijagram/dnevni/!ut/p/z1/jdBNC4JAEAbgX-OxndlS17pJoKSQRFQ2l9AwFfKDdWvp32dBh6CsuQ0878wwQBAD1cm1zBNVNnVy7vs92Yft3IlWoc_RX0YeLrxxEIZrjq7gsHsC_FIuAv2THwA0PH4HNLjCG_8AEf8B_BcYuCIAKtOK6WPFkFnCth0UpiWmwjL544dunU6cHEhmp0xmkl1k_9pCqbabGWig1prlTZOfM1ZIAz8liqZTEL9BaKtNjOViROlN3wHM2ZNt/?uri=nm:oid:Z6_VC8OQKG10GNOF0IF2JKKS10A71 na dan 8. 9. 2018.

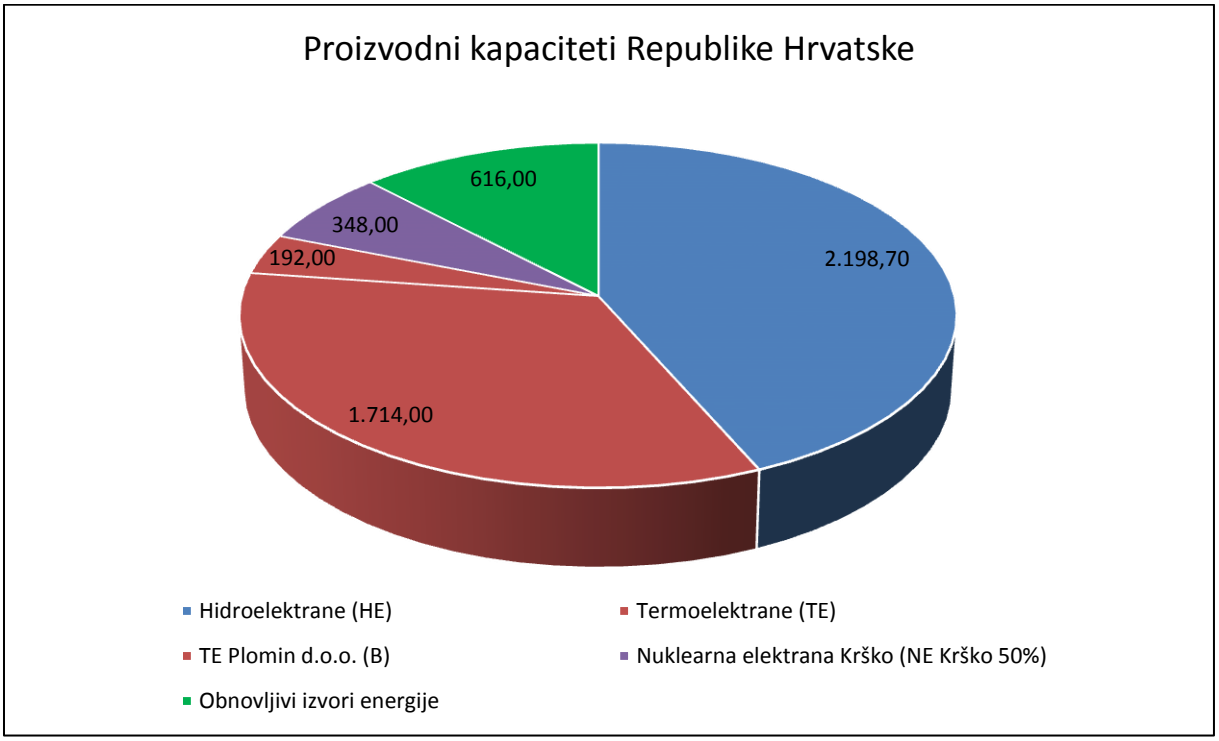
## 2.2. Proizvodni kapaciteti Republike Hrvatske

### 2.2.1. Kapaciteti za proizvodnju električne energije

Instalirani kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Hrvatskoj obuhvaćaju hidroelektrane i termoelektrane u sastavu HEP grupe, sve veći broj vjetroelektrana i drugih elektrana na obnovljive izvore energije u privatnom vlasništvu te određeni broj industrijskih termoelektrana.[14]

Proizvodne kapacitete Republike Hrvatske čine hidroelektrane, termoelektrane, nuklearna elektrana Krško (50 % proizvedene energije) i obnovljivi izvori energije (vjetroelektrane, solarne elektrane, elektrane na biomasu, male hidroelektrane).

Udio pojedinog proizvodnog kapaciteta prikazan je dijagramom 2.




*Dijagram 2. Udio proizvodnih kapaciteta Republike Hrvatske (vlastita izrada)*

[14] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 148

Tabelarni prikaz proizvodnih kapaciteta u Republici Hrvatskoj prikazani su tablicom 2.

*Tablica 2. Ukupni proizvodni kapaciteti Republike Hrvatske[15] (vlastita izrada)*

| | |
|---|---|
| Hidroelektrane (HE) | 2.198,70 |
| Termoelektrane (TE) | 1.714,00 |
| TE Plomin d.o.o. (B) | 192,00 |
| Nuklearna elektrana Krško (NE Krško 50 %) | 348,00 |
| Obnovljivi izvori energije | 616,00 |
| **UKUPNO** | **5.068,70** |

### 2.2.2. Kapaciteti za proizvodnju električne energije unutar HEP grupe

Kapaciteti za proizvodnju električne energije u sastavu HEP grupe obuhvaćaju 17 pogona velikih hidroelektrana, 7 pogona termoelektrana i polovicu instaliranih kapaciteta u nuklearnoj elektrani Krško (na teritoriju Slovenije). Termoelektrane koriste ugljen, plin i loživo ulje. Većinski vlasnik nad proizvodnim kapacitetima Republike Hrvatske je HEP d.d. Objekti koji nisu u potpunom vlasništvu HEP-a su[16]:

- NE Krško d.o.o. – mješovito vlasništvo HEP d.d. (udio 50 %) i slovenskog partnera ELES GEN d.o.o. (udio 50 %)
- TE Plomin d.o.o. – mješovito vlasništvo HEP d.d. (udio 50 %) i njemačkog partnera RWE Power (udio 50 %). HEP Proizvodnja d.o.o. ima ugovor o vođenju i održavanju pogona TE Plomin d.o.o.

Ukupna raspoloživa snaga elektrana u sastavu HEP grupe na teritoriju Republike Hrvatske je 4.105 MW (uračunata TE Plomin d.o.o., bez NE Krško d.o.o.), odnosno ukupna snaga elektrana u okviru hrvatskog EES-a je 4.453 MW (s 50 % NE Krško). Od toga je 1.906 MW u termoelektranama (uračunata TE Plomin d.o.o., bez NE Krško d.o.o.), odnosno 2.199 MW u hidroelektranama te 348 u NE Krško (50 % ukupno raspoložive snage).[17]

[15] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 152
[16] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 148
[17] Ibid.

U ovu ukupnu snagu nisu uračunati proizvodni kapaciteti na teritoriju drugih zemalja iz kojih elektroenergetski sustav Republike Hrvatske ima pravo isporuke električne energije na temelju zakupa snage i energije ili udjela u vlasništvu.[18]

Kapaciteti u drugim zemljama obuhvaćaju[19]:

- U Bosni i Hercegovini – TE Gacko, instalirana snaga 300 MW, gorivo ugljen. Temeljna prava – udio u vlasništvu (1/3 snage i energije na razdoblje od 25 godina)
- U Srbiji – TE Obrenovac, instalirana snaga 305 MW, gorivo ugljen. Pravo zakupa snage i energije na temelju kredita za izgradnju.

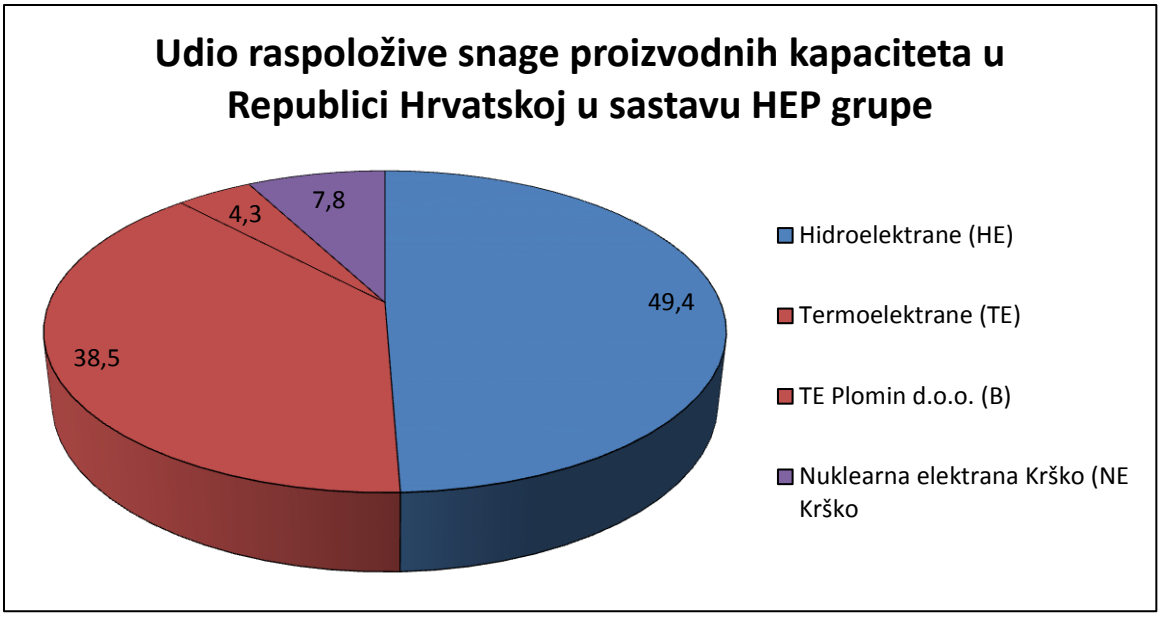
Snaga i električna energija iz navedenih objekata nije raspoloživa jer još uvijek nije riješen njihov status. Otvorena pitanja po ugovorima vezanim za ulaganja u navedene objekte svode se na trajanje ugovora, tretman uloženih sredstava i način utvrđivanja cijene isporuke električne energije.[20]

U tablici 3 prikazani su ukupni kapaciteti za proizvodnju električne energije u vlasništvu HEP grupe.

*Tablica 3. Proizvodni kapaciteti Republike Hrvatske u sastavu HEP grupe[21](vlastita izrada)*

| **Kapaciteti za proizvodnju električne energije** | **Raspoloživa snaga [MW]** | **Udio [%]** | **Proizvedena električna energija u 2016. [GWh]** |
|---|---|---|---|
| Hidroelektrane (HE) | 2.198,7 | 49,4 | 6.128,3 |
| Termoelektrane (TE) | 1.714,0 | 38,5 | 1.876,6 |
| TE Plomin d.o.o. (B) | 192,0 | 4,3 | 1.531,3 |
| **Ukupno u Republici Hrvatskoj** | 4.104,7 | 92,2 | 9.536,2 |
| Nuklearna elektrana Krško (NE Krško) – 50 % | 348,0 | 7,8 | 2.715,4 |
| **UKUPNO** | 4.452,7 | 100,0 | 12.251,6 |

[18] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 148
[19] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 149
[20] Ibid.
[21] Ibid.




*Dijagram 3. Udio raspoložive snage proizvodnih kapaciteta u Republici Hrvatskoj u sastavu HEP grupe[22] (vlastita izrada)*

*Tablica 4.Termoelektrane u Republici Hrvatskoj u sastavu HEP grupe[23] (vlastita izrada)*

| **Termoelektrane** | **Raspoloživa snaga na pragu [MW]** | **Proizvedena električna energija [GWh]** | **Gorivo** |
|---|---|---|---|
| TE Sisak | 631 | 277,7 | Loživo ulje / prirodni plin |
| TE-TO Zagreb | 422 | 710,9 | Prirodni plin / loživo ulje |
| TE Rijeka | 303 | 0 | Loživo ulje |
| TE Plomin (A) | 105 | 819,3 | Ugljen |
| EL-TO Zagreb | 89 | 215,6 | Prirodni plin / loživo ulje |
| KTE Jertovec | 74 | 0,6 | Prirodni plin / ekstralako ulje |
| TE-TO Osijek | 90 | 86,6 | Loživo ulje / prirodni plin / ekstralako ulje |
| TE Plomin d.o.o. (B) | 192 | 1.531,3 | Ugljen |
| **UKUPNO** | **1.906** | **3.407,9** | |

[22] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 150
[23] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 151

*Tablica 5. Hidroelektrane u Republici Hrvatskoj u sastavu HEP grupe[24] (vlastita izrada)*

| **Hidroelektrane** | | | |
|---|---|---|---|
| **Akumulacijske hidroelektrane** | **Raspoloživa snaga [MW]** | **Protočne hidroelektrane** | **Raspoloživa snaga [MW]** |
| HE Zakučac | 535 | HE Varaždin | 92,5 |
| RHE Velebit | 276/(-240) | HE Čakovec | 77,4 |
| HE Orehovac | 237 | HE Dubrava | 79,8 |
| HE Senj | 216 | HE Gojak | 55,5 |
| HE Dubrovnik | 228 | HE Rijeka | 36,8 |
| HE Vinodol | 90 | HE Miljacka | 20 |
| HE Kraljevac | 46,4 | HE Lešće | 41,2 |
| HE Peruća | 60 | **Male protočne hidroelektrane** | |
| HE Đale | 40,8 | HE Jaruga | 7,2 |
| HE Sklope | 22,5 | HE Lešće ABM | 1,1 |
| RHE Buško Blato | 11,7/(-15) | HE Golubić | 6,5 |
| **Male akumulacijske hidroelektrane** | | HE Ozalj | 5,5 |
| RHE Fužina | 4,6/(-5,7) | HE Krčić | 0,3 |
| HE Zavrelje | 2 | **Ukupno protočne HE** | 423,8 |
| RHE Lepenica | 0,8/(-1,2) | | |
| HE Zeleni Vir | 1,7 | **Ukupno male protočne HE** | 31,2 |
| **Ukupno akumulacijske HE** | 1.774,9 | | |
| **Ukupno HE** | | | **2.198,7** |

[24] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 150

### 2.2.3. Proizvodnja iz obnovljivih izvora energije

U Republici Hrvatskoj postoji oko 610 MW instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije koje nisu u sastavu HEP grupe.[25]

*Tablica 6. Obnovljivi izvori – instalirana snaga[26] (vlastita izrada)*

| Instalirana snaga [MW] | Proizvodnja u 2016. [GWh] |
|---|---|
| **Elektrane na biomasu** | |
| 26,0 | 194,1 |
| **Elektrane na bioplin** | |
| 35,9 | 237,3 |
| **Male hidroelektrane*** | |
| 6,6 | 22,2 |
| **Solarne elektrane** | |
| 55,8 | 65,5 |
| **Vjetroelektrane** | |
| 483,1 | 1014,2 |
| **Ukupno** | |
| **610,6** | **1533,3** |

*nisu uključene male HE (<10 MW) u sastavu HEP grupe

Premda je u strukturi izvora energije u Hrvatskoj veliki udio hidroelektrana čija proizvodnja ovisi o izdašnosti dotoka vode i premda postoje obećavajući planovi izgradnje obnovljivih izvora energije – sigurnost sustava u najvećem dijelu ovisi o snazi temeljnih – termoenergetskih postrojenja.[27]

Loživo ulje za pogon termoelektrana sve se više napušta zbog iznimno nesigurnog tržišta nafte, a prirodni plin najisplativije je i energetski opravdano koristiti izravno, bez pretvorbe, ili u kogeneracijskim postrojenjima.[28]

[25] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016., str. 152
[26] Ibid.
[27] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 3
[28] Ibid.

Stoga se elektroenergetski sustavi brojnih zemalja Europe i svijeta i dalje oslanjaju na termoelektrane s ugljenom kao pogonskim gorivom. Udio ugljena u proizvodnji električne energije u svijetu iznosi 35 %. Temeljna njegova prednost, u odnosu na naftu i plin, relativno je stabilna cijena ugljena te sigurnost dobave, zbog postojanja ravnomjerno raspodijeljenih velikih zaliha u političkim stabilnim zemljama (pretežito u zemljama OECD-a). Predviđa se da će ugljen, na svjetskoj i na razinama regija, i dalje biti temeljno gorivo za proizvodnju električne energije. Dakako, obaveze za smanjenje emisije $CO_2$ nalažu primjenu novih čistih tehnologija korištenja ugljena (postrojenje za izdvajanje i skladištenje $CO_2$, gdje je to opravdano) te visoke energetske učinkovitosti pretvorbe energije goriva u električnu energiju.[29]

## 2.3. Projekt termoelektrane Plomin C

Izgradnjom bloka termoelektrane Plomin C snage 500 MW na generatoru, zamijenio bi se postojeći blok (TE Plomin 1) snage 125 MW na generatoru. Modernizacijom i rekonstrukcijom bi, umjesto sadašnjih 335 MW, na lokaciji bilo 710 MW instalirane snage. Hrvatska će ovom investicijom imati dugoročno siguran i stabilan temeljni izvor električne energije. Termoelektrana Plomin C, kao i ostale konkurentne hrvatske elektrane, poslovat će u uvjetima otvorenog tržišta jer je Republika Hrvatska ratificirala *Ugovor o uspostavi Energetske zajednice* te time postala dio zajedničkog tržišta električne energije jugoistočne Europe. U zemljama tog dijela Europe (BIH, Slovenija, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Mađarska, Albanija, Rumunjska i Bugarska) također je prisutan trend stalnog rasta potrošnje električne energije.[30]

Termoelektrana Plomin C zamišljen je kao postrojenje izgrađeno sukladno konceptu suvremenih termoelektrana čiste tehnologije na ugljen. Cilj je da se pogonom novog plominskog bloka, uz prestanak rada staroga (termoelektrana Plomin 1), utjecaj na okoliš na plominskoj lokaciji još više poboljša u odnosu na poboljšanje ostvareno puštanjem u rad termoelektrane Plomin 2 i početka korištenja uvoznog ugljena niskog sastava sumpora.[31]

Planiranim zahvatom modernizacije i povećanja kapaciteta predviđa se zamjena građevina termoelektrane Plomin 1 i rekonstrukcije ili zamjena zajedničkih građevina

[29] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 4
[30] Ibid.
[31] Ibid.

Plomina 1 i 2. Razmatranu logičku cjelinu termoelektrane Plomin C čine: glavni i pomoćni objekti, silosi ugljena, transportna traka za dopremu ugljena od pristana do silosa, pristan i transportna traka za nusproizvode, rasklopno postrojenje 400 kV, sustav opskrbe morske vode (zahvat, transport, izljev), sustav opskrbe sirovom vodom, obrada otpadnih voda, prostor za sustav hvatanja $CO_2$, spremišta, garaže i radionice.[32]

Najpovoljnija lokacija nove termoelektrane Plomin C je uz termoelektranu Plomin 2 na dijelu današnjeg odlagališta ugljena.[33]

U izboru tehničkog rješenja za termoelektranu Plomin C, analizirana su mnogobrojna rješenja takvih elektrana u svijetu, a kao referentno postrojenje (najsličnije) odabrana je termoelektrana Torrevaldaliga u Italiji.[34]

Termoelektrana Plomin C koncipiran je kao kondenzacijski blok snage 500 MW na stezaljkama generatora s izgaranjem ugljene prašine u kotlu superkritičnog stanja svježe pare (300 bara, 600°C) s jednim međupregrijanjem pare na 600°C, s jednom visokotlačnom i jednom srednjetlačnom turbinom te dvjema dvostrujnim niskotlačnim turbinama i sedam regenerativnih zagrijača.[35]

Termoelektrana Plomin C koristit će uvozni kameni ugljen jednakih obilježja kao i termoelektrana Plomin 2. U prosjeku je ugljen za potrebe termoelektrane Plomin 1 i 2 imao donju ogrjevnu moć vrijednosti 26,3 MJ/kg, 0,7 % sumpora i 10,2 % pepela. Zamjenski blok koristio bi postojeći dimnjak visine 340 metara.[36]

Novim i prilagođenim sustavima za smanjenje emisija onečišćujućih tvari u zrak, iz termoelektrane Plomin C predviđena je znatno manja emisija od graničnih vrijednosti utvrđenih hrvatskim propisima (NN 21/07) i propisima EU-a (2010/75/EU).[37]

Emisija ostalih tvari poput amonijaka, hlapljivih organskih spojeva i teških metala bile bi vrlo male. Onečišćujuće tvari djelotvorno bi se uklanjale u filtru za čestice i potom

[32] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 4
[33] Ibid.
[34] Ibid.
[35] Ibid.
[36] Ibid.
[37] Ibid.

dodatno isprale u postrojenju za odsumporavanje, tako da bi ukupni stupanj izdvajanja čestica bio veći od 99,9 %.[38]

Za smanjivanje utjecaja na krajobraz, uz postojeći potpuno zatvoren sustav dopreme ugljena, koristili bi se zatvoreni silosi za skladištenje ugljena. Za odvoz nusprodukata (šljaka, gips, pepeo) pomorskim putem s lokacije, zbog njihova plasmana u komplementarnim gospodarskim djelatnostima (građevna industrija), predviđa se uređenje sada devastiranog austrijskog mola, čime će se smanjiti opterećenja na postojećim prometnicama.[39]

Rashladni sustav izveo bi se s minimalnim utjecajem na krajobrazne značajke prostora lokacije jer se potrebna rashladna morska voda planira transportirati tunelskim cjevovodom od sredine Plominskog zaljeva i natrag, a time bi se smanjilo toplinsko opterećenje zaljeva.[40]

Izgradnja rasklopnog postrojenja planira se u suvremenoj kompaktnoj izvedbi, za koju je potreban nekoliko puta manji prostor u odnosu na klasičnu izvedbu.[41]

## 2.4. Klasifikacija primarnih oblika energije

Primarni se oblici energije mogu podijeliti na konvencionalne i nekonvencionalne. Danas se u konvencionalne oblike energije ubrajaju: drvo, treset, ugljen, sirova nafta i zemni plin, koje se obično naziva gorivima (ugljen, sirova nafta i zemni plin nazivaju se i fosilnim gorivima), zatim vodne snage (potencijalna energija vodotoka) i nuklearna goriva (uran i torij). U nekonvencionalne primarne oblike energije ubrajaju se: geotermička energija (unutrašnja energija Zemlje koja se pojavljuje i ona koja se ne pojavljuje na površini), energija plime i oseke, energija vjetra, energija zračenja Sunca (neposredno iskorištavanje), unutrašnja energija mora (iskorištavanje razlika temperatura mora na površini i u većim dubinama), energija morskih valova i energija fuzije lakih atoma.[42]

Fizički promatrano, primarni oblici energije mogu se podijeliti na: nosioce kemijske energije (drvo, treset, ugljen, sirova nafta, zemni plin), nosioce potencijalne energije (vodne snage, energije plime i oseke, energija morskih valova), nosioce nuklearne

[38] Ibid.
[39] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 4
[40] Ibid.
[41] Ibid.
[42] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 13

energije (nuklearna goriva, laki atomi za fuziju), nosioce kinetičke energije (vjetar), nosioce unutrašnje kaloričke energije (geotermička energija, energija mora) i na nosioce energije zračenja (energija Sunčeva zračenja).[43]

Osim podjele na konvencionalne i nekonvencionalne oblike energije, primarni se oblici mogu podijeliti s obzirom na njihovu obnovljivost na dvije skupine: primarni oblici koji se obnavljaju i oni koji se ne obnavljaju.[44]

U obnovljive primarne oblike energije ubrajaju se: Sunčevo zračenje koje se može neposredno iskorištavati (Sunčeva energija u užem smislu jer su gotovo svi oblici energije na Zemlji u krajnjoj liniji posljedica Sunčeve aktivnosti), vodne snage, energija vjetra, energija plime i oseke, energija valova, toplina mora. U neobnovljive oblike pripadaju: fosilna goriva (ugljen, sirova nafta, prirodni plin) i nuklearna goriva, Zemljina unutrašnja toplina koja se pojavljuje na površini, toplina u Zemljinoj unutrašnjosti, laki atomi potrebni za fuziju.[45]

## 2.5. Transformacija oblika energije

Kemijska energija goriva najčešće se transformira u unutrašnju energiju. Moguća je i neposredna transformacija u električnu energiju (gorivne ćelije), a ponekad se iskorištava i kao kemijska energija (metalurški koks).[46]

Proces transformacije kemijske energije u unutrašnju energiju naziva se izgaranjem. Takva se unutrašnja energija može neposredno upotrijebiti za grijanje prostorija, kuhanje, pripremu tople vode, za tehnološke procese kad su potrebne visoke temperature (keramička, metalurška, cementna industrija). Tada su nosioci energije plinovi izgaranja. Postrojenja i uređaji za neposredno iskorištavanje unutrašnje energije nazivaju se ložištima. Unutrašnju energiju nosilac predaje okolnom zraku, vodi, sirovinama ili poluproizvodima u tehnološkim procesima. Unutrašnja energija plinova izgaranja može se prijelazom topline u parnim kotlovima predati vodi, odnosno vodenoj pari, koja tako postaje nosilac energije. Tako zagrijanom vodenom parom griju se prostorije ili ona služi za odvijanje tehnoloških procesa kad su potrebne relativno niske temperature (do nekoliko stotina °C), ali i za pogon parnih

[43] H.Požar: Izvori energije, SNL, Zagreb, 1980., str. 20
[44] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 47
[45] Ibid.
[46] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 14

turbina u kojima se unutrašnja energija pare konačno transformira u mehaničku energiju (preko kinetičke energije). Unutrašnja energija plinova izgaranja može se i neposredno pretvoriti u mehaničku energiju u plinskim turbinama i motorima s unutrašnjim izgaranjem.[47]

Ugljen za termoelektrane, koji je poznat i pod nazivom termalni ugljen, upotrebljava se u elektranama za proizvodnju električne energije. Prve klasične ugljenom ložene elektrane upotrebljavale su ugljen u komadima koji je gorio na rešetkama u kotlovima i tako stvarao paru. Danas se ugljen prvo melje u fini prah, čime se povećava njegova vanjska površina te on brže sagorijeva. U tim sustavima za sagorijevanje ugljene prašine ugljen u prahu upuhuje se u komoru kotla za izgaranje gdje izgara na visokoj temperaturi. Proizvedeni vrući plinovi i toplinska energija pretvaraju vodu u cijevima kojima je kotao obložen u vodenu paru.[48]

Para visokog tlaka prosljeđuje se u turbinu koja se sastoji od tisuća lopatica u obliku propelera. Para gura te lopatice i zbog toga osovina turbine rotira velikom brzinom. Generator je montiran na kraju osovine turbine i sastoji se od pažljivo namotanih žičanih namota. Električna energija stvara se kada se on brzo rotira u jakom magnetskom polju. Nakon prolaza kroz turbinu para se kondenzira i vraća u kotao gdje se ponovno zagrijava u novom ciklusu.[49]

Proizvedena električna energija transformira se u više napone (do 400 kV) koji se upotrebljavaju na ekonomičan, učinkovit prijenos preko distributivne energetske mreže. Kada se približi točki potrošnje, kao što su kućanstva, električna energija se pretvara u sigurniji sustav od 100 do 250 V, koji se upotrebljava na tržištu u kućanstvima.[50]

## 2.6. Ugljen

Ugljen je fosilno gorivo, crna ili smeđa sedimentna stijena. U kemijskom sastavu ugljena najviše su zastupljeni ugljik i vodik, zatim kisik, dušik i sumpor. Glavni su nosioci toplinske vrijednosti ugljena sam ugljik i ugljikovodici. Najveći dio naslaga ugljena nastao je u prastaro doba, krajem paleozoika (u karbonu) pougljenjivanjem

[47] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 14
[48] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011. str. 15
[49] Ibid.
[50] Ibid.

ostataka biljaka koje su rasle u močvarnim ekosustavima. Ishodišni biljni materijal taložio se u vodenim okruženjima gdje je niska razina kisika sprečavala truljenje.[51]

Ugljen je jedan od najvažnijih izvora energije za čovječanstvo, a njegova je proizvodnja jedan od najvećih onečišćivača. Oko 40 % električne energije u svijetu se 2015. godine proizvodilo izgaranjem ugljena. Poznata nalazišta trebala bi osigurati rezerve za najmanje još 200 godina. Za razliku od nafte, nad kojom monopol ima mali broj zemalja, nalazišta ugljena nalaze se u cijelome svijetu: eksploatira ga i izvozi 110 zemlja, koje su u vrlo različitim političkim prilikama. To je velika prednost koja poništava mogućnost dogovora između proizvođača, tako da cijenu uvijek regulira konkurencija.[52]

### 2.6.1. Karakteristike ugljena

Ogrjevna moć glavno je obilježje ugljena. Razlikuju se gornja i donja ogrjevna moć ugljena. Gornja ogrjevna moć je količina topline koja se oslobađa potpunim izgaranjem (transformacija kemijske u toplinsku energiju) jednog kilograma ugljena, ako se nakon izgaranja, koje se događa pri višim temperaturama, produkti izgaranja (plinovi i pepeo) ohlade do temperature (obično 20°C) koju je imalo gorivo i zrak potreban za izgaranje prije procesa, pri čemu se pretpostavlja da se sva vodena para kondenzirala. Vodena para u produktima izgaranja nastala je izgaranjem vodika iz goriva i od vlage koja se nalazila u ugljenu. Donja ogrjevna moć razlikuje se od gornje samo za toplinsku kondenzaciju vode.[53]

Sadržaj vlage u ugljenu smanjuje njegovu ogrjevnu moć. Redovno kameni ugljen ima niski postotak vlage (3-5 %), mrki ugljen znatno viši (do 40 %), a za lignit je taj postotak vrlo visok (do 60 %). Naravno, postotak vlage u ugljenu, nakon što je izvađen, ovisi o obradi (pranje ugljena) i o atmosferskim utjecajima kojima je on izvrgnut za vrijeme prijevoza i uskladištenja.[54]

Sadržaj pepela definiran je kao količina neizgorivih sastojaka po kilogramu ugljena. On u kamenom ugljenu prije separacije (rovni ugljen) iznosi 5 do 15 %, ovisno o primjesama jalovine u sloju. Krupnije vrste, nakon separacije i ispiranja, sadrži manje

[51] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 1
[52] Ibid.
[53] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 52
[54] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 53

pepela. Mrki ugljen i lignit imaju znatno veće količine pepela, koje mogu u vrlo nepovoljnom slučaju, iznositi čak i više od 60 %. Sastav pepela odlučno utječe na njegovo ponašanje za vrijeme izgaranja jer o sastavu ovisi temperatura taljenja pepela, što se odražava na upotrebljivost ugljena i na konstrukciju ložišta.[55]

Sadržaj sumpora u ugljenu, kojeg može u nepovoljnom slučaju biti i do 10 %, u prvom redu utječe na visinu dimnjaka jer se time smanjuje koncentracija sumpor-dioksida u okolini. Danas, kada se sve više pazi na zaštitu okoliša, sadržaj sumpora u gorivu postaje sve važniji jer se sumpor-dioksid iz plinova izgaranja može ukloniti dodatnim uređajima za odsumporavanje plinova izgaranja uz dodatne investicije.[56]

Gorivni sastojci ugljena mogu se podijeliti na hlapljive sastojke i na fiksni ugljik. Hlapljivi sastojci su onaj dio koji se pojavljuje u obliku plinova ili para pri zagrijavanju bez pristupa zraka do temperature od 875°C, a fiksni ugljik i pepeo čine tada koksni ostatak.[57]

### 2.6.2. Rezerve ugljena

Pod rezervama neke iskoristive materije razumijeva se dovoljna koncentracija koja je nastala djelovanjem geoloških i fizikalno-kemijskih faktora. Svi su, naime, kemijski elementi raspodijeljeni na Zemlji, ali se samo njihova koncentracija može označiti kao rezerva.[58]

Za sve rezerve odlučujuća je mogućnost ekonomičnog iskorištavanja, koja ovisi o više faktora: količina, koncentracija, dubina smještaja, debljina slojeva, proizvodnim troškovima, udaljenosti nalazišta od potrošača.[59]

Rezerve ugljena određuju se na osnovi geoloških istraživanja i tijekom same eksploatacije. Obično se rezerve ugljena dijele na sigurne, vjerojatne i moguće. U sigurne rezerve ubrajaju se količine utvrđene preciznim istražnim radovima. Vjerojatne rezerve određene su metodom ekstrapolacije na osnovi utvrđenih sigurnih rezervi. Moguće se rezerve određuju generalnim geološkim istražnim radovima.[60]

---

[55] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 53
[56] Ibid.
[57] Ibid.
[58] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 54
[59] Ibid.
[60] Ibid.

Dva velika pojasa nalazišta kamenog ugljena opasuju Zemlju. Jedan je na sjevernoj polukugli i polazi iz središnjeg dijela sjevernoameričkog kontinenta, preko srednjeg dijela Europe i Rusije do Kine. Ta nalazišta pripadaju geološkoj formaciji karbona i perma, postigla su različit stupanj pougljenjivanja, ovisno o geotermičkim utjecajima (od mrkog ugljena do antracita). Kameni ugljen u spomenutom području nalazi se i u mlađim geološkim formacijama (jura, kreda, tercijar). Proces pougljenjivanja ubrzan je tektonskim poremećajima ili vulkanskim djelovanjem.[61]

Drugi pojas polazi od južnog Brazila preko južne Afrike do istočne Australije. Pripadaju mu i nalazišta kamenog ugljena u Indiji. Taj je ugljen nastao u karbonu i permu na nekadašnjem kontinentu Godvana, koji se raspao u kasnijim geološkim razdobljima. Visok stupanj pougljenjivanja posljedica je uglavnom topline nastale vulkanskom aktivnošću.[62]

Ukupne rezerve ugljena procjenjuju se danas na deset tisuća milijardi tona. Od toga je nešto više od ¾ kamenog ugljena. Zapaža se da su iskoristive rezerve vrlo male u odnosu na ukupne rezerve. One, naime, iznose tek nešto više od 7 % ukupnih rezerva. To je posljedica s jedne strane vrlo oštrih kriterija koji se primjenjuju pri procjeni iskoristivih rezerva u prvom redu u zemljama s velikim rezervama, a s druge strane nedovoljne istraženosti u zemljama u razvoju.[63]

### 2.6.3. Prednosti ugljena

Globalna potreba za energijom neprestano raste, posebice u gospodarstvu koje se naglo industrijalizira i razvija, a problemi vezani uz energetsku sigurnost postaju sve važniji. Radi osiguranja solidnog gospodarskog rasta energija mora biti dostupna, pristupačna po cijenama i mora postojati izvor energije koji nije podložan dugoročnim ili kratkoročnim promjenama.[64]

Prekid dobave energije može izazvati velike financijske gubitke i propadanje gospodarskih centara kao i moguću štetu za zdravlje i stanje populacije.[65]

[61] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 55
[62] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 56
[63] Ibid.
[64] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011. str. 63
[65] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011. str. 64

Ugljen ima važnu ulogu u ispunjavanju potreba za pouzdanim izvorima energije. Ugljen je najobilnije i najekonomičnije fosilno gorivo na svjetskog razini, pouzdano, sigurno i po cijeni pristupačno gorivo za proizvodnju električne energije. Proizvodnja i uporaba ugljena temelji se na velikoj infrastrukturi i širokoj bazi stručnosti širom svijeta. Većina svjetskih gospodarstava koja su vodeća u uporabi energije i mnoga gospodarstva u razvoju imaju obilate i vlastite izvore ugljena.[66]

Za postizanje energetske sigurnosti potrebno je postići pouzdanost sustava kontinuiranim izvorom energije, posebice električne energije, za ispunjavanje potreba potrošača u svakom danu trenutku. Postoje mnogi čimbenici koji upravljaju sigurnošću izvora energije. Različiti izvori energije ispunjavaju različite potrebe, neki su prikladni za proizvodnju energije koja pokriva osnovne potrebe, drugi vršne potrebe, dok su treći ekološki prihvatljivi. Diversificirana kombinacija energetskih izvora jedan je od načina za postizanje sigurnosti opskrbe. Ugljen ima određene karakteristike koje pozitivno utječu na energetsku sigurnost u sklopu izbalansirane kombinacije.[67]

Za većinu potrošača električna se energija doprema putem mreže i to je proizvod sustava, a ne pojedinačni izvor. Da bi ostao siguran i stabilan, sustav mora raditi unutar uskih tehničkih ograničenja, zahtijeva stupanj fleksibilnosti i mogućnosti kontrole u proizvodnji. Rad sustava komplicira se činjenicom da se električna energija ne može uskladištiti direktno, a potreba za njom varira ne samo iz godine u godinu i između sezone, već iz sata u sat pa čak iz minute u minutu.[68]

## 2.7. Tehnologija na nultu emisiju

Termoelektrana Plomin C zamišljena je kao postrojenje sukladno konceptu suvremenih termoelektrana čiste tehnologije na ugljen. Cilj je da se pogonom novog plominskog bloka, uz prestanak rada staroga (termoelektrana Plomin 1), utjecaj na okoliš u plominskoj lokaciji još više poboljša, u odnosu na poboljšanje ostvareno puštanjem u rad TE Plomin 2 i početka uvoznog ugljena niskog sastava sumpora. Termoelektrana Plomin C bit će u potpunosti konceptirana prema načelima i

[66] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 65
[67] Ibid.
[68] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 66

preporukama koje proizlaze iz uputa EU-a i primjeni *najboljih raspoloživih tehnika* (BAT) za velika ložišta.[69]

Najbolje raspoložive tehnologije vodeće je načelo EU Direktive 96/61/EC (2010/75/EU) o integralnom suzbijanju i kontroli onečišćenja (IPPC – *Integrated Pollution Prevention and Control*) u smislu: najdjelotvornijeg i najnaprednijeg stupnja razvoja onih aktivnosti i operativnih metoda koje naznačuju praktičnu primjerenost pojedinih tehnika za osiguranje temelja pri određivanju graničnih vrijednosti emisija za sprječavanje ili smanjivanje emisija utjecaja na okoliš kao cjelinu.[70]

Pri izgradnji novih elektrana svakako je najbolji izbor lokacija postojećih elektrana, na kojima već postoje pomoćna infrastruktura postrojenja i objekti. Prostor na kojemu se planira izgradnja zamjenskog termoenergetskog objekta Plomin C s pripadajućom infrastrukturom obuhvaća postojeću lokaciju termoenergetskih postrojenja Plomin 1 i 2, kojim većim dijelom pripada općini Kršan, a manjim dijelom (obalni rub Plominske uvale) Gradu Labinu.[71]

## 2.8. Tehnologije za smanjivanje emisija onečišćivača

### 2.8.1. Priprema ugljena

Rovni je ugljen promjenjive kvalitete i sadrži tvari (sedimentne stijene) kao što su glina, pijesak i karbonati. Poboljšavanje ugljena proces je u kojemu se radi dobivanja čišćeg proizvoda iz izvađenoga ugljena uklanjaju mineralne tvari. Ugljen se također usitnjava i miješa u skladu sa zahtjevima kupca. Pranje ugljena povećava ogrjevnu vrijednost i kvalitetu ugljena sniženjem razine sumpora i mineralnih sastojaka.[72]

Proces pripreme ugljena obuhvaća karakterizaciju, oslobađanje, odvajanje i odlaganje. Karakterizacijom se utvrđuje sastav različitih čestica sirovog ugljena. Oslobađanje obuhvaća usitnjavanje izvađenog ugljena kroz vrlo fine čestice. Odvajanje je razvrstavanje pojedinačnih čestica u skupine odgovarajuće veličine i odvajanje čestica od mineralne tvari iz ugljena. Konačno, faza odlaganja obuhvaća

[69] PROVEDBENA ODLUKA KOMISIJE (EU) 2017/1442 od 31. srpnja 2017. o utvrđivanju zaključaka o najboljim raspoloživim tehnikama (NRT-i) za velike uređaje za loženje u skladu s Direktivom 2010/75/EU Europskog parlamenta i Vijeća
[70] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 4
[71] Ibid.
[72] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 120

uklanjanje vode i uskladištenje očišćenog ugljena i odvojeno odlaganje mineralne tvari. [73]

### 2.8.2. Smanjenje emisija onečišćivača

Aktivni se ugljik ubrizgava u struju dimnog plina koja izlazi iz kotla i apsorbira onečišćivače kao što je živa, koja se zatim uklanja u postojećem uređaju za kontrolu krutih tvari.[74]

Elektrostatski filtri najšire su upotrebljavana tehnologija za kontrolu emisija čestica u postrojenjima za proizvodnju energije iz ugljena. Dimni plinovi u kojima se nalaze čestice i prašina prolaze vodoravno između kolektorskih ploča gdje električno polje stvara naboj na česticama. Čestice se zatim privlače prema kolektorskim pločama, gdje se akumuliraju. U suhim elektrostatskim filtrima nakupljene se čestice uklanjaju u suhom obliku mehaničkim udaranjem ili vibriranjem.[75]

Filtri od tkanine privlače čestice iz dimnog plina prosijavanjem i drugim mehanizmima te ih skupljaju na čvrsto istkanoj tkanini. Izbor između elektrostatskog odvajanja i filtriranja na tkanini ovisi o tipu ugljena, veličini postrojenja i tipu te konfiguraciji kotla. Filtri od tkanine korisni su za prikupljanje čestica čiji su otpori ili preniski ili previsoki za skupljanje s pomoću elektrostatskih filtara.[76]

Tehnologije desulfurizacije dimnog plina upotrebljavaju se za uklanjanje emisija sumpora nakon izgaranja (engl. *flue gas desulphirisation*, FGD). FGD tehnologije se mogu razvrstati u šest glavnih kategorija: mokre četke, četke sa sušenjem s pomoću spreja, procesi za ubrizgavanje sorbenta, suhe četke, obnovljivi procesi i kombinirani procesi za uklanjanje $SO_X/NO_X$.[77]

Sustavi za filtriranje vrućeg plina rade na višim temperaturama (500-1000°C) i tlakovima (1-2 Mpa) nego konvencionalne tehnologije za uklanjanje čestica, čime nestaje potreba za hlađenjem plina.[78]

U sustavima za selektivnu katalitičku redukciju para amonijaka upotrebljava se kao tvar za redukciju te se ubrizgava u struju dimnog plina, pri čemu prolazi preko

[73] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 120
[74] Ibid.
[75] Ibid.
[76] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 121
[77] Ibid.
[78] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 122

katalizatora. Optimalna je temperatura obično između 300°C i 400°C. Hrvatska je u potpunosti preuzela europske norme o emisijama štetnih sastojaka iz novih elektrana na ugljen.[79]

Mokre četke za kontrolu krutih čestica upotrebljavaju se u ograničenom broju postrojenja na ugljen, uglavnom u SAD-u, za prikupljanje letećeg pepela uz sumporov dioksid ($SO_2$). Radi formiranja kapljica u struju dimnog plina ubrizgava se voda. Čestice letećeg pepela s kapljicama vode tvore mokri nusproizvod koji zatim treba zbrinuti. Mokre čestice imaju učinkovitost uklanjanja od 90 do 99 %.[80]

Poboljšanje učinka postojećih i novih elektrana na ugljen isplativ je na način za ograničenje rasta onečišćenja atmosfere, a u prvome redu emisija $CO_2$. Postignuti su veliki napreci u poboljšanju učinka u čitavom svijetu.[81]

U mnogim zemljama u razvoju učinkovitost uporabe ugljena još uvijek je na razini koje su države OECD-a postigle još pred 50 godina.[82] Prosječni učinak proizvodnje energije iz ugljena u OECD-u iznosio je 39 % u 2017. godini, u usporedbi sa samo 30 % u zemljama u razvoju.[83]

Prijenos suvremenih tehnika izgaranja iz razvijenih zemalja u zemlje u razvoju mogao bi postići vrlo velike pozitivne efekte.[84]

Drugi veliki tehnološki trend, integralno rasplinjavanje ugljena (engl. *integrated coal gasification combined cycle,* IGCC), sve je više komercijalno prihvatljiviji. IGCC tehnologija nudi visoke učinke, obično oko 45 %, iako postoje i učinci od 50 %. Mogućnost IGCC tehnologije proteže se i iznad potencijala za povećanje učinka i dalje smanjenje onečišćivača te može biti jedan od putova prema budućim sustavima s nultom razinom emisije, uz izdvajanje ugljikova dioksida iz dimnih plinova i njegovo trajno skladištenje u podzemlju.[85]

Poboljšanje zaštite okoliša mogu se postići i kada se ugljen upotrebljava kao dopuna obnovljive energije. Ugljen daje prihvatljivu, fleksibilnu, jeftinu snagu za pokrivanje

[79] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 122
[80] Ibid.
[81] Ibid.
[82] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011. str. 123
[83] International Energy Agency IEA: World Energy Outlook 2017; Chapter 1: Introduction and scope, str. 42
[84] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 123
[85] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 124

osnovnog opterećenja dok se vlastiti nestalniji obnovljivi izvori mogu upotrijebiti za ispunjenje vršnih potreba.[86]

Ekonomičnost i učinkovitost suvremenih goriva na bazi biomase također se može znatno poboljšati zajedničkim spaljivanjem tog materijala s ugljenom. Zajedničko spaljivanje s biljnim ostacima koji se mogu upotrijebiti kao gorivo (šećerna trska). U postojećim se konvencionalnim elektranama bez modificiranja može upotrijebiti do 10 % biomase, što smanjuje emisije stakleničkih plinova do 10 %.[87]

Prikupljanje ugljikova dioksida na izvoru izdvajanjem iz struje dimnih plinova i njegovo trajno skladištenje u podzemlju skraćeno se zove hvatanje i geološko skladištenje ugljika (engl. *carbon capture and storage*, CCS). CCS tehnologija nudi dugoročnu opciju za postizanje emisija $CO_2$ blizu nule i time bi se mogao premostiti jaz koji će se u predstojećim desetljećima (do 2050. godine) stvoriti između povećanja potreba za energijom i mogućnosti za povećavanje udjela obnovljivih izvora ili uvođenje novih tehnologija koje su tek u razvoju.[88]

Tehnologije CCS-a zapravo omogućavaju nastavak uporabe fosilnih goriva kao glavnih izvora energije na ekološki prihvatljiv način. „Hvatanjem“ ugljikova dioksida na velikim industrijskim stacioniranim izvorima sprečava se daljnje povećanje koncentracije tog plina u atmosferi, a on se zatim može relativno jeftino transportirati do lokacija pogodnih za utiskivanje u podzemlje. Razvijene su tehnologije za izdvajanje, transport i geološko skladištenje $CO_2$ čija se tehnička provedivost ispituje u preko 20 velikih demonstracijskih projekata diljem svijeta. Sve postojeće tehnologije za proizvodnju energije iz ugljena mogu se prilagoditi za prikupljanje 80-90 % $CO_2$ koji ispuštaju.[89]

U budućnosti se može očekivati veća uporaba vodika u gospodarstvu. Mogućnost uporabe vodika za proizvodnju električne energije iz gorivnih ćelija, za stacionarnu proizvodnju energije i za uporabu u električnim vozilima obećavajuća je. Najveća nesigurnost vezana za široko prihvaćanje gorivnih ćelija odnosi se na raspoloživost vodika. Vodik se prirodno ne pojavljuje u uporabljivim količinama, stoga bi ga trebalo proizvesti. Fosilna su goriva za sada jedini mogući izvor, a ugljen, s najvećim i

[86] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 125
[87] Ibid.
[88] Ibid.
[89] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 126

najraširenijim rezervama među fosilnim gorivima, prvi je kandidat za proizvodnju vodika koji je potreban za široku i održivu uporabu takvih energetskih sustava. Problem sa širokom uporabom vodika kao goriva nije samo u tome što on ima vrlo veliku ogrjevnu moć, tako da još ne postoji turbina koja bi mogla pogoniti elektranu velike snage, nego će i velik broj komercijalnih izvora i razvijena mreža transportnih sustava povećati rizik za nekontrolirano ispuštanje vodika u atmosferu. Taj rizik nije nimalo beznačajan jer je riječ o vrlo maloj molekuli, a čisti vodik lakši je od zraka i ima veliki potencijal za pojačavanje efekta staklenika.[90]

### 2.8.3. Nove tehnologije sagorijevanja

Tehnologije koje se upotrebljavaju i razvijaju za ispunjavanje ekoloških izazova koje postavlja ugljen, a koje su poznate pod zajedničkim nazivom čiste tehnologije ugljena (engl. *clean coal technologies*, CCT), predstavljaju raspon mogućnosti koje se stalno razvijaju kako bi se prilagodile različitim vrstama ugljena, različitim ekološkim problemima i različitim razinama gospodarskog razvoja.[91]

Prvi korak za smanjenje emisija stakleničkih plinova poboljšanje je učinkovitosti, tj. smanjiti emisije ugljikova dioksida po jedinici proizvedene energije.[92] Učinkovitost starijih postrojenja u mnogim zemljama u razvoju iznosi samo oko 30 % u usporedbi s prosjekom u OECD-u koji je oko 39 %.[93] Prijenos nove tehnologije u zemlje u razvoju veoma je važan za poboljšavanje učinkovitosti u čitavom svijetu. Novo natkritično postrojenje može postići ukupnu toplinsku učinkovitost u rasponu od 42 do 45 %.[94]

Porast učinkovitosti od 1 % smanjuje emisije $CO_2$ za oko 2 %. Poboljšanjem ili zamjenom starijeg postrojenja mogu se postići veoma velika smanjenja emisije $CO_2$ ovisno o uvjetima od 10 do 25 %.[95]

Mnoge razvijene zemlje na putu ekološki poboljšane uporabe ugljena daleko su odmakle, a sljedeći je izazov šira uporaba naprednih tehnologija ugljena koje nude mogućnost za postizanje učinkovitosti do 50 % pa čak i više. Nadalje, na tom se putu

[90] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 128
[91] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 130
[92] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 131
[93] International Energy Agency IEA: World Energy Outlook 2017; Chapter 1: Introduction and scope, str. 42
[94] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 132
[95] Ibid.

nalazi i vizija energije od ugljena uz ultraniske emisije, a međunarodna se istraživanja već time bave.[96]

*Tablica 7. Mogućnost smanjenja emisija CO2 kod izgaranja ugljena[97] (vlastita izrada)*

| | |
|---|---|
| Do 99 % | Nulte emisije<br>Hvatanje i skladištenje ugljika. Ulažu se znatni napori u istraživanje i razvoj na međunarodnoj razini. Cilj je projekta *FutureGen* demonstriranje cjelovitog funkcionalnog postrojenja u roku od 10 godina. |
| Do 55 % | Napredne tehnologije<br>Vrlo visoki učinci i niske emisije kod inovativnih tehnologija kao što je integralno rasplinjavanje ugljena (IGCC), izgaranje u fluidiziranom sloju pod tlakom (PFBC) i u budućnosti rasplinjavanje integrirano s gorivnim ćelijama (IGFC), IGCC, PFBC u funkciji su u SAD-u, Japanu i Europi, IGFC je u fazi istraživanja i razvoja. |
| Do 22 % | Poboljšavanje učinka postojećih postrojenja<br>Učinak konvencionalne potkritične proizvodnje energije iz ugljena znatno se poboljšao (38-40 %), time su smanjene emisije. U svijetu su u pogonu potkritična postrojenja s poboljšanim učinkom u Japanu, SAD-u, Europi, Rusiji i Kini. |
| Do 5 % | Poboljšavanje ugljena<br>Obuhvaća pranje/sušenje ugljena, briketiranje. Široko se upotrebljava u čitavom svijetu. |

Postupnost u tehnološkom razvoju ogleda se u[98]:

- Ubrzanom uvođenju postojećih komercijalnih tehnologija za niže emisije
- Široj uporabi novih i suvremenih tehnologija
- Korištenju sinergija između ugljena i obnovljivih energija, radi ubrzanja ulaska obnovljivih izvora na tržište
- Razvoju i komercijalizaciji sljedeće generacije tehnologija koje pružaju mogućnost postizanja ultraniskih emisija

[96] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 132
[97] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 131
[98] Ibid.

## 2.9. Priroda problema planiranja razvoja elektroenergetskog sustava

Priroda se procesa planiranja razvoja potrebnih novih kapaciteta za proizvodnju električne energije drastično promijenila u zadnja dva desetljeća. Povećana briga za kvalitetu okoliša i efikasno korištenje resursa rezultiralo je u širokom opsegu mogućih opcija razvoja i na strani proizvodnje i potrošnje, koje treba procijeniti integralno i detaljno. U isto vrijeme posljedice različitih opcija razvojnih strategija mora se ispitati uzimajući u obzir mnogobrojne kriterije, i ekonomske i neekonomske, odražavajući različite stavove zainteresiranih strana uključenih u proces planiranja.[99]

Neki od ključnih problema koji se javljaju kod planiranja razvoja elektroenergetskog sustava su[100]:

- Efikasno korištenje resursa; od sredine do kasnih 1980. počelo se primjenjivati integralno planiranje resursa koje je zahtijevalo da se sve opcije ekonomski isplative moraju konzistentno ocijeniti i primijeniti. To je značilo da se moraju osim konvencionalnih načina razmotriti i svi ostali izvori, obnovljivi izvori, programi upravljanja potrošnjom, distribuirana proizvodnja električne energije i dr.
- Briga o okolišu; proizvodnja električne energije ima veliki utjecaj na okoliš (od emisija u zrak, vodu i tlo do zauzeća zemljišta itd.). Da bi se smanjilo te utjecaje države su uvele propise o dozvoljenim emisijama što je imalo veliki utjecaj kako na sam rad postrojenja tako i na proces planiranja
- Nesigurnost i upravljanje rizicima – nesigurnost je jedan od glavnih problema u dugoročnom planiranju resursa elektroenergetskog sustava. Neki od primarnih podataka za planiranje kao što su porast opterećenja, cijene goriva, troškovi kapitala i investicija, troškovi ispada, troškovi smanjenja emisija, mogu imati dubok utjecaj na smjer i rezultate planiranja resursa elektroenergetskog sustava. Upravljanje rizicima sada je ključni dio procesa planiranja u elektroprivredi i elastičnost i robusnost su dvije glavne odrednice strategija upravljanja rizicima izazvanim u stanjima nesigurnosti. Kao što je definirano, robustan plan resursa je takav koji će se dobro održati kroz različite moguće buduće uvjete dok je elastičan plan resursa

[99] Ž. Tomšić: Energetsko ekonomski modeli izgradnje elektroenergetskog sustava, predavanja, FER 2012-2013, str. 13
[100] Ibid.

takav koji brzo odgovori uz razumne troškove na različite neočekivane događaje u budućnosti.

- Više kriterija; u mnogim studijama planiranja, koncept minimizacije troškova sastoji se od velikog broja drugih važnih, ali često suprotstavljenih kriterija kao što su pouzdanost sustava, utjecaji na okoliš, cijene električne energije, financijska ograničenja i društveno političke želje, odražavajući različite interese različitih sudionika u procesu planiranja. Zbog toga model odlučivanja multikriterijskom metodom postaje sve popularniji u strateškom planiranju elektroprivreda jer vodi prema kompromisnom rješenju koje predstavlja razuman balans između odabranih kriterija. Model odlučivanja multikriterijskom metodom može pokazati „trade-off" između odabranih kriterija i kvalitativnih i kvantitativnih kao i ekonomskih i neekonomskih i kvantificirati vrijednosti i sklonosti koje odražavaju različite interese uzimajući u obzir različite kriterije.

Utjecaji na okoliš kod proizvodnje električne energije, kao što su kisele kiše, klimatske promjene ili uništenje ozonskog omotača stimulirali su diskusije na regionalnom, nacionalnom i globalnom nivou.[101]

Problematika energija-okoliš predstavlja brojne dileme za donositelje odluka: neki problemi su globalni, ali reakcije na taj problem pokazuju široke regionalne varijacije, kompleksnost kreira značajne nesigurnosti, nepovratne štete se događaju čak i ako su poduzete akcije i period planiranja je dugačak sa značajnim vremenskim zaostajanjem između uzroka i posljedice. Donositelji odluka koriste mnogo pristupa procjeni odgovora na ovaj problem, a mnogi uključuju kvantitativnu analizu i korištenje modela.[102]

Nažalost, konvencionalni analitički modeli proizvode široko divergirane prognoze efekata i politika, propisa i programa načinjenih da smanje eksterne troškove u okolišu vezane za proizvodnju i potrošnju električne energije.[103]

Neki modeli simuliraju potrošnju fokusirajući se na krajnju potrošnju i oni opisuju potrošnju energije u detalje. Suprotno tomu, modeli koji simuliraju makroekonomiju i

[101] Ž. Tomšić: Energetsko ekonomski modeli izgradnje elektroenergetskog sustava, predavanja, FER 2012-2013, str. 14
[102] Ibid.
[103] Ibid.

uključuju malo detalja o potrošnji energije i tehnološkim promjenama obično pokazuju troškove smanjenja emisija mnogo većim nego pretpostavljene kod krajnjeg korisnika. Donositelju odluka opcije nisu jasne kada se mora odlučiti o rezultatima ovih modela.[104]

Zbog toga se u radnji predlaže nova metoda koja kombinira kritične pristupe ovih modela. Metoda uključuje tri glavne komponente[105]:

1. Razvoj kvantitativnog modela za analizu potrebnih izvora za proizvodnju električne energije za pokrivanje potrošnje,
2. Primjenu te metode u stvaranju energetske politike kroz proces odlučivanja
3. Uključivanje kriterija održivog razvoja u proces planiranja

[104] Ž. Tomšić: Energetsko ekonomski modeli izgradnje elektroenergetskog sustava, predavanja, FER 2012-2013, str. 14
[105] Ibid.

# 3. EKONOMSKA ANALIZA

## 3.1. SWOT analiza

Analiza vanjske i unutarnje okoline (strategijskih sposobnosti organizacije) je integralan, jednako važan aspekt analize strategijske situacije organizacije koja je temeljno polazište za formuliranje strategije.[106]

Kvalitetno strategijsko odlučivanje zahtijeva sažimanje i povezivanje ključnih strategijskih poruka iz poslovne okoline i strategijskih sposobnosti organizacije kao osnovu za stvaranje optimalnih strategijskih izbora.[107]

Tek kompletna, jasna i cjelovita slika strategijske situacije organizacije i međuodnosa vanjske i unutarnje okoline može rezultirati u kvalitetnim strategijskim odlukama i strategijskim odabirima.[108]

Najpoznatija i najviše rabljena metoda za analizu i sažimanje ključnih problema iz poslovne okoline i strategijskih sposobnosti organizacije s potencijalnim utjecajima na razvoj strategije je SWOT analiza.[109] Zbog svoje integrirajuće i obuhvatne uloge često se označava kao interno-eksterna analiza, a SWOT matrica se naziva i matrica unutarnjih i vanjskih faktora. Radi se o jednoj od najstarijih i najotpornijih tehnika strategijske analize koja se intenzivno rabi već 40 godina. Ona se tijekom vremena dokazala kao najtrajnija analitička tehnika koja se rabi u strategijskom menadžmentu.[110]

SWOT je na engleskom akronim za snage (*Strengths*), slabosti (*Weaknesses*), prilike (*Opportunities*) i prijetnje (*Threats*). SWOT analiza je jednostavan i snažan okvir i tehnika za analiziranje snaga i slabosti, prilika i prijetnji s kojima se suočava organizacija i koji joj pomaže da se usmjeri na svoje snage, minimizira prijetnje i kroz

[106] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 227
[107] Ibid.
[108] Ibid.
[109] Ibid.
[110] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 228

kvalitetnu strategiju najbolje uporabi prilike koje su joj dostupne kako bi osigurala konkurentsku prednost.[111]

Snage su organizacijski čimbenici koji je čine konkurentnijom na tržištu od drugih organizacija. To je resursna prednost i distinktivna kompetencija koja organizaciju čini superiornom u zadovoljavanju zahtjeva tržišta potrošača i time joj daje komparativnu prednost u odnosu na druge sudionike neke industrije ili tržišta. Snage nastaju iz posjedovanja jedinstvenih resursa i kompetencija koje organizacija ima, načina njihove uporabe i upravljanja u svrhu postizanja ciljeva. One se moraju analizirati i utvrđivati u odnosu na konkurente i sposobnost zadovoljavanja zahtjeva i potreba potrošača, odnosno uključivati i vanjsku i unutarnju perspektivu promatranja. [112]

Slabosti su ograničenja ili nedostaci u jednom ili više područja organizacije, njezinim resursima i kompetencijama koji joj priječe postizanje dobrih rezultata u odnosu na konkurente i umanjuju sposobnost uspješnog konkuriranja.[113]

Prilike su povoljne situacije u okolini organizacije koje joj omogućuju da pojača svoju konkurentsku poziciju i prednost. Trendovi i promjene u okolini izvor su prilika za organizacije.[114]

Prijetnje su nepovoljne situacije u okolini organizacije koje postavljaju zapreke za željenu poziciju firme i potencijalno ugrožavaju njezinu sposobnost konkuriranja. To mogu biti nepovoljni trendovi, promjene, novi konkurenti i sve što potencijalno može štetiti organizaciji i stvarati joj nepremostive prepreke. [115]

Temeljna pretpostavka SWOT analize je da uspješna strategija nastaje iz optimalnog podudaranja i sukladnosti između unutarnjih resursa i sposobnosti, odnosno organizacijskih snaga i slabosti i njezine vanjske situacije, odnosno prilika i prijetnji u okolini.[116]

[111] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 228
[112] Ibid.
[113] Ibid.
[114] Ibid.
[115] Ibid.
[116] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 229

Uz SWOT analizu vežu se proturječna stajališta i suprotstavljaju brojne prednosti i nedostaci. Ipak, se može konstatirati da je unatoč mnogim i ozbiljnim kritikama, posebice njezine originalne verzije, više onih koji je zagovaraju i promoviranju. Također, činjenica je da se radi o općeprihvaćenoj metodi duboko ukorijenjenoj u praksi strategijskog menadžmenta.[117]

Često se ističe da je to najčešća tehnika odlučivanja menadžmenta koja je izdržala provjeru vremena i pokazala se valjanim sredstvom strategijskog planiranja. Dapače, smatra se da je tijekom mnogih godina postigla gotovo univerzalni status i pridonijela postizanju konkurentske prednosti, ne samo u organizacijskim uvjetima nego i na razini osobne i timske uspješnosti.[118]

SWOT analiza ima brojne prednosti[119]:

- Daje opći okvir za upravljanje okolinom u kojoj organizacija djeluje
- Prisiljava menadžere da bolje razumiju i odgovore na faktore koji imaju najveći utjecaj i potencijalnu važnost za organizacijsku uspješnost
- Metoda koja intenzivno traži organiziranje i osmišljavanje goleme količine informacija i podataka
- Velika prednost SWOT analize+ njezina je široka primjenjivost. Može se rabiti za analizu mnoštva jedinica od individualnih menadžera, timova, proizvoda/usluga, funkcijskih područja do konglomerata i tržišta proizvoda
- Zahtijeva velike financijske ili računske resurse, može se obaviti relativno brzo i učinkovito i bez nužnosti ekstenzivnog prikupljanja podataka i informacija
- Može biti uspješna metoda izgradnje tima
- SWOT analiza može pružiti uvid u razloge uspješnosti ili neuspješnosti u provođenju strategije organizacije

Postoje međutim i suprotna mišljenja koja ističu nedostatke te metode. Mnogi autori smatraju da je SWOT analiza neodređena i pojednostavljena metoda s mnogim ograničenjima i nedostacima. Ponekad se upravo SWOT analiza smatra uzrokom prevelike formalizacije procesa formuliranja strategije.[120]

[117] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 230
[118] Ibid.
[119] Ibid.
[120] Ibid.

Jedan od temeljnih prigovora je da se radi o metodi koja je nastala davno u sasvim drugim uvjetima i da je njezina primjena u suvremenim iznimno promjenjivim, konkurentskim i globalnim uvjetima, neprimjerena i pokazuje fundamentalno nerazumijevanje strategijskog procesa. Kao najčešće slabosti svojstvene unutarnjoj prirodi SWOT analize navodi se sljedeće[121]:

- Stvara dugačke liste faktora
- Ne zahtijeva utvrđivanje prioriteta ili pondera (težine) identificiranih faktora
- Sadrži nejasne i dvosmislene riječi i fraze
- Ne predviđa razrješavanje konflikata, isti se faktor može staviti u različite kategorije
- Ne postoji obveza da se verificiraju mišljenja i potkrijepe podacima ili analizom
- Zahtijeva samo jednu razinu analize
- Ne postoji logička veza s fazom primjene

Uz navedene, često se kao njezina slabost navodi izrazita deskriptivnost, oslanjanje uglavnom na kvalitativne pokazatelje, maskiranje kompleksnosti jednostavnošću, velika subjektivnost u interpretaciji i zaključivanju u kojima često dolazi do preuveličavanja prednosti i umanjivanja slabosti, odnosno prevelikog optimizma i nedovoljne objektivnosti i kritičnosti strateških menadžera i analitičara. Subjektivnost u procjenama i nerealno sagledavanje stanja i trendova mogu, po mišljenju nekih autora, ne samo voditi pogrešnim strategijskim odlukama nego činiti SWOT analizu nekorisnom pa i štetnom za ostvarivanje ciljeva organizacije.[122]

Jedan od prigovora je da ne predviđa kombiniranje faktora unutarnje i vanjske okoline te da uvjetuje reaktivno, a ne proaktivno djelovanje menadžera. Smatra se da SWOT analiza zbog određenih pretpostavki koje su u nju ugrađene, vodi ne samo lošim rezultatima nego i koči primjenu novijih primjerenih postupaka.[123]

Bitno unaprjeđenje SWOT analize bio je TOWS (akronim istih faktora različitim redoslijedom), konceptualni okvir koji predviđa i olakšava sučeljavanje i kombiniranje

[121] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 231
[122] Ibid.
[123] Ibid.

vanjskih prilika i prijetnji s unutarnjim snagama i slabostima i razvoj različitih strategija na kombinacijama faktora.[124]

## 3.2. SWOT analiza energetskog sektora Republike Hrvatske

Analiza vanjske i unutarnje okoline energetskog sektora Republike Hrvatske je integralan, jednako važan aspekt analize strategijske situacije države koja je temeljno polazište za formuliranje strategije. Energetski sektor predstavljaju električna energija, nafta, plin, obnovljivi izvori energije.

### 3.2.1. Prednosti

- Pogodan geografski položaj za strateške energetske projekte (tranzit nafte i plina, lokacije za terminale UPP-a, a morske i riječne luke i terminali za naftu i derivate, dobre lokacije za izgradnju podzemnog skladišta prirodnog plina, termoelektrana, nuklearnih elektrana, odlagališta srednje i nisko radioaktivnog otpada).
- Tehnološko znanje, gospodarski subjekti i ljudski potencijali u djelatnosti istraživanja i proizvodnje nafte i prirodnog plina u svim aspektima rada elektroenergetskog sustava.
- Vlastiti naftonosni i plinonosni potencijali, rezerve prirodnog plina u postojećim ležištima, plinska polja u Jadranu.
- Postojeći infrastrukturni kapaciteti za proizvodnju nafte i plina, kontinuirani razvitak plinske transportne mreže.
- Postojeći kapaciteti za proizvodnju električne energije, dobra izgrađenost i povezanost prijenosnog sustava za električnu energiju sa susjednim zemljama.
- Velike mogućnosti za poboljšanje energetske učinkovitosti.
- Veliki potencijali za iskorištavanje svih oblika obnovljivih izvora energije.
- Iskustvo i mogućnosti domaćih društava u području montaže energetske opreme graditeljstva, elektroindustrije i ostalih usluga.

### 3.2.2. Slabosti

- Niska učinkovitost korištenja energijom
- Nedovoljna sigurnost opskrbe prirodnim plinom
- Male domaće rezerve nafte i kondenzata

[124] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008., str. 231

- Iscrpljenost domaćih rezervi nafte i prirodnog plina, sporo obnavljanje rezervi, visoki troškovi eksploatacije
- Nepostojanje infrastrukture za obvezne zalihe nafte i skladištenje prirodnog plina
- Starost i neučinkovitost infrastrukturnih proizvodnih kapaciteta (rafinerije i termoelektrane)
- Nedostatni kapaciteti za podmirivanje vlastite potrošnje električne energije
- Tehnološko zaostajanje i nerazvijena industrija za proizvodnju najvećeg dijela energetske opreme pa posljedično niski udio moguće participacije domaće industrije u predstojećim investicijama u energetiku
- Zanemarivanje vrijednosti lokacija za izgradnju termoelektrana, nuklearnih elektrana, UPP terminala, obnovljivih izvora energije (posebice energije malih vodnih tokova)
- Nepostojanje integralnog energetskog planiranja na regionalnoj i lokalnoj razini

### 3.2.3. Prilike

- Usklađivanje s pravnom stečevinom EU u područje energetike i zaštite okoliša
- Regionalno energetsko tržište i integracija u jedinstveno europsko energetsko tržište
- Stvaranje povoljnih općih gospodarskih uvjeta i posebnih poticajnih uvjeta za privatna ulaganja u energetski sektor
- Promjena percepcije tretmana energetike kao isključivo infrastrukturne grane u pristup da je energetika i poduzetnička djelatnost i kao takva jedna od osnova gospodarskog rasta i razvitka s doprinosom u pozitivnoj izvoznoj i uvoznoj bilanci
- Političko djelovanje usmjereno prema iskorištavanju geopolitičkog položaja Hrvatske – sudjelovanje u strateškim energetskim projektima
- Stvaranje uvjeta za razvoj domaće industrije i usluga (posebice u području proizvodnje opreme za iskorištavanje obnovljivih izvora energije)
- Istraživanje, razvoj i usvajanje novih tehnologija putem međunarodne suradnje i korištenja sredstvima pristupnih fondova i programa EU

- Zahtjevi zaštite okoliša kao dodatni poticaj uporabi naprednih energijskih tehnologija
- Pozitivan stav javnosti prema obnovljivim izvorima energije
- Intenzivnim rastom obrazovanja povećati broj stručnjaka tehničkog profila i poticanje znanstvenoistraživačke djelatnosti prema zahtjevima gospodarstva ostvarivati ciljeve održivog energetskog razvitka

### 3.2.4. Prijetnje

- Politička i javna percepcija energije kao socijalnog, a ne tržišnog dobra
- Nedostatak dovoljnog broja kvalitetnih i obrazovanih kadrova potrebnih za ostvarenje nacionalnih ciljeva u energetici i zaštiti okoliša
- Neusklađenost zakonodavstva iz različitih područja (energetike, zaštite okoliša graditeljstva, prostornog uređenja i vodnog gospodarstva) i dugotrajni administrativni postupci do ishođenja dozvola za gradnju
- Neodlučnost u donošenju odlika o sudjelovanju u strateškim energetskim projektima
- Neodlučnost i sporost u donošenju investicijskih odluka. Danas, u vremenu do sada neviđenog investicijskog zamaha u svjetskoj energetici (posebice elektroenergetici), nedostatak kapaciteta za proizvodnju energetske opreme i visoki porast cijena energetske opreme prijeti produžavanjem vremena nabavke i izgradnje objekata
- Neuspjeh u ispunjavanju obveza Kyotskog protokola i postkyotskih obveza
- Povećanje troškova proizvodnje energije zbog zahtjeva glede emisija $CO_2$
- Nestabilna politička situacija u zemljama izvoznicima nafte i nepredvidivost cijena energenata na svjetskom tržištu
- Konkurencija izvora u regiji (ugljen iz BiH i Kosova, bez opterećenja emisijskim naknadama)
- Negativna percepcija javnosti o utjecaju energetskih objekata na okoliš
- Nedovoljna i neprimjerena informiranost javnosti i energetskoj situaciji u zemlji i utjecaju energetskih objekata na okoliš

Na temelju provedene analize, određuju se prioritetni pravci djelovanja, tj. razvojne smjernice za elektroenergetski sektor:

- Političko djelovanje usmjereno prema iskorištavanju geopolitičkog položaja Hrvatske – sudjelovanje u strateškim energetskim projektima

- Stvaranje povoljnog zakonsko-regulatornog okvira za učinkovito funkcioniranje otvorenog tržišta, privlačenje investicija
- Ulaganje u infrastrukturu proizvodnih kapaciteta (rafinerije i termoelektrane)
- Povećanje energetske učinkovitosti
- Veliki potencijali za iskorištavanje svih oblika obnovljivih izvora energije

## 3.3. SWOT analiza elektroenergetskog sektora Republike Hrvatske

### 3.3.1. Snage

- Nije bilo većih problema s opskrbom električnom energijom (čak ni u ratnim godinama)
- Dobra izgrađenost elektroenergetske mreže
- Dobra raznolikost strukture proizvodnje električne energije prema primarnoj energiji
- Dobra povezanost sustava sa susjednim sustavima
- Postojeća 400 i 220 kV mreža zadovoljava potrebe domaćeg prijenosa električne energije, čak i uz planirana povećanja potrošnje i izgradnju novih proizvodnih kapaciteta
- Postojeća 400 kV mreža izgrađena je klasičnom tehnikom pa se njena prijenosna moć može udvostručiti bez novih trasa uporabom novih tehnologija
- Dobre geografske značajke za tranzit električne energije, izgradnju termoelektrana na uvozni ugljen i nuklearnih elektrana
- Postojeće lokacije termoelektrana pogodne za izgradnju novih blokova
- Domaće znanje i ljudski potencijali u elektroenergetskom sustavu dostatni za njegov suvremeni razvitak
- Primjena najsuvremenijih informacijskih rješenja i znanje potrebno za održavanje i upravljanje imovinom elektrana

### 3.3.2. Slabosti

- Starost proizvodnih kapaciteta i postepeno približavanje kraja njihova radnog vijeka trajanja
- Zastarjele tehnologije u proizvodnim postrojenjima i niska učinkovitost postojećih elektrana
- Nedostatna ulaganja u nove proizvodne kapacitete u proteklom razdoblju

- Moguće narušavanje sigurnosti opskrbe zbog kašnjenja u izgradnji novih kapaciteta i niske sigurnosti opskrbe Republike Hrvatske prirodnim plinom
- Slabo korištenje informacijsko-komunikacijskim tehnologijama u vođenju elektroenergetskog sustava na svim razinama (posebno distribucija)
- Velike regionalne različitosti unutar Republike Hrvatske s obzirom na razvoj mreže
- Nedostatni vlastiti izvori energije (osim obnovljivih izvora)
- Zbog velikih gubitaka na nekim 110 kV vodovima, potrebno ih je zamijeniti vodovima većeg presjeka
- Zanemarivanje očuvanja potencijalnih lokacija za izgradnju termoelektrana i nuklearnih elektrana

### 3.3.3. Prilike

- Daljnje usklađivanje sa zakonodavstvom Europske Unije i ostvarivanje otvorenog tržišta
- Integracija u regionalno tržište električne energije (Energetska zajednica)
- Pozicioniranje na tržištu kao tranzitna zemlja
- Usklađivanje s europskim tehnološkim platformama (*Smart Grids*)[125]
- Potencijali za iskorištavanje obnovljivih izvora energije

### 3.3.4. Prijetnje

- Politički utjecaji na elektroenergetski sektor koji sprečavaju razvitak tržišta
- Negativan stav javnosti prema elektroenergetskom sektoru općenito
- Zahtjevi i zabrane u prostorno planskim dokumentima
- Prekidi isporuke prirodnog plina elektranama (posebno do izgradnje spoja s mađarskim sustavom)
- Sve stroži zahtjevi zaštite okoliša (ograničavanje svih razvojnih opcija)
- Nedostatan razvitak elektroenergetskih sustava u regiji (nemogućnost dobave potrebne električne energije iz uvoza)

Na temelju provedene analize, određuju se prioritetni pravci djelovanja tj. razvojne smjernice za elektroenergetski sektor[126]:

[125] http://www.hep.hr/u-napredne-mreze-ce-se-do-2022-godine-uloziti-230-milijuna-kuna/3355 na dan 20. 8. 2018.
[126] Ž. Tomšić: Energetsko ekonomski modeli izgradnje elektroenergetskog sustava, predavanja, FER 2012-2013

- Stvaranje povoljnog zakonsko-regulatornog okvira za učinkovito funkcioniranje otvorenog tržišta električne energije i privlačenje investicija
- Elektroenergetika kao gospodarska grana koja doprinosi nacionalnom BDP-u kroz povećanje investicija i izvoz
- Izgradnja novih proizvodnih kapaciteta za zadovoljavanje rastuće domaće potrošnje električne energije i zamjenu postojećih dotrajalih postrojenja
- Razvitak prijenosne mreže kojim se omogućava pozicioniranje Hrvatske kao tranzitne zemlje za električnu energiju
- Osuvremenjivanje distribucijske mreže
- Iskorištavanje obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije i poticanje distribuirane proizvodnje
- Poticanje učinkovite uporabe električne energije

## 3.4. Klasificiranje energetskih modela

Svi modeli imaju neka zajednička obilježja – pojednostavnjeno opisuju stvarnost i zasnivaju se na određenim, više ili manje sigurnim pretpostavkama. Postoji mnogo načina klasifikacije energetskih modela. Energetski se modeli mogu klasificirati prema osam kriterija, koji se najčešće navode u literaturi[127]:

### 3.4.1. Opće i specifične primjene energetskih modela

Opće značajke energetskih modela odnose se na to kako se tretira budućnost: da li se radi o predviđanju budućeg stanja na osnovi prošlih trendova, analizi razvojnih scenarija ili o modeliranju razvoja na osnovi zadanog budućeg cilja.[128]

*Predviđanje ili prognoza budućnosti* – budući da se primjenjuje ekstrapolacija prošlih trendova, modeli za prognozu budućeg razvoja obično su kratkoročni. Preduvjet za njihovu primjenu je da ključni parametri, kao što su elastičnosti, ostanu konstantne.[129]

*Analiza scenarija* – budućnost se istražuje analizom različitih razvojnih scenarija, pri čemu se određeni broj „intervencijskih“ scenarija uspoređuje s referentnim scenarijem. U referentnom scenariju pretpostavlja se nastavak dosadašnje prakse (tzv. *business as usual*). U alternativnim scenarijima mora se pretpostaviti određeno

[127] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 26
[128] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 27
[129] Ibid.

ekonomsko ponašanje (najčešće na temelju funkcije zadovoljstva), potreba za resursima, tehnički napredak te gospodarski i demografski razvoj. Od presudne važnosti kod ovih modela je analiza osjetljivosti promjene zadanih pretpostavki. Analiza scenarija može se primjenjivati i u *bottom-up* i u *top-down* modelima.[130]

*Modeliranje razvoja na osnovi željenog cilja (modeliranje unazad)* – svrha ovakvih modela je konstruiranje željene budućnosti prema uputama stručnjaka. Identificiraju se i analiziraju koraci koji će dovesti do željenog cilja. Ovakva metoda može se koristiti i za analizu dugoročnih ekonomskih posljedica alternativnih energetskih scenarija. Na taj način mogu se povezati *bottom-up* i *top-down* modeli.[131]

Specifičnije primjene su analiza ponude i potražnje, analiza utjecaja i evaluacija različitih opcija.[132]

*Modeli potražnje energije* – usmjereni su ili na cijelo gospodarstvo ili na određeni sektor gospodarstva; promatraju energetsku potražnju kao funkciju promjene stanovništva, prihoda i cijena energije.[133]

*Modeli ponude energije* – većinom su usmjereni na tehnička pitanja u vezi dobave energije, ali mogu koristiti i analizu financijskih aspekata. Modeli ponude energije najčešće se povezuju s modelima potražnje u zajednički model.[134]

*Modeli utjecaja* – određuju posljedice izbora određene energetske opcije ili mjera energetske politike. Utjecaji mogu biti financijsko-ekonomski, društveni (raspodjela blagostanja, zaposlenost) ili utjecaji na zdravlje i okoliš (emisije, kruti i tekući otpad, bioraznolikost itd.).[135]

*Modeli ocjene* – ocjenjuju različite scenarije s obzirom na zadani kriterij ili grupu kriterija. Najčešći kriteriji su tehnička i ekonomska efikasnost te utjecaj na okoliš. Modeli ocjene često se kombiniraju s modelima utjecaja.[136]

Modeli se razlikuju i po obliku energije koja se analizira – nekad je to samo električna energija, a nekad i električna energija i toplina.[137]

[130] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 27
[131] Ibid.
[132] Ibid.
[133] Ibid.
[134] Ibid.
[135] Ibid.
[136] Ibid.

### 3.4.2. Analitički pristup

Bez obzira na iste ulazne pretpostavke, *top-down* i *bottom-up* pristup mogu dati različite rezultate. Razlika u rezultatima proizlazi iz činjenice da ti modeli različito pristupaju odabiru tehnologija, načinu odlučivanja ekonomskih subjekata i načinu funkcioniranja tržišta u danom vremenskom razdoblju. *Top-down* pristup polazi od pesimistične ekonomske pretpostavke dok *bottom-up* koristi optimistični inženjerski pristup. Naime, ekonomisti smatraju da je tehnologija sredstvo za pretvaranje ulaznih resursa (rada, kapitala i energije) u korisne proizvode. „Najbolja" ili optimalna tehnologija (ona koja dovodi do maksimalne efikasnosti tržišta) određuje tzv. granicu proizvodnje, koja se može konstruirati promatranjem ponašanja na tržištu. Niti jedna investicija iza granice proizvodnje nije isplativa. Tehnološki napredak može pomaknuti granicu proizvodnje bliže ishodištu.[138]

Potpuno ekonomski model ne prikazuje eksplicitno tehnologije već koristi elastičnosti koje implicitno podrazumijevaju primjenu određenih tehnologija. Tehnologija se tretira kao crna kutija, što otežava prikaz tehnološkog razvoja u proizvodnoj funkciji ekonomskih modela.[139]

Za razliku od toga, inženjerski modeli ne ovise o ponašanju tržišta. Opisuju tehnike, svojstva i izravne troškove svih tehnoloških opcija s ciljem da se identificiraju mogućnosti njihova poboljšanja. U praksi, tehnološki potencijal s kojim se računa u inženjerskim studijama razlikuje se od „najboljih" tehnologija koje predstavljaju granicu proizvodnje u ekonomskim modelima. Razlika proizlazi iz činjenice da inženjerski pristup u pravilu zanemaruje postojeća ograničenja na tržištu i promatra samo tehnološki potencijal, dok ekonomski pristup sve promatra u sklopu danih tržišnih uvjeta. Ograničenja o kojima inženjerski pristup ne vodi računa su skriveni troškovi, troškovi uvođenja određenih tehnologija, nepravilnosti tržišta, makro-ekonomski odnosi (npr. cijene) i makroekonomski pokazatelji (GDP, zaposlenost). Ponašanje na tržištu posljedica je tih ograničenja. U pravilu vrijedi da modeli koji odražavaju ponašanje potrošača na tržištu automatski uzimaju u obzir sva ta ograničenja, pa su zbog toga u određenoj mjeri pesimistični. Zagovornici suprotnog, *bottom-up* pristupa tvrde da bi se primjenom odgovarajućih mjera uvjeti na tržištu

[137] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 27
[138] Ibid.
[139] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 28

mogli izmijeniti i ublažiti postojeća ograničenja, te da zbog toga *top-down* pristup dovodi do lošijih rezultata nego što su u stvarnosti.[140]

Još jedno svojstvo *top-down* modela je da koriste skupne (agregirane) podatke za ispitivanje interakcija između energetskog i ostalih sektora gospodarstva, kao i za ispitivanje cjelokupne makroekonomske slike gospodarstva. To se radi usvajanjem prošlih uzoraka ponašanja potrošača, i njihovom ekstrapolacijom u budućnost. Zato su *top-down* modeli prikladni samo za kratkoročne prognoze u kojima još vrijede prošli uzorci ponašanja.[141]

Nasuprot tome, inženjerski, *bottom-up* modeli obično se koncentriraju samo na energetski sektor i koriste detaljne (neagregirane) podatke za opis konačne potrošnje energije i tehnoloških opcija. *Bottom-up* modeli prikladni su pod uvjetom da strukturni razvoj jednog sektora (energetike) ne utječe bitnije na razvoj cjelokupnog gospodarstva, tj. ako je njihova interakcija zanemariva.[142]

Razlike između *top-down* i *bottom-up* pristupa mogu se najopćenitije iskazati kao razlike između agregiranog i disagregiranog pristupa, ili razlike između modela s maksimalnim i onih s minimalnim predefiniranim ponašanjem potrošača. *Top-down* pristup u pravilu se koristi za prognoziranje, a *bottom-up* za istraživanje.[143]

### 3.4.3. Metodološki modeli

Ovisno o primijenjenoj metodologiji, modeli mogu biti ekonometrijski, makro-ekonomski, modeli ekonomske ravnoteže, optimizacijski, simulacijski, tablični, s modeliranjem unazad i multikriterijski. U praksi ne postoji stroga podjela među modelima već se kombiniraju elementi nekoliko modela.[144]

Ekonometrijski modeli definiraju se kao primjena statističkih metoda u rješavanju ekonomskih problema.[145] Radi se o primjeni statističkih metoda za ekstrapolaciju prošlog tržišnog ponašanja u budućnosti. Zasnivaju se na mjerama agregiranim podacima iz prošlosti, koji se koriste za kratkoročne i srednjoročne buduće prognoze rada, kapitala i ostalih ulaza. Ekonometrijski modeli također se često koriste za

[140] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 28
[141] Ibid.
[142] Ibid.
[143] Ibid.
[144] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 29
[145] M. Babić: Makroekonomija, XII izdanje, MATE, Zagreb, 2011., str. 17

analizu energetsko-ekonomskih odnosa. Općenito, njihova je svrha što točnije predviđanje budućnosti koristeći mjerene komponente. Iako su rani ekonomski modeli (modeli potražnje) bili čisto ekonometrijski, danas se ekonometrijski princip koristi uglavnom u okviru makroekonomskih modela. Nedostatak ekonometrijskog modela je što se ne može zadati specifična tehnološka opcija. Osim toga, budući da su varijable zasnovane na tržišnim odnosima u prošlosti, zahtijeva se da tržišni odnosi budu više-manje stalni. Ekonometrijski model zahtijeva poprilično veliki broj podataka i prilično iskustvo osobe koja provodi modeliranje. Dugoročno planiranje moguće je samo uz veći stupanj agregacije koje smanjuje fluktuacije tijekom vremena.[146] Agregiranjem se smanjuje broj promatranih varijabli i njihovih međuovisnosti, tako da se agregiraju srodni, homogeni procesi. Time se gube informacije o specifičnim svojstvima pojedinih varijabli, ali zato zajedničke karakteristike agregiranih procesa i pojava jače dolaze do izražaja pa se lakše mogu uočiti dominantne međuovisnosti između ekonomskih varijabli.[147]

Makroekonomski modeli usmjereni su na cjelokupno nacionalno gospodarstvo i na međusektorsku interakciju.

Za razliku od ekonometrijske i makroekonomske metode koje pretežno opisuju kratkoročne i srednjoročne učinke, metoda ekonomske ravnoteže namijenjena je za dugoročne analize. Koristi se za analizu energetskog sektora kao dijela gospodarstva i usmjerava na odnose između energetike i ostatka gospodarstva. Razlikuju se modeli djelomične i opće ravnoteže. Modeli djelomične ravnoteže pretpostavljaju ravnotežu samo jednog dijela gospodarstva (npr. ponude i potražnje energije). Modeli opće ravnoteže analiziraju uvjete u kojima se postiže istovremena ravnoteža na svim tržištima, omogućujući povratne učinke među pojedinačnim tržištima. Ekonomski modeli ravnoteže koriste se za simulaciju dugoročnog ekonomskog rasta. Temelje se na pretpostavkama savršenog tržišta, *output* je određen opskrbom (proizvodnjom) i ne postoji nezaposlenost. Nedostatak ovih modela je da ne daju potpunu informaciju o vremenskom putu k novoj ravnoteži i time podcjenjuju prijelazne troškove.[148]

[146] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 29
[147] M. Babić: Makroekonomija, XII izdanje, MATE, Zagreb, 2011., str. 30
[148] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 29

Optimizacijski modeli koriste se za optimiranje investicijskih odluka u energetici s tim da su rezultati ovisni o ulaznim parametrima. Rezultat predstavlja rješenje za dane varijable i uz zadana ograničenja. Optimizacijske modele često upotrebljavaju elektroprivredna i komunalna poduzeća da bi došli do optimalne strategije ulaganja. Također, koriste se i za planiranje nacionalne energetike. Osnovna je pretpostavka optimizacijskih modela da se svi sudionici na tržištu ponašaju optimalno u danim uvjetima. Nedostaci su da ovi modeli zahtijevaju dobro poznavanje matematike i da svi procesi moraju biti analitički definirani. U optimizacijskim modelima često se koriste tehnike linearnog programiranja.[149]

Simulacijski modeli opisni su modeli koji predstavljaju određeni sustav i na pojednostavljen način reproduciraju rad sustava. Ako simulacijski model opisuje rad sustava u samo jednom vremenskom intervalu radi se o statičkom modelu. Ako su rezultati u određenom intervalu uvjetovani ponašanjem sustava (ekspanzijom, razvojem) u prethodnim intervalima, radi se o dinamičkom modelu. Simulacijski modeli posebno su korisni u slučajevima kada je nemoguće ili preskupo provoditi eksperimente na samom sustavu. Nedostatak je složenost samog modela. Često se koristi u analizi scenarija.[150]

Tablični modeli su vrlo fleksibilni modeli. Obično se radi o alatima koji sadrže referentni model (npr. model s referentnom bazom podataka) i jednostavno omogućuju izmjene u skladu s potrebama korisnika.[151]

Metoda modeliranja unazad koristi se za konstruiranje željenih ciljeva u budućnosti i zatim iznalaženje načina za ostvarenje zadanog cilja. Metoda se koristi u analizama alternativnih energetskih scenarija.[152]

Multikriterijska metoda u analizi uvodi i druge kriterije, a ne samo ekonomsku efikasnost. Omogućuje uključenje kvantitativnih, ali i kvalitativnih kriterija.[153]

### 3.4.4. Matematički pristup

Linearno programiranje praktična je metoda za pronalaženje skupa aktivnosti koje optimiziraju (minimiziraju ili maksimiziraju) zadani ciljni kriterij, a pritom ispunjavaju

[149] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 30
[150] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 30
[151] Ibid.
[152] Ibid.
[153] Ibid.

postavljenja ograničenja. Sve relacije su linearne. Linearno programiranje može se koristiti samo ako se svi uvjeti mogu prikazati linearnim jednadžbama i nejednadžbama te ako je funkcija cilja linearna. Linearno programiranje relativno je jednostavna tehnika koja daje brzi rezultat i ne zahtijeva previše matematičke podloge. Nedostaci su što svi koeficijenti moraju biti konstantni i što se po principu linearnog programiranja najprije u potpunosti iskoristi najjeftiniji resurs, prije nego se uzme u obzir ijedan drugi resurs u istom vremenu promatranja. Također, rezultati linearnog programiranja prilično su osjetljivi na promjenu ulaznih parametara. Linearno programiranje primjenjuje se u velikom broju optimizacijskih modela i planiranju nacionalne energetike kao i za dugoročnu analizu energetskih tehnologija.[154]

Mješovito cjelobrojno programiranje zapravo je proširenje linearnog programiranja koje omogućava detaljni prikaz tehničkih svojstava i odnosa u energetskom sustavu. Moguće su odluke kao da/ne (0/1) te nekonveksne relacije za diskretne probleme odlučivanja. Mješovito cjelobrojno programiranje se može koristiti prilikom odlučivanja uključivanja elektrane u sustav.[155]

Dinamičko programiranje koristi se za pronalaženje optimalnog razvojnog puta i plana. Rješenje se dobiva tako da se problem podijeli pa se za svaki dio problema računa optimalno rješenje. Optimalno rješenje ukupnog problema dobiva se kao kombinacija optimalnih rješenja pojedinih dijelova problema.[156]

### 3.4.5. Zemljopisni opseg

Zemljopisni opseg modela odražava opseg analize, što je važan faktor u određivanju strukture modela. Globalni modeli opisuju svjetsko gospodarstvo ili stanje u svijetu, dok regionalni modeli najčešće obuhvaćaju kontinente ili potkontinente. Nacionalni modeli tretiraju uvjete na svjetskim tržištima kao vanjske parametre, ali obuhvaćaju sve glavne sektore nacionalnog gospodarstva istovremeno, uključujući povratne veze i odnose među sektorima. Primjeri nacionalnih modela su ekonometrijski modeli za kratkoročne analize, odnosno modeli opće ravnoteže tržišta za dugoročne analize. Lokalna razina obuhvaća regije unutar zemlje. Razina projekta obično se odnosi na

[154] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 30
[155] Ibid.
[156] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 31

konkretnu lokaciju projekta. Ako je projekt nacionalni ili internacionalni, razina projekta imala bi drugačije značenje, no takvi su projekti rijetki.[157]

Sveobuhvatnost globalnih, regionalnih i nacionalnih modela obično zahtijeva visoko agregirane podatke, tj. *top-down* pristup. Obuhvaćeni su svi glavni sektori i njihove makroekonomske veze, iz čega neminovno slijedi prilično pojednostavljeni prikaz energetskog sektora. Za razliku od toga, lokalni modeli obično zahtijevaju *bottom-up* pristup i koriste disagregirane podatke.[158]

### 3.4.6. Obuhvaćeni sektori

Model može biti usmjeren na samo jedan sektor, kao što je to slučaj kod mnogih *bottom-up* modela, ili obuhvaćati više sektora. Za analizu je presudno kako je gospodarstvo podijeljeno među sektorima. Višesektorski modeli mogu se koristiti na međunarodnom, nacionalnom i subnacionalnom nivou, i analizirati interakcije među tim sektorima. Jednosektorski modeli daju informaciju samo o jednom sektoru (npr. energetskom) i ne uzimaju u obzir makroekonomske veze tog i ostalih sektora. Ostali gospodarski sektori prikazani su na krajnje pojednostavnjen način. Skoro svi *bottom-up* modeli su sektorski, ali obrat ne vrijedi – ne koriste svi sektorski modeli isključivo *bottom-up* pristup. Na primjer, model parcijalne ravnoteže, koji je usmjeren na dugoročni razvoj samo jednog sektora, je model *top-down* tipa.[159]

### 3.4.7. Vremenski opseg

Ne postoji standardna definicija kratkog, srednjeg i dugog roka. Ali obično se smatra da je razdoblje do 5 godina kratkoročno, 3-15 godina srednjoročno, a više od 10 godina dugoročno. Razdoblje promatranja ima presudnu ulogu jer se ekonomski, društveni i ekološki aspekti razlikuju ovisno o vremenskom okviru. Zato razdoblje promatranja određuje strukturu i ciljeve energetskog modela. Na primjer, u dugoročnim analizama može se pretpostaviti ekonomska ravnoteža na tržištu (resursi su potpuno alocirani, nema nezaposlenosti), dok kratkoročni modeli trebaju uključiti prijelazne i neravnotežne efekte, npr. nezaposlenost.[160]

[157] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 31
[158] Ibid.
[159] Ibid.
[160] Ibid.

### 3.4.8. Potrebni podaci

Najveći broj modela zahtijeva kvantitativne podatke, koji često moraju biti izraženi u novčanim jedinicama. Međutim, ponekad podaci ne postoje ili su nepouzdani (npr. za zemlje u razvoju), pa u tom slučaju model mora baratati kvalitativnim podacima. Podaci mogu biti agregirani ili disagregirani. Dugoročni globalni i nacionalni modeli će zahtijevati visoko agregirane podatke s malo tehničkih detalja. Detaljniji prikaz energetskog sustava (npr. ponude i potražnje) bit će moguć samo u modelima koji promatraju isključivo energetski sektor.[161]

## 3.5. Planiranje elektroenergetskog sustava

Planiranje elektroenergetskog sustava i optimiranje proizvodnje električne energije zasniva se na četirima grupama ulaznih podataka: prognozi potrošnje električne energije, raspoloživosti i ekonomičnosti energenata, izboru ekonomski optimalnih energetskih tehnologija i procjeni njihovog utjecaja na okoliš i ljudsko zdravlje.[162]

Analiza utjecaja na okoliš treba obuhvatiti elektrane i njihove energijske lance, atmosferske emisije lokalnog, regionalnog i globalnog značaja (krute čestice, kiseli plinovi, plinovi staklenika), ograničenje emisija propisima, emisije radioaktivnih plinova, kruti otpad, radioaktivni otpad, zauzetost i devastaciju terena. U okviru procjene utjecaja na okoliš trebalo bi procijeniti eksterne troškove (novčani ekvivalent štete u okolišu), te rizike u okolišu od rada elektroenergetskih objekata i njihovih energijskih lanaca (normalni pogon i akcidenti).[163]

Principijelni cilj klasične metode za planiranje elektroenergetskog sustava je zadovoljavanje predviđene potrošnje električne energije uz najmanje troškove. Kod klasičnog planiranja u elektroprivredi i u integralnom planiranju resursa analiza razvojnih planova se koristi radi određivanja najmanjih troškova plana kod povećanja proizvodnih kapaciteta. Glavni kriterij troškova planiranja razvoja povratak je troškova koji mora biti dovoljan da pokrije sve troškove elektroprivrede i povrat investitoru.[164]

Ove buduće investicije moraju se diskontirati na njihovu sadašnju vrijednost kako bi se vidjela vremenska vrijednost novca i oni se moraju usporediti prema dugoročnim marginalnim troškovima. Zbog toga što su različiti resursi na raspolaganju u različitim

[161] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 31
[162] Ibid.
[163] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 32
[164] Ibid.

(često vrlo velikim) inkrementalnim veličinama marginalni troškovi su obično normirani za usporedbu na osnovi marginalnih troškova energije (kn/kWh) ili marginalnih troškova snage (kn/MW).[165]

Poznajući marginalne troškove kao funkciju faktora kapaciteta ili faktora opterećenja, planer može tražiti potencijalnu opciju za određivanje najmanjih troškova razvojnog plana koji će zadovoljiti predviđeno opterećenje. Naravno da taj plan treba periodički pregledati i obnoviti kada budu na raspolaganju nove informacije i podaci o porastu potrošnje i opcija elektrana i troškova. Ove opcije se osnovno uspoređuju na bazi dugoročnih marginalnih troškova energije.[166]

Dok se dugoročni marginalni troškovi koriste kod planiranja novih postrojenja (elektrana), izbor koji će od postojećih elektrana raditi ili dispečiranje se vrši u određenom vremenu ovisno o kratkoročnim marginalnim troškovima (promjenjivi troškovi za gorivo i OM). Klasično ekonomsko dispečiranje rangira elektrane prema promjenjivim troškovima da se odredi ekonomski redoslijed dispečiranja. Najskuplja elektrana u nekom trenutku koja radi marginalni je izvor i on varira s promjenom opterećenja. Drugi pristup je ekološko dispečiranje, koje uzima u obzir i emisije iz raspoloživih elektrana i rangira ih kombinirajući troškove i iznose emisija, ovisno o tome kako se emisije vrednuju. Kod metode planiranja za održivi razvoj utjecaj na okoliš može se uzeti kod rangiranja novih elektrana u skladu s troškovima izbjegnutih emisija ili dodajući plaćanje emisija ili eksterne troškove ekonomskim vrijednostima troškova.[167]

Određivanje tarifa za električnu energiju zahtijeva sumiranje sadašnjih potreba izdataka i alokaciju tih troškova kod prodaje električne energije za svaku kategoriju potrošača. U klasičnoj metodi za planiranje elektroenergetskog sustava, plan s najmanjim troškovima mora imati i najmanju tarifu. Kod integralnog planiranja resursa pak npr. široka upotreba upravljanja potrošnjom može povećati tarifu dok smanjuje ukupne troškove. Ili, drugim riječima, s ekonomski isplativim planom upravljanja potrošnjom, cijena električne energije može porasti na bazi kWh, ali račun za

[165] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 32
[166] Ibid.
[167] Ibid.

električnu energiju treba pasti jer će smanjenje u potrošnji energije kompenzirati više nego što je povećanje u cijeni po kWh.[168]

### 3.5.1. Dugoročni marginalni troškovi

Vrijednost dugoročnih marginalnih troškova mora uključiti i jednokratne troškove vezane za investiciju u proizvodne kapacitete (elektrane) i troškove koji su vezani uz proizvedenu električnu energiju (kratkoročni marginalni troškovi). Dugoročni marginalni troškovi mogu se izraziti jednadžbom[169]:

$$MC = (MCC \cdot \Delta kW) + (MEC \cdot \frac{\Delta kWh}{crf}) \quad (2)$$

*(MC* - *Dugoročni marginalni troškovi*

*MCC* - *Marginalni troškovi kapaciteta (ovisi o planu razvoja sustava)*

*ΔkW* - *Marginalni inkrement kapaciteta (ovisi o koincidenciji vršnog opterećenja)*

*MEC* - *Marginalni troškovi energije*

*ΔkWh* - *Marginalni troškovi godišnje potrošnje električne energije (ovisi o godišnjem profilu opterećenja)*

*crf* - *Faktor povrata kapitala (ovisi o diskontnoj stopi i vremenu amortizacije)*

Faktor povrata kapitala je omjer vrijednosti anuiteta i sadašnje vrijednosti[170]:

$$crf = \frac{r}{(1-(1+r)^{-t})} \left[\frac{1}{god}\right] \quad (3)$$

### 3.5.2. Marginalni troškovi energije

Satni marginalni troškovi energije ovise o tome koje su elektrane dispečirane u određenom trenutku. Ta se vrijednost može dobiti iz modela troškova proizvodnje i na tu vrijednost se moraju dodati troškovi prijenosa i distribucije.[171]

U osnovi satni marginalni troškovi predstavljaju količinu (Δ ukupnih troškova u sustavu za energiju) ÷ (Δ ukupna energija u sustavu) u svakom satu. Marginalni troškovi energije u sustavu predstavljaju srednju vrijednost troškova goriva pridodani s promjenjivim troškovima, marginalne elektrane u svakom satu:[172]

[168] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 32
[169] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 33
[170] Ibid.
[171] Ibid.
[172] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 33

$$MEC = \frac{1}{8760} \sum_{h=1}^{h=8760} \frac{C_{en(h)}}{\Delta kWh} \quad (4)$$

$$C_{en(h)} = \left[C_{fuel(h)} + C_{var(h)}\right]$$

*MEC* - *Marginalni troškovi energije [kn/kWh]*

$C_{en(h)}$ - *Troškovi proizvodnje električne energije s marginalnom elektranom u satu h [kn]*

$C_{fuel(h)}$ - *Troškovi goriva u satu h marginalne elektrane bez troškova prijenosa i distribucije i gubitaka u sustavu [kn]*

$C_{var(h)}$ - *Promjenjivi troškovi u satu h marginalne elektrane bez troškova prijenosa i distribucije i gubitaka u sustavu [kn]*

*ΔkWh* - *Inkrement energije proizveden u marginalnoj elektrani u satu h [kWh]*

Marginalni troškovi moraju uzeti u obzir gubitke u prijenosu i distribuciji pa kada uključimo te troškove, jednadžbe se modificiraju[173]:

$$MEC = \frac{1}{8760} \sum_{h=1}^{h=8760} \frac{C_{en(h)}}{\Delta kWh\left(1 - F_{loss(h)}\right)} \quad (5)$$

$$F_{loss(h)} = \frac{E_{gen(h)} - E_{sold(h)}}{E_{gen(h)}} \quad (6)$$

$F_{loss(h)}$ - *Udio proizvedene električne energije u satu h koji je izgubljen*

$F_{gen(h)}$ - *Ukupna proizvodnja električne energije u satu h*

$F_{sold\ (h)}$ - *Ukupna potrošnja (prodaja) električne energije u satu*

### 3.5.3. Marginalni troškovi kapaciteta

Marginalni troškovi kapaciteta (MCC) ovise o veličini i određenom vremenu kada je potreban novi kapacitet u proizvodnji ili prijenosu. Raspored planiranih investicija može se uzeti iz razvojnog plana elektroprivrede ili iz rezultata optimiranja razvoja proizvodnih kapaciteta elektroenergetskog sustava koji daje vremenski raspored potrebnih elektrana za proizvodnju dovoljne količine električne energije (uključujući rezervne margine) za različite intervale tijekom godine. [174]

U osnovi marginalni troškovi kapaciteta (MCC) daju odnos (Δ ukupni troškovi kapaciteta sustava) ÷ (Δ ukupni troškovi sustava u trenutku vršnog opterećenja). [175]

Pojednostavljeno ih se može predstaviti sljedećom jednadžbom:[176]

[173] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 33
[174] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 34
[175] Ibid.

$$MCC = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{I^*_{(t)} + Cfix_{A(t)}}{kW_{cap} \cdot (1+r)^t} \quad (7)$$

$$F_{loss(h)} = \frac{E_{gen(h)} - E_{sold(h)}}{E_{gen(h)}} \quad (8)$$

$I^*_{A(t)}$ - *Investicija u godini t za elektranu*

$Cfix_{A(t)}$ - *Stalni troškovi OM u godini t*

$kW_{cap}$ - *Snaga marginalne elektrane*

$r$ - *Stopa troškova kapitala elektroprivrede*

## 3.6. Planiranje s najmanjim troškovima

Planiranje s najmanjim troškovima definirano je kao proces usporedbe direktnih i indirektnih troškova raznih opcija proizvodnje i potrošnje električne energije radi postizanja ciljeva energetske politike. Namjena procesa je da odredi troškovno najefikasniju kombinaciju resursa za pokrivanje potreba za električnom energijom.[177]

Elektroprivreda je razvojem procesa planiranja s najmanjim troškovima željela maksimizirati efikasnost i smanjiti troškove električne energije za potrošače. Poslije nekoliko desetljeća planiranja s najmanjim troškovima metodologija se još uvijek mijenja i razvija u skladu s novim okruženjima elektroprivrede.[178]

Metoda planiranja s najmanjim troškovima može se podijeliti u sedam osnovnih koraka[179]:

1. Predviđanje potrošnje u budućnosti
2. Definiranje ciljeva za zadovoljavanje potreba potrošača
3. Izrada kompletne liste opcije za opskrbu potrošača i njihovih karakteristika i troškova
4. Izbor najbolje kombinacije energetskih resursa. Ovaj izbor se bazira na usporedbi dobiti i troškova svake opcije, elastičnosti opcije u nesigurnoj budućnosti i zadovoljavanju opcije ekoloških i društvenih ciljeva i ograničenja

[176] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 34
[177] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 36
[178] Ibid.
[179] Ibid.

5. Izrada plana akcija za provođenje optimalne opcije
6. Implementacija akcijskog plana
7. Evaluacija rezultata. Rezultati se uspoređuju s predviđanjima na početku izrade strategije s najmanjim troškovima i zatim proces počinje od početka

Planiranje s najmanjim troškovima je proces određivanja vrste goriva za proizvodnju električne energije koji omogućuje potrošačima elektroprivrede s najmanjom cijenom usluge kroz period planiranja. Usluga mora biti odgovarajućeg nivoa pouzdanosti i kvalitete i biti isporučena u skladu s odgovarajućim propisima i regulatornim zahtjevima i ciljevima. Planiranje s najmanjim troškovima treba u potpunosti uzeti u obzir i možda uključiti sigurnosne rizike i društvene troškove i troškove po okoliš investicija i za određeni resurs. Planiranje s najmanjim troškovima problem može sažeti u obliku matematičkog programa s ciljevima, varijablama odlučivanja i ograničenjima.[180]

Izbor vrijednosti sljedećih varijabli za period od 20 do 50 godina: tip elektrane, vrijeme ulazaka u pogon, količina proizvedene energije, gorivo i način rada, emisije i njihova kontrola i druge mjere zaštite okoliša, dugoročnija prodaja i nabava.[181]

U cilju optimiranja (minimiziranja ili maksimiziranja) nekih od sljedećih ciljeva[182]:

1. Ekonomski ciljevi (cijene, troškovi elektroprivrede, troškovi potrošača…)
2. Financijski ciljevi (iznos povrata, odnos duga i uloga…)
3. Pouzdanost (gubitak tereta, stabilnost napona…)
4. Zaštita okoliša (emisije, zauzeće zemljišta, poštivanje propisa…)
5. Politički ciljevi (prihvaćanje javnosti, odobravanje zakonodavnih tijela…)

## 3.7. Integralno planiranje resursa i planiranje za održivi razvoj

Integralno planiranje resursa, novija inačica planiranja s najmanjim troškovima, predstavlja niz regulatornih politika i elektroprivredne prakse radi promocije energetskih resursa koji su najbolji ekonomski i ekološki za društvo u cjelini. Općenito integralno planiranje resursa zahtijeva periodičnu procjenu svih tipova resursa

[180] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 36
[181] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 37
[182] Ibid.

elektroprivrede, uključujući programe za smanjenje potrošnje energije, kao što su konvencionalne elektrane i obnovljivi izvori. Ono također zahtijeva razmatranje mnogo različitih utjecaja koje će ti energetski resursi imati dugoročno na elektroprivredu, njene potrošače i društvo u cjelini.[183]

Integralno planiranje resursa zahtijeva ne samo uključivanje tradicionalnih troškova korištenje energije nego također troškove po okolišu i društvene troškove. Integralno planiranje resursa promovira diversificiranu upotrebu energetskih resursa nasuprot velikim ovisnostima o ograničenju broja energetskih izvora. Integralno planiranje resursa uključuje i sudjelovanje javnosti u procesu planiranja izbora energetskih resursa. [184]

Ideja integralnog planiranja resursa razvijena je iz sjevernoameričkog stanja privatnih monopolističkih elektroprivreda, reguliranih na državnoj ili lokalnoj razini. Elektroprivrede su bile potaknute od regulatornih organa da primjene integralno planiranje resursa radi identifikacije i prihvaćanja potencijala za ekonomski efikasne mjere poboljšanja energetske efikasnosti. Mjere energetske efikasnosti primijenjene su u elektroprivredama kroz upravljanje potrošnjom programe. Tako su integralno planiranje resursa i upravljanje potrošnjom postale aktivnosti elektroprivrede i one su prihvaćene u okviru sjevernoameričkih reguliranih privatnih elektroprivreda (okvir se kao takav mijenja prema dereguliranim uvjetima). Većina zemalja ima nešto drugačiju strukturu elektroenergetskog sektora (npr. velike privatne elektroprivrede s malo utjecaja regulatornih organa) od onog u kojem je nastao integralno planiranje resursa, ali i u tim različitim uvjetima počela se primjenjivati ideja integralno planiranje resursa.[185]

Integralno planiranje resursa može se podijeliti u dva različita aspekta koji se međusobno prekrivaju. Prvo je praksa koju koriste elektroprivrede u planiranju budućih energetskih resursa, a drugi aspekt je politika koju provodi vlada radi promoviranja odgovarajuće prakse elektroprivrede. Takva regulatorna politika je neophodna da potpomogne i ohrabri i vodi praksu integralnog planiranja resursa elektroprivrede.[186]

[183] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 37
[184] Ibid.
[185] Ibid.
[186] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 38

Integralno planiranje resursa niz je regulatornih politika napravljenih da osiguraju da će energetski plan elektroprivrede izabrati takve energetske resurse koji će biti najbolji s ekonomskog i ekološkog interesa društva. Ono se bazira na tri osnovna principa[187]:

- Elektroprivreda mora periodički provoditi detaljne procjene svih opcija resursa koji su na raspolaganju za zadovoljavanje potreba potrošača
- Zadovoljavati potrebe potrošača za električnom energijom kroz promociju visoko efikasnih uređaja kao važnu i ekonomski isplativu opciju kao alternativu proizvodnji električna energije
- Ukupni troškovi i dobit svih energetskih opcija moraju se razmotriti radi određivanja kombinacije resursa koji su u najboljem interesu svih uključenih strana: elektroprivrede, njenih potrošača i društva u cjelini.

Specifične politike integralnog planiranja resursa koje se koriste značajno variraju među raznim državama. Ipak, sve te različite politike imaju iste opće ciljeve, a to su razvoj elektroenergetskog sustava u skladu s principima održivog razvoja.[188]

[187] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 38
[188] Ibid.

# 4. ANALIZA INVESTICIJE

Analiza investicije provedena je pomoću simulacijskog programa FINPLAN, dok su ulazni podaci prikupljeni putem različite literature, članaka, regulativa te su provedena razna istraživanja tržišta i budućih trendova kako bi investicijska analiza izgradnje termoelektrane Plomin C bila što je moguće preciznija.

FIN PLAN (engl. *Model for **Fin**ancial Analysis of Electric Sector Expansion **Plan**s*) ekonomski je model za analizu financijske održivosti i financijsku strukturu energetskih projekata. Koristi se za financijsku analizu projekata proizvodnje električne energije te pri proračunima uzima u obzir izvore financiranja, prihode, rashode, poreze, kamatne stope, ponderirane prosječne kapitalne troškove i ostale ekonomske parametre. Budući da su financijska ograničenja često najveća prepreka za provedbu optimalne energetske strategije, FINPLAN model je osobito zanimljiv i koristan za dugoročno istraživanje financijske održivosti projekata proračunima novčanih tokova, računa dobiti i gubitaka, bilance stanja i ostalih financijskih pokazatelja.[189]

Ekonomski model FINPLAN razvila je međunarodna agencija za atomsku energiju IAEA (engl. *International Atomic Energy Agency*) početkom 90-ih godina prošlog stoljeća.[190]

## 4.1. Ulazni podaci termoelektrane Plomin C

Nazivna snaga termoelektrane Plomin C iznosi 500 MW.[191] Nazivna snaga je snaga za koju je električni uređaj konstruiran (dimenzioniran) kako bi uz nju trajno radio (nazivno stalno opterećenje).[192]

Ukupni iznos investicija iznosi 800 milijuna eura.[193] Hrvatska valuta je kuna te odnos hrvatske kune i eura prema srednjoj tečajnoj listi HNB-a iznosi 7,368[194].

---

[189] IAEA (*International Atomic Energy Agency*): IAEA *Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments*, IAEA Vienna, 2009., str. 12
[190] Ibid.
[191] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 3
[192] H. Požar: Osnove energetike 1, drugo popunjeno i izmijenjeno izdanje, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 27
[193] Ibid.
[194] HNB tečajna lista: https://www.hnb.hr/temeljne-funkcije/monetarna-politika/tecajna-lista/tecajna-lista na dan 2. 8. 2018.

Domaća je komponenta investicije 20 % ukupnih investicija i iznosi 160 milijuna eura što iznosi 1,178 milijardi kuna. Pretpostavka je da će HEP iz vlastitih sredstava financirati 20 % domaću komponentu investicija. Inozemna komponenta investicije iznosi 80 % ukupnih investicija što iznosi 680 milijuna eura i bit će financiran putem kredita Europske kreditne banke i putem zajma HBOR-a. Domaća komponenta investicije će se koristiti za plaćanje zemljišta, građevinskih radova, komunalnih poduzeća, umrežavanje elektrane.

Kapitalni trošak predstavlja cijenu izgradnje termoelektrane Plomin C u odnosu na jedinicu snage po kW. Slijedi formula uz izračun:

$$C_C = \frac{\sum I}{P_n} = \frac{800.000.000{,}00}{500.000{,}00} = 1.600{,}00\ €/kW \tag{9}$$

Osnovni podaci o termoelektrani Plomin C prikazani su tablici 8.

*Tablica 8. Osnovni podatci o Termoelektrani Plomin C (vlastita izrada)*

| | Jedinica | Iznos |
|---|---|---|
| Devizni tečaj | kn/€ | 7,368[195] |
| Veličina elektrane | MW | **500,00** |
| Životni vijek elektrane | Godina | 30 |
| Kapitalni trošak | €/kW | 1.600,00 |
| **Ukupna investicija** | **€** | **800.000.000,00** |
| Postotak lokalne valute | % | 20 |
| Postotak strane valute | % | 80 |
| Iznos u lokalnoj valuti | kn | 1.178.880.000,00 |
| Iznos u stranoj valuti | € | 640.000.000,00 |

Za izgradnju termoelektrane Plomin C bit će potrebne četiri godine. Gradnja započinje 2019. godine, a završava 2022. godine. Životni vijek termoelektrane je 30 godina, stoga će termoelektrana biti u pogonu do 2052. godine.

Tijekom izgradnje termoelektrane Plomin C najprije će se 2019. godine investirati u izradu projekata, otkup zemljišta i pripremu same izgradnje. Nakon toga, 2020.

[195] HNB Tečajna lista: https://www.hnb.hr/temeljne-funkcije/monetarna-politika/tecajna-lista/tecajna-lista na dan 2. 8. 2018.

godine, započet će izgradnja temelja i većine građevinskog dijela termoelektrane. Sljedeće godine nastavlja se ulaganje u izgradnju te započinju elektrotehnički radovi. Zadnja godina izgradnje posvećena je finalnim radovima te testiranju i puštanju elektrane u pogon. Raspodjela ulaganja tijekom opisanog razdoblja izgradnje prikazana je u tablici 9.

*Tablica 9. Udio faza investiranja (vlastita izrada)*

| Faze investiranja | € [%] | kn [%] |
|---|---|---|
| 2019 | 10 | 30 |
| 2020 | 30 | 30 |
| 2021 | 40 | 20 |
| 2022 | 20 | 20 |

Raspodjela ulaganja u eurima i kunama prikazana je u tablici 10:

*Tablica 10. Iznos investicija po fazama gradnje (vlastita izrada)*

| Faze investiranja | € | kn |
|---|---|---|
| 2019 | 64.000.000,00 | 353.664.000,00 |
| 2020 | 192.000.000,00 | 353.664.000,00 |
| 2021 | 256.000.000,00 | 235.776.000,00 |
| 2022 | 128.000.000,00 | 235.776.000,00 |
| **Ukupno** | **640.000.000,00** | **1.178.880.000,00** |

Faktor kapaciteta termoelektrane Plomin C iznosi 85 %[196], stoga godišnja proizvodnja termoelektrane iznosi 3.723,00 GWh .

$$W_{god} = P \cdot t \cdot \varepsilon = 500 \cdot 8760 \cdot 0{,}85 = 3723\ GWh \quad (10)$$

Vlastita potrošnja iznosi oko 6 %[197], odnosno 219 GWh. Dakle, neto proizvodnja električne energije u konačnici iznosi 219 GWh.

$$W_{neto} = W_{god} - W_{gub} = 3723 - 219 = 3504\ GWh \quad (11)$$

[196] H. Požar: Osnove energetike 1, drugo popunjeno i izmijenjeno izdanje, Školska knjiga, Zagreb, 1992., str. 277
[197] Ibid.

Trošak rada i održavanja iznosi 10 eura po MWh[198]. Budući da elektrana proizvodi godišnje 3723 GWh, slijedi da godišnji trošak rada i održavanja iznosi 37,23 milijuna eura ili u domaćoj valuti 274,3 milijuna kuna.

$$C_{RO} = W_{god} \cdot C_{ROMWh} = 3723 \cdot 10000 = 37{,}23\ milijuna\ €^{*} \quad (12)$$
$$* 274{,}31\ milijuna\ kuna$$

Trošak rada i održavanja bit će izražen u domaćoj valuti zbog poticanja domaćih poduzeća i radne snage, a time i razvoja elektrotehničkog dijela gospodarstva.

*Tablica 11. Cijena rada i održavanja termoelektrane Plomin C (vlastita izrada)*

| **Rad i održavanje** | **Jedinica** | **Količina** |
|---|---|---|
| Veličina elektrane | MW | 500,00 |
| Faktor kapaciteta | % | 85 |
| Godišnja proizvodnja energije | GWh | 3.723,00 |
| Vlastita potrošnja | % | 6 |
| Neto proizvodnja | GWh | 3.504,00 |
| Trošak za rad i održavanje | €/MWh | 10,00 |
| Godišnji trošak za R&O | € | 37.230.000,00 |
| Godišnji trošak za R&O | kn | 274.310.640,00 |

Termoelektrana Plomin C će uvoziti ugljen[199] po cijeni 91,78 eura po toni[200]. Kalorijska vrijednost ugljena iznosi 30 MJ/kg[201]. Toplinska učinkovitost termoelektrane iznosi 0,37[202], dok toplinski kapacitet ugljena iznosi 9,37 MJ/kWh[203].

Uzimajući u obzir kalorijsku vrijednost ugljena, potrošnja ugljena u kilogramima po satu iznosi 0,39 kg[204]. Budući da će termoelektrana Plomin C proizvoditi godišnje 3723 GWh električne energije, tada će godišnja potrošnja ugljena u postrojenju

[198] L. de Paoli, A. Višković: Ekonomija i politika proizvodnje električne energije, KIGEN, Zagreb, 2007., str. 31
[199] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 3
[200] https://tradingeconomics.com/commodity/coal na dan 3. 8. 2018.
[201] A. Višković, B. Saftić, S. A. Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011., str. 31
[202] Ibid.
[203] Ibid.
[204] H. Požar: Izvori energije, SNL, Zagreb, 1980., str. 41

iznositi oko 1,451 milijuna tona. Prema tome, godišnja cijena goriva iznosi 133,172 milijuna eura. Cijena goriva je u eurima zbog uvoza ugljena iz stranih zemalja.

$$m_{uglj/g} = W_{god} \cdot \nu_T = 3723 \cdot 1000 \cdot 1000 \cdot 0{,}39 = 1{,}451\ milijuna\ tona \quad (13)$$

$$C_{uglj/g} = m_{uglj/g} \cdot C_{uglj} = 1{,}451 \cdot 91{,}78005 = 133{,}172\ milijuna\ € \quad (14)$$

*Tablica 12. Karakteristike i cijena ugljena (vlastita izrada)*

| Karakteristične veličine ugljena | Jedinica | Količina |
|---|---|---|
| Cijena ugljena | €/tona | 91,78005 |
| Toplinska moć | MJ/kg | 30,00 |
| Faktor kapaciteta | % | 85 |
| Veličina elektrane | MW | 500,00 |
| Godišnja proizvodnja energije | GWh | 3.723,00 |
| Toplinska učinkovitost | % | 37 |
| Toplinski kapacitet | MJ/kWh | 9,73 |
| Potrošnja ugljena | kg/kWh | 0,39 |
| Ukupna potrošnja ugljena | tona/godina | 1.451.970,00 |
| Trošak goriva | €/godina | 133.172.852,60 |

Investitori se nastoje zaštititi od rizika pada vrijednosti svojih ulaganja. Budući da su zahtijevane stope profitabilnosti osnovica za izračunavanje pojedinačnih i ponderiranog prosječnog troška kapitala tvrtke, to će se i zahtijevane inflacijske premije odraziti na visinu troška kapitala. Stoga će se u budžetiranju kapitala očekivani čisti novčani tokovi diskontirati uz troškove kapitala koji sadrže inflacijske premije, što uvjetuje potrebu da se budući novčani tokovi projekata korigiraju za očekivanu inflaciju.[205]

Prognoza kretanja inflacije nije nimalo jednostavna. To pogotovo vrijedi ako poduzeće može očekivati različito djelovanje inflacije u svojoj troškovnoj strukturi kao i određeni inflacijski jaz između kretanja prodajnih i nabavnih cijena. Taj jaz može poduzeću omogućavati ostvarivanje inflatornih dobitaka ili se može očekivati da će poduzeće trpjeti određene inflatorne gubitke. Inflatorni dobici nastat će uslijed bržeg

[205] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 166

rasta prodajnih cijena poduzeća u odnosu na prosječan porast njegovih nabavnih cijena. S druge strane, inflatorni gubici nastat će u slučaju bržeg rasta prosječnih nabavnih cijena od porasta prodajnih cijena. Na nastajanje inflatornih dobitaka i gubitaka može utjecati i različita dinamika rasta pojedinih komponenti troškova poduzeća.[206]

U uvjetima relativne stabilnosti privrede i niske inflacije često će se očekivati ravnomjeran rast nabavnih i prodajnih cijena. Tako će i sami profiti pokazati sličnu tendenciju rasta. Kako je veličina ulaganja određena povijesno visinom investicijskih troškova, to će se radi održavanja naturalne veličine poslovanja poduzeća i investicijskog projekta koji je već poduzet morati stalno reinvestirati u inflacijom povećane potrebe za neto obrtnim kapitalom. Zbog toga uvjeti inflacije traže i korekcije veličine potrebe razine obrtnog kapitala poduzeća.[207]

Polazeći ponovno od relativne stabilnosti privrede i niske, ali i stalno prisutne inflacije javlja se problem revalorizacije troškova amortizacije. Revalorizacija se provodi samo u uvjetima visokih stopa inflacije. Zbog toga će troškovi amortizacije doživjeti određenu deprecijaciju ako se ne revalorizira osnovica amortiziranja fiksne imovine.[208]

S obzirom na to da životni vijek termoelektrane Plomin C (uključujući i fazu izgradnje) traje 34 godine valja uzeti u obzir inflaciju koja je za potrebe ovog rada procijenjena na 2,10 % za euro i 2,0 % za kunu. Sadašnja vrijednost inflacije za euro iznosi 2,10 %[209], dok vrijednost inflacije za kunu iznosi 2,4 %[210].

U proračunima će valutni tečaj ovisiti o stopi inflacije, što znači da će odnos eura i kune rasti ili padati po stopi razlike između stopa inflacije deviza i domaće valute.

Prema pretpostavkama inflacije kune i eura u budućnosti, u tablici 13 prikazan je njihov odnos do 2052. godine. Odnos eura i kune će do 2052. godine porasti linearno za 3,3 %. U zadnjoj godini će jedan euro vrijediti 7,55 kuna.

[206] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 166
[207] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 167
[208] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 167
[209] https://tradingeconomics.com/euro-area/inflation-cpi na dan 17. 8. 2018.
[210] https://tradingeconomics.com/croatia/inflation-cpi na dan 17. 8. 2018.

*Tablica 13. Tečaj tijekom životnog ciklusa termoelektrane Plomin C (vlastita izrada)*

| Godina | Tečaj €/kn |
|---|---|
| 2018 | 7,30 |
| 2019 | 7,31 |
| 2020 | 7,31 |
| 2021 | 7,32 |
| 2022 | 7,33 |
| 2023 | 7,34 |
| 2024 | 7,34 |
| 2025 | 7,35 |
| 2026 | 7,36 |
| 2027 | 7,37 |
| 2028 | 7,37 |
| 2029 | 7,38 |
| 2030 | 7,39 |
| 2031 | 7,40 |
| 2032 | 7,40 |
| 2033 | 7,41 |
| 2034 | 7,42 |
| 2035 | 7,43 |
| 2036 | 7,43 |
| 2037 | 7,44 |
| 2038 | 7,45 |
| 2039 | 7,45 |
| 2040 | 7,46 |
| 2041 | 7,47 |
| 2042 | 7,48 |
| 2043 | 7,48 |
| 2044 | 7,49 |
| 2045 | 7,50 |
| 2046 | 7,51 |
| 2047 | 7,51 |
| 2048 | 7,52 |
| 2049 | 7,53 |
| 2050 | 7,54 |
| 2051 | 7,54 |
| 2052 | 7,55 |

PDV u Republici Hrvatskoj iznosi 25 %[211], dok porez na dobit iznosi 18 %, ako su u poreznom razdoblju ostvareni prihodi jednaki ili veći od 3.000.000,01 kn.[212]

[211] https://www.porezna-uprava.hr/obrtnici/Stranice/PDV.aspx na dan 18. 8. 2018.

Temeljem Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o porezu na dodanu vrijednost, od 1. siječnja 2017. godine primjenjuje se nova, snižena, stopa poreza na dodanu vrijednost (PDV) za isporuku električne energije, uključujući naknade vezane uz tu isporuku. Dosadašnja stopa PDV-a od 25 %, koja vrijedi od 31. prosinca 2016., mijenja se u stopu od 13%, koja vrijedi od 1. siječnja 2017.[213]

Termoelektrana Plomin C će putem tehnologije čistog ugljena godišnje proizvoditi 3500 GWh po cijeni otkupa električne energije od 70 €/MWh[214] što odgovara cijeni Plavog tarifnog modela za kućanstvo u HEP d.d. od 0,52 kn/kWh[215]. Proizvodnja električne energije započinje 2023. godine te se pretpostavlja da će proizvodnja biti identična bez dodatnih gubitaka za cijeli životni vijek termoelektrane.

*Tablica 14. Tarifne stavke za kupce kategorije kućanstvo (jedinstveni račun - energija i naknada za korištenje mreže); u primjeni od 1. siječnja 2016. godine[216] (vlastita izrada)*

| Kategorija | | Tarifni model | Tarifni element | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Radna energija | | | Radna snaga | Prekomjerna jalova energija | Naknada za obračunsko mjerno mjesto i Naknada za opskrbu |
| | | | JT | VT | NT | | | |
| | | | [kn/kWh] | [kn/kWh] | [kn/kWh] | [kn/kW] | [kn/kvarh] | [kn/mj] |
| | | | Tarifne stavke | | | | | |
| Kućanstvo | Niski napon | Plavi | 0,77 (0,87) | - | - | - | - | 17,40 (19,66) |
| | | Bijeli | - | 0,84 (0,95) | 0,41 (0,46) | - | - | 17,40 (19,66) |
| | | Crveni | - | 0,74 (0,84) | 0,36 (0,41) | 44,50 (50,29) | - | 48,70 (55,03) |
| | | Crni | 0,37 (0,42) | - | - | - | - | 6,20 (7,01) |

Cijene u tablici 14 odnose se na tarifne stavke za opskrbu kupaca kategorije kućanstvo u sustavu javne usluge te ne sadrže naknadu za korištenje prijenosne mreže niti naknadu za korištenje distribucijske mreže.

[212] https://www.porezna-uprava.hr/obrtnici/Stranice/Porez-na-dobit.aspx na dan 18. 8. 2018.
[213] http://www.hep.hr/elektra/obavijest/obavijest-o-snizenoj-stopi-poreza-na-dodanu-vrijednost-za-elektricnu-energiju/1582 na dan 18. 8. 2018.
[214] Quarterly Report on European Electricity Markets: Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 10, Issue 4; fourth quarter of 2017
[215] http://www.hep.hr/elektra/kucanstvo/tarifne-stavke-cijene/1547 na dan 20. 8. 2018.
[216] Ibid.

*Tablica 15. Iznos tarifnih stavki za opskrbu kupaca kategorije kućanstvo u sustavu javne usluge – bez naknade za korištenje mreže; u primjeni od 1. siječnja 2016. godine*[217]

| Kategorija | | Tarifni model | Tarifni element | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Radna energija | | | Radna snaga | Prekomjerna jalova energija | Naknada za opskrbu |
| | | | JT | VT | NT | | | |
| | | | [kn/kWh] | [kn/kWh] | [kn/kWh] | [kn/kW] | [kn/kvarh] | [kn/mj] |
| | | | Tarifne stavke | | | | | |
| Kućanstvo | Niski napon | Plavi | 0,46 (0,52) | - | - | - | - | 7,40 (8,36) |
| | | Bijeli | - | 0,49 (0,55) | 0,24 (0,27) | - | - | 7,40 (8,36) |
| | | Crveni | - | 0,49 (0,55) | 0,24 (0,27) | - | - | 7,40 (8,36) |
| | | Crni | 0,19 (0,21) | - | - | - | - | 0,40 (0,45) |

*Tablica 16. Tarifne stavke za korištenje mreže; u primjeni od 1. siječnja 2016. godine*[218]

| Kategorija | | Tarifni model | Tarifni element | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Radna energija | | | Radna snaga | Prekomjerna jalova energija | Naknada za obračunsko mjerno mjesto |
| | | | JT | VT | NT | | | |
| | | | [kn/kWh] | [kn/kWh] | [kn/kWh] | [kn/kW] | [kn/kvarh] | [kn/mj] |
| | | | Tarifne stavke | | | | | |
| Kućanstvo | Niski napon | Plavi | 0,31 | | | | | 10,00 |
| | | Bijeli | | 0,35 | 0,17 | | | 10,00 |
| | | Crveni | | 0,25 | 0,12 | 44,50 | | 41,30 |
| | | Crni | 0,18 | | | | | 5,80 |

Usluge mrežarine naplaćuje Hrvatski operator prijenosnog sustava (HOPS), stoga se u proračunima proizvodnje električne energije koristi cijena bez tarifne stavke za korištenje mreže.

Cijena električne energije prati trend inflacije, stoga cijena električne energije po kilovat-satu raste tijekom godina.

[217] http://www.hep.hr/elektra/kucanstvo/tarifne-stavke-cijene/1547 na dan 20. 8. 2018.
[218] Ibid.

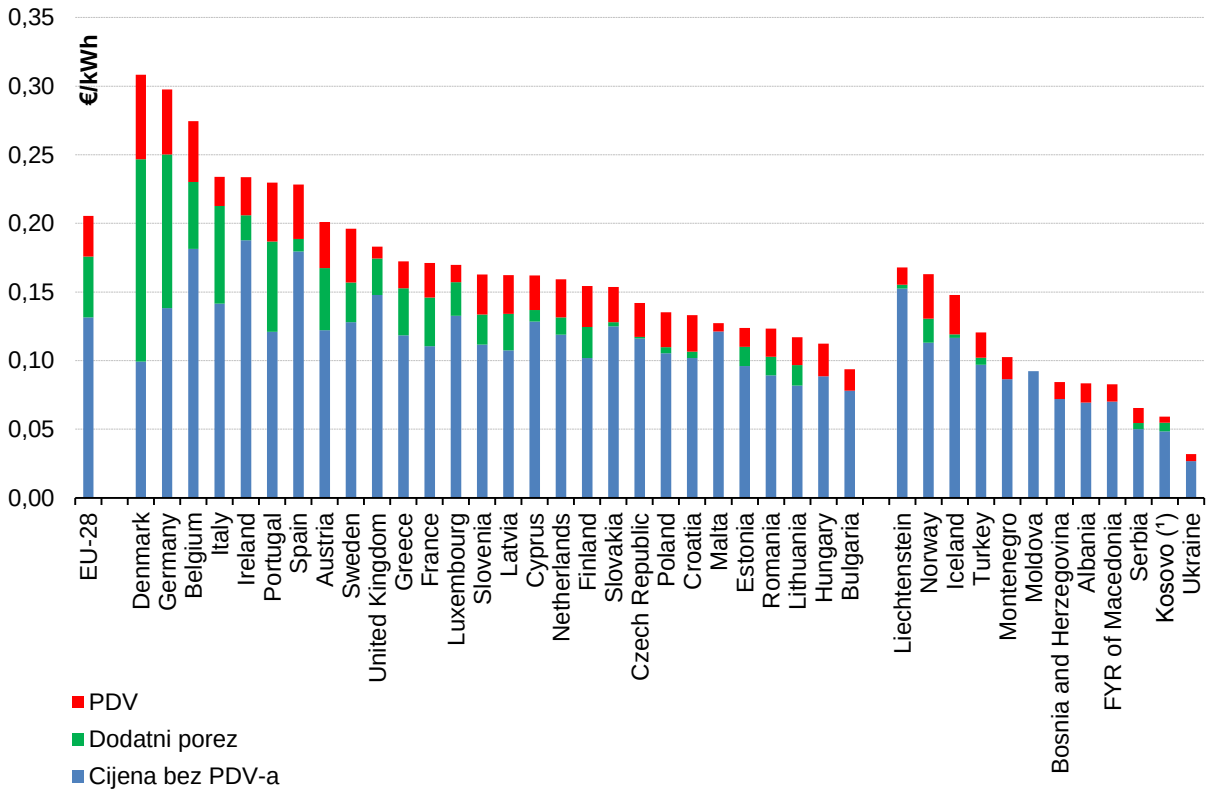
*Tablica 17. Cijena i prihod proizvodnje električne energije (vlastita izrada)*

| Proizvodnja | | | |
|---|---|---|---|
| **Godina** | **Proizvodnja [GWh]** | **Cijena [kn/kWh]** | **Prihod [mil. kn]** |
| 2018 | 0,00 | 0,52 | 0,00 |
| 2019 | 0,00 | 0,53 | 0,00 |
| 2020 | 0,00 | 0,54 | 0,00 |
| 2021 | 0,00 | 0,56 | 0,00 |
| 2022 | 0,00 | 0,57 | 0,00 |
| 2023 | 3.500,00 | 0,58 | 2.029,20 |
| 2024 | 3.500,00 | 0,59 | 2.073,85 |
| 2025 | 3.500,00 | 0,61 | 2.119,47 |
| 2026 | 3.500,00 | 0,62 | 2.166,10 |
| 2027 | 3.500,00 | 0,63 | 2.213,75 |
| 2028 | 3.500,00 | 0,65 | 2.262,46 |
| 2029 | 3.500,00 | 0,66 | 2.312,23 |
| 2030 | 3.500,00 | 0,68 | 2.363,10 |
| 2031 | 3.500,00 | 0,69 | 2.415,09 |
| 2032 | 3.500,00 | 0,71 | 2.468,22 |
| 2033 | 3.500,00 | 0,72 | 2.522,52 |
| 2034 | 3.500,00 | 0,74 | 2.578,02 |
| 2035 | 3.500,00 | 0,75 | 2.634,73 |
| 2036 | 3.500,00 | 0,77 | 2.692,70 |
| 2037 | 3.500,00 | 0,79 | 2.751,94 |
| 2038 | 3.500,00 | 0,80 | 2.812,48 |
| 2039 | 3.500,00 | 0,82 | 2.874,35 |
| 2040 | 3.500,00 | 0,84 | 2.937,59 |
| 2041 | 3.500,00 | 0,86 | 3.002,22 |
| 2042 | 3.500,00 | 0,88 | 3.068,27 |
| 2043 | 3.500,00 | 0,90 | 3.135,77 |
| 2044 | 3.500,00 | 0,92 | 3.204,75 |
| 2045 | 3.500,00 | 0,94 | 3.275,26 |
| 2046 | 3.500,00 | 0,96 | 3.347,31 |
| 2047 | 3.500,00 | 0,98 | 3.420,96 |
| 2048 | 3.500,00 | 1,00 | 3.496,22 |
| 2049 | 3.500,00 | 1,02 | 3.573,13 |
| 2050 | 3.500,00 | 1,04 | 3.651,74 |
| 2051 | 3.500,00 | 1,07 | 3.732,08 |
| 2052 | 3.500,00 | 1,09 | 3.814,19 |

Prema podacima Europskog statističkog ureda EUROSTAT-a najskuplji kilovat-sat električne energije u Europi plaćaju Danci. Stanovnici bogate sjevernoeuropske države struju plaćaju 50 posto više od prosječne cijene na razini 28 zemalja

Europske unije, koja je 2016. godine iznosila 0,205 eura odnosno 1,54 kune za 1 kilovat-sat. Uz Dance, najskuplji kilovat-sat električne energije u Europi plaćaju stanovnici Njemačke i Belgije.[219]

Hrvatska se po cijeni električne energije u prošloj godini (0,133 €/kWh) smjestila na 22. mjesto unutar Europske unije, između Poljske i Malte, u kojima je električna energija također oko 35 posto jeftinija od EU-prosjeka. Najniže račune za električnu energiju plaćaju stanovnici Bugarske u iznosu od četrdeset posto prosječne cijene na razini cijele EU. U krugu potencijalnih kandidata za članstvo, električna energija je najjeftinija u Ukrajini, gdje su potrošači plaćali tek desetinu cijene struje u Danskoj, odnosno tek sedminu prosječne cijene u 28 članica Europske unije. Nešto skuplja nego u Ukrajini, ali još uvijek daleko ispod EU-prosjeka, je električna energija u Srbiji, te na Kosovu.[220]




*Slika 1. Cijena električne energije u €/kWh u zemljama EU i zemljama Europe u kategoriji kućanstva[221] (vlastita izrada)*

[219] EUROSTAT: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/hr na dan 19. 8. 2018.
[220] Ibid.
[221] Ibid.

*Tablica 18. Cijene električne energije u €/kWh u zemljama EU i zemljama Europe u kategoriji kućanstva*[222] *(vlastita izrada)*

| Zemlja | Cijena bez PDV-a | Dodatni porez | PDV |
|---|---|---|---|
| EU-28 | 0,132 | 0,044 | 0,030 |
| | | | |
| Danska | 0,099 | 0,147 | 0,062 |
| Njemačka | 0,138 | 0,112 | 0,048 |
| Belgija | 0,182 | 0,049 | 0,044 |
| Italija | 0,142 | 0,071 | 0,021 |
| Irska | 0,188 | 0,018 | 0,028 |
| Portugal | 0,121 | 0,066 | 0,043 |
| Španjolska | 0,180 | 0,009 | 0,040 |
| Austrija | 0,122 | 0,045 | 0,034 |
| Švedska | 0,128 | 0,029 | 0,039 |
| Ujedinjeno Kraljevstvo | 0,148 | 0,027 | 0,009 |
| Grčka | 0,119 | 0,034 | 0,020 |
| Francuska | 0,111 | 0,035 | 0,025 |
| Luksemburg | 0,133 | 0,025 | 0,013 |
| Slovenija | 0,112 | 0,022 | 0,029 |
| Litva | 0,107 | 0,027 | 0,028 |
| Cipar | 0,129 | 0,009 | 0,025 |
| Nizozemska | 0,119 | 0,013 | 0,028 |
| Finska | 0,102 | 0,023 | 0,030 |
| Slovačka | 0,125 | 0,003 | 0,026 |
| Češka | 0,116 | 0,001 | 0,025 |
| Poljska | 0,105 | 0,005 | 0,025 |
| **Hrvatska** | **0,102** | **0,005** | **0,027** |
| Malta | 0,121 | 0,000 | 0,006 |
| Estonija | 0,096 | 0,014 | 0,014 |
| Rumunjska | 0,089 | 0,014 | 0,021 |
| Latvija | 0,082 | 0,015 | 0,020 |
| Mađarska | 0,089 | 0,000 | 0,024 |
| Bugarska | 0,078 | 0,000 | 0,016 |
| | | | |
| Lihtenštajn | 0,153 | 0,003 | 0,013 |
| Norveška | 0,113 | 0,018 | 0,033 |
| Island | 0,117 | 0,003 | 0,029 |
| Turska | 0,097 | 0,005 | 0,018 |
| Crna Gora | 0,087 | 0,000 | 0,016 |
| Moldavija | 0,092 | 0,000 | 0,000 |
| Bosna i Hercegovina | 0,072 | 0,000 | 0,012 |
| Albanija | 0,070 | 0,000 | 0,014 |
| Makedonija | 0,070 | 0,000 | 0,013 |
| Srbija | 0,050 | 0,005 | 0,011 |
| Kosovo | 0,049 | 0,006 | 0,004 |
| Ukrajina | 0,027 | 0,000 | 0,005 |

[222] EUROSTAT: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/hr na dan 19. 8. 2018

## 4.2. Troškovi

Troškovi rada termoelektrane Plomin C sastoje se od troškova goriva (ugljen), rada i održavanja i emisija $CO_2$.

Definiranje troškova za gorivo u sljedećih 30 godina vrlo je teška zadaća i greške su neizbježne zbog velike brojnosti i raznovrsnosti elemenata koje treba imati u vidu. Naime, cijena ugljena ovisi o kretanju cijena na međunarodnom tržištu, o troškovima transporta, kvaliteti proizvoda, uvjetima nabave itd. Cijena na međunarodnom tržištu obično se izražava u američkim dolarima, a može i u eurima. Dakle, kolebanju u kretanju cijena na tržištu pridodaje se i promjenjivost valutnog tečaja. Svaki od navedenih elemenata zahtijevao bi sam za sebe temeljitu studiju.[223]

U ovom diplomskom radu provedena je analiza čiji se zaključci mogu smatrati valjanima samo u ograničenom vremenu (poput vremena očekivanog preostalog radnog vijeka promatranog postojećeg postrojenja, termoelektrana Plomin C).

Cijena ugljena je tijekom devedesetih godina prošloga stoljeća oscilirala od minimalno 15 €/toni do maksimalno 47 €/toni. Krajem devedesetih godina njegova prosječna godišnja vrijednost uvijek se kretala između 45 i 47,5 €/toni.[224]

Trenutna cijena ugljena na međunarodnom tržištu iznosi 91,78 €/toni što je za 100 % veća cijena od prije dvadesetak godina.

Treba naglasiti da je uporaba ugljena danas vezana uz brojne teškoće, bilo zbog globalnih ekoloških razloga (izgaranjem ugljena dolazi do pojačane emisije $CO_2$ nego kod ostalih fosilnih goriva za jednak korisni energetski učinak), zbog snažnog protivljenja lokalnog stanovništva. Stoga, možemo zaključiti da će proizvođači ugljena, žele li i dalje uspješno poslovati, učiniti sve što je u njihovoj moći kako bi ugljen i dalje ostao konkurentan drugim fosilnim gorivima.[225]

Trošak pogona (rada) i održavanja termoelektrane Plomin C iznosi 10 €/MWh.[226]

Troškovi pogona i održavanja ovise prije svega o radu termoelektrane, sigurnosnim propisima i potrebnoj radnoj snazi. Dijele se na stalne troškove (plaće stalnog

[223] L. de Paoli, A. Višković: Ekonomija i politika proizvodnje električne energije, KIGEN, Zagreb, 2007., str. 29
[224] L. de Paoli, A. Višković: Ekonomija i politika proizvodnje električne energije, KIGEN, Zagreb, 2007., str. 31
[225] Ibid.
[226] Ibid.

osoblja, troškovi osiguranja) i promjenjive troškove (popravci, održavanje, skladištenje goriva).[227]

Amortizacija je u računovodstvenom obračunskom smislu nedvojbeno trošak. Međutim, obračunata amortizacija ujedno ne veže uz sebe nikakve novčane izdatke kao što je to slučaj s naknadom utrošenog materijala za koji je također obračunat trošak. Amortizacija predstavlja postupnu obračunsku transformaciju dugoročno imobilizirane nenovčane imovine dioničkog društva u novčani oblik. Zbog obračuna amortizacije ne mijenjaju se svote bilance dioničkog društva. Iako se radi o trošku i o tome da se zapravo nije stvarno trošilo, nije nužna niti ponovna nabavka dijela dugoročno imobilizirane nenovčane imovine dioničkog društva. Budući da je riječ o oslobođenom novcu koji se može koristiti za različite namjene, logično je razmišljati o tome da se uz taj novac veže i neki oportunitetni trošak, odnosno neki trošak kapitala. Može se reći da je amortizacija dugoročno oslobođeni novac koji može služiti za financiranje investicija pa se na taj način, logika postojanja troška kapitala još više ističe.[228]

U proračunima će se koristiti linearna amortizacija na 25 godina.

Linearna metoda amortizacije primjenjuje se uvijek kada je korist od dugotrajne imovine za poduzetnika jednaka u svim godinama vijeka trajanja. Metoda linearne amortizacije upotrebljava se za većinu predmeta dugotrajne imovine, a ostale se metode poput metode opadajućeg salda i metode jedinice proizvoda, upotrebljavaju samo kada je potpuno jasno da korist od imovine priječe poduzetniku na drugačiji način.[229]

Linearna metoda znači da se amortizacija raspoređuje na sve godine vijeka trajanja sredstava ravnomjerno, tj. isti iznos amortizacije za svaku godinu u kojoj je sredstvo bilo u upotrebi svih dvanaest mjeseci.[230]

Iznos amortizacije izračunava se umnoškom osnovice za amortizaciju (amortizirajući iznos) sa stopom amortizacije.[231]

---

[227] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 21
[228] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 225
[229] V. Belak: Računovodstvo dugotrajne materijalne imovine prema HSFI/MSFI i novi računovodstveni postupci, Belak Excellens d.o.o., Zagreb, str. 79
[230] V. Belak: Računovodstvo dugotrajne materijalne imovine prema HSFI/MSFI i novi računovodstveni postupci, Belak Excellens d.o.o., Zagreb, str. 78

Amortizacija započinje 2028. godine u iznosu od 253,08 milijuna kuna i traje 25 godina, do kraja životnog vijeka termoelektrane Plomin C.

Najznačajniji su utjecaji iz elektrana na fosilna goriva oni koji onečišćuju atmosferu te tako utječu na ljudsko zdravlje, materijale, usjeve, šume i ostale ekosustave, te na globalno zagrijavanje. Također je značajno i toplinsko onečišćenje okoliša (prvenstveno voda i vodenih staništa).[232]

Danas, se u svijetu sve više daje pozornost analizi cijelog energijskog lanca, a ne samo proizvodnji električne energije u elektrani. Drugim riječima, u proračun utjecaja na okoliš neke elektrane želi se uključiti sve procese s kojima je ona povezana. Pojam energijski lanac električne energije obuhvaća sve procese koji prethode proizvodnji električne energije u elektranama, kao što su pridobivanje, poboljšavanje i prijevoz goriva, zatim procese koji slijede nakon proizvodnje električne energije, kao što su zbrinjavanje otpada nakon izgaranja goriva u elektranama i dekomisija elektrane, te sve pomoćne procese, kao što je proizvodnja pomoćne energije i potrebnog materijala za bilo koju fazu energijskog lanca.[233]

Iznos dekomisije za termoelektranu Plomin C bit će prikupljen putem fonda koji će započeti s prikupljanjem sredstava 2032. godine, a završit će 2052. godine. Ukupni iznos dekomisije iznosi 10 milijuna eura.[234]

Princip sličan penalima je monetizacija emisija, tj. pridruživanje novčane vrijednosti svakoj ispuštenoj toni stakleničkog plina. Ako se pretpostavi da elektrana zadovoljava emisijske standarde, ta novčana vrijednost trebala bi predstavljati društveni trošak koji nastaje zbog nuspojava emisija, koje ostaju nakon zadovoljenja standarda. I ovdje se kazneni faktor za pojedinu onečišćujuću tvar određuje na osnovi troška smanjenja emisija ili troška štete u okolišu.[235]

Proračun vanjskog troška uslijed emisija $CO_2$ proveden je uz primjenu srednjih koeficijenata emisije i iznosi 30 € po toni emitiranog ekvivalenta $CO_2$.[236]

---

[231] K. Horvat Jurjec: II. Godišnji obračun amortizacije za 2014., RRIF, br. 1/15., Zagreb, str. 33
[232] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 7
[233] Ibid.
[234] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 64
[235] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011., str. 62
[236] L. de Paoli, A. Višković: Ekonomija i politika proizvodnje električne energije, KIGEN, Zagreb, 2007., str. 73

Pretpostavlja se da će godišnji trošak emisije $CO_2$ za termoelektranu Plomin C iznositi 13 milijuna eura godišnje, odnosno 96 milijuna kuna godišnje. S obzirom na rast cijena i inflaciju, iznos troška emisije $CO_2$ će također rasti.

*Tablica 19.Ukupni troškovi termoelektrane Plomin C (vlastita izrada)*

| Troškovi | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Godina** | **Gorivo [mil. kn]** | **Održavanje [mil. kn]** | **Amortizacija [mil. kn]** | **Dekomisija [mil. kn]** | **$CO_2$ [mil. kn]** |
| 2018 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2019 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2020 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2021 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2022 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2023 | 1.106,79 | 312,57 | 0,00 | 0,00 | 95,42 |
| 2024 | 1.131,16 | 319,45 | 0,00 | 0,00 | 95,42 |
| 2025 | 1.156,07 | 326,47 | 0,00 | 0,00 | 95,55 |
| 2026 | 1.181,52 | 333,66 | 0,00 | 0,00 | 95,68 |
| 2027 | 1.207,54 | 341,00 | 0,00 | 0,00 | 95,81 |
| 2028 | 1.234,13 | 348,50 | 253,08 | 0,00 | 95,81 |
| 2029 | 1.261,31 | 356,17 | 253,08 | 0,00 | 95,94 |
| 2030 | 1.289,09 | 364,00 | 253,08 | 0,00 | 96,07 |
| 2031 | 1.317,47 | 372,01 | 253,08 | 0,00 | 96,2 |
| 2032 | 1.346,49 | 380,19 | 253,08 | 0,00 | 96,2 |
| 2033 | 1.376,14 | 388,56 | 253,08 | 3,71 | 96,33 |
| 2034 | 1.406,44 | 397,11 | 253,08 | 3,71 | 96,46 |
| 2035 | 1.437,41 | 405,84 | 253,08 | 3,72 | 96,59 |
| 2036 | 1.469,07 | 414,77 | 253,08 | 3,72 | 96,59 |
| 2037 | 1.501,42 | 423,90 | 253,08 | 3,72 | 96,72 |
| 2038 | 1.534,48 | 433,22 | 253,08 | 3,73 | 96,85 |
| 2039 | 1.568,27 | 442,75 | 253,08 | 3,73 | 96,85 |
| 2040 | 1.602,80 | 452,49 | 253,08 | 3,73 | 96,98 |
| 2041 | 1.638,10 | 462,45 | 253,08 | 3,74 | 97,11 |
| 2042 | 1.674,17 | 472,62 | 253,08 | 3,74 | 97,24 |
| 2043 | 1.711,04 | 483,02 | 253,08 | 3,74 | 97,24 |
| 2044 | 1.748,72 | 493,65 | 253,08 | 3,75 | 97,37 |
| 2045 | 1.787,23 | 504,51 | 253,08 | 3,75 | 97,5 |
| 2046 | 1.826,58 | 515,61 | 253,08 | 3,76 | 97,63 |
| 2047 | 1.866,81 | 526,95 | 253,08 | 3,76 | 97,63 |
| 2048 | 1.907,91 | 538,54 | 253,08 | 3,76 | 97,76 |
| 2049 | 1.949,93 | 550,39 | 253,08 | 3,77 | 97,89 |
| 2050 | 1.992,87 | 562,50 | 253,08 | 3,77 | 98,02 |
| 2051 | 2.036,75 | 574,87 | 253,08 | 3,77 | 98,02 |
| 2052 | 2.081,60 | 587,52 | 253,08 | 3,78 | 98,15 |

## 4.3. Izvori financiranja

### 4.3.1. Vlastiti izvori financiranja

Pretpostavlja se da će HEP putem vlastitih sredstava financirati 20 % ukupnih investicija u iznosu od 1.178.880.000,00 kn. Putem vlastitih sredstava financirat će se plaćanje zemljišta, dio građevinskih radova, komunalna poduzeća te umrežavanje elektrane.

### 4.3.2. Kredit EIC

Kredit u eurima bit će financiran preko Europske investicijske banke u periodu od 12 godina. Fiksna kamatna stopa iznosit će 2,26 %[237]. Europska centralna banka će odobriti 85 % ukupnog iznosa investicija u eurima u iznosu od 544 milijuna eura, odnosno 3.981,93 milijuna kuna.

Od 2013. godine Svjetska banka primjenjuje novu politiku vezanu uz energetski sektor. Obustavila je financiranje elektrana na ugljen, osim u vrlo specifičnim slučajevima. Europska investicijska banka također od 2013. godine ograničava financiranje elektrana na ugljen u kojima je emisija ugljičnog dioksida najviše 550 g/kWh[238] u kojem postoji postrojenje za prihvat i skladištenje ugljika. Europska banka za obnovu i razvoj u lipnju 2013. godine objavila je novu politiku financiranja energetskih projekata. Financiranje elektrana na ugljen mora zadovoljavati tri temeljna kriterija:

- Ugljična intenzivnost infrastrukture koju financira EBRD mora biti najniža od svih realno dostupnih varijanti
- Korištenje najboljih dostupnih tehnologija (*best available techniques* – BAT) koje su definirane direktivom o industrijskim emisijama (Direktiva 2010/75/EU)[239]
- Elektrana mora biti u skladu s direktivom o industrijskim emisijama vezano uz spremnost za prihvat i skladištenje ugljika ((Direktiva 2010/75/EU)[240]

Tablica kreditiranja po godinama nalazi se u tablici 20.

[237] European Investment Bank: Energy Lending Criteria, EIB and Energy: Delivering Growth, Security and SUstainability – EIB's Screening and Assessment Criteria for Energy Projects, 2013., str. 25
[238] European Investment Bank: Energy Lending Criteria, EIB and Energy: Delivering Growth, Security and SUstainability – EIB's Screening and Assessment Criteria for Energy Projects, 2013., str. 26
[239] DIREKTIVA 2010/75/EU EUROPSKOG PARLAMENTA I VIJEĆA od 24. studenoga 2010. o industrijskim emisijama (integrirano sprečavanje i kontrola onečišćenja) (preinačeno)
[240] Ibid.

*Tablica 20. Otplata kredita Europske investicijske banke (vlastita izrada)*

| Godina | Kredit [mil. kn] | Kredit povrat [mil. kn] |
|---|---|---|
| 2018. | 0,00 | 0,00 |
| 2019. | 397,67 | 0,00 |
| 2020. | 1.192,99 | -8,99 |
| 2021. | 1.592,83 | -36,01 |
| 2022. | 797,50 | -72,09 |
| 2023. | 0,00 | -383,45 |
| 2024. | 0,00 | -383,83 |
| 2025. | 0,00 | -384,22 |
| 2026. | 0,00 | -384,60 |
| 2027. | 0,00 | -384,99 |
| 2028. | 0,00 | -385,37 |
| 2029. | 0,00 | -385,76 |
| 2030. | 0,00 | -386,14 |
| 2031. | 0,00 | -386,52 |
| 2032. | 0,00 | -386,91 |
| 2033. | 0,00 | -387,30 |
| 2034. | 0,00 | -387,69 |
| 2035. | 0,00 | 0,00 |

Granične vrijednosti emisije za termoelektrane na ugljen prikazane su u tablici 21.

*Tablica 21. Granične vrijednosti emisije za termoelektrane na ugljen[241] (vlastita izrada)*

| | Granična vrijednost (hrvatski propisi) | Direktiva 2010/75/EU | Termoelektrana Plomin C prema projektu |
|---|---|---|---|
| Emisija $SO_2$ | 200 mg/m$^3$ | 150 mg/m$^3$ | 120 mg/m$^3$ |
| Emisija $NO_x$ ($NO_2$) | 200 mg/m$^3$ | 150 mg/m$^3$ | 80 mg/m$^3$ |
| Emisija čestica | 30 mg/m$^3$ | 10 mg/m$^3$ | 10 mg/m$^3$ |

### 4.3.3. Kredit HBOR-a

Hrvatska banka za obnovu i razvitak će financirati putem kredita ostalih 15 % investicije što iznosi 96 milijuna eura, odnosno 702,69 milijuna kuna. Otplata kredita traje 8 godina uz varijabilnu kamatnu stopu. Varijabilna se kamatna stopa u pravilu utvrđuje na bazi primjenjive LIBOR ili EURIBOR stope uvećane za maržu čija visina

[241] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011., str. 4

ovisi o bonitetu kupca/banke, zemlji izvoza i izvoznom poslu. Također, kamatna stopa ovisi i o bonitetu korisnika kredita, zemlji izvoza i izvoznom poslu.[242]

Hrvatska banka za obnovu i razvitak nije razvila jasne mjere za ublažavanje klimatskih promjena kao što su to Europska investicijska banka i Svjetska banka za obnovu i razvoj.

Naplaćuje se naknada za obradu kredita u iznosu od 1 % koja se naplaćuje nakon prvog korištenja kredita.

Tablica otplate kredita prikazana je tablicom 22.

*Tablica 22. Otplata kredita Hrvatske banke za obnovu i razvitak (vlastita izrada)*

| Godina | Kredit [mil. kn] | Kredit povrat [mil. kn] |
|---|---|---|
| 2018. | 0,00 | 0,00 |
| 2019. | 70,18 | 0,00 |
| 2020. | 210,53 | -280,88 |
| 2021. | 281,08 | -553,54 |
| 2022. | 140,74 | -659,63 |
| 2023. | 0,00 | -589,86 |
| 2024. | 0,00 | -502,33 |
| 2025. | 0,00 | -414,62 |
| 2026. | 0,00 | -326,72 |
| 2027. | 0,00 | -238,66 |
| 2028. | 0,00 | -150,41 |
| 2029. | 0,00 | -70,85 |
| 2030. | 0,00 | -17,73 |
| 2031. | 0,00 | 0,00 |

[242] https://www.hbor.hr/kreditni_program/kredit-kupcu/ na dan 20. 8. 2018.

## 4.4. Rezultati

### 4.4.1. Diskontirano razdoblje povrata

Kriterij diskontiranog razdoblja povrata varijanta je metode razdoblja povrata u kojoj se nastoji ukloniti nedostatak neuzimanja u obzir vremenske vrijednosti novca. U smislu diskontiranog razdoblja povrata izračunava se vrijeme koje je potrebno da diskontirani čisti novčani tokovi investicijskih projekata pokriju vrijednost njihovih investicijskih troškova.[243]

Matematički se kriterij razdoblja povrata definira relacijom[244]:

$$\sum_{t=0}^{t_d} F_t \frac{1}{(1+k)^t} = 0 \qquad (15)$$

$F_t$ - *Novčani tok projekta*

$t_d$ - *Diskontirano razdoblje povrata*

$k$ - *diskontna stopa*

Diskontirano razdoblje povrata računa se postupkom kumuliranja. Za izračunavanje diskontiranog razdoblja povrata najprije je potrebno diskontirati originalne novčane tokove projekta uz diskontnu stopu koja odgovara trošku kapitala. Nakon toga je postupak izračunavanja identičan izračunavanju originalnog razdoblja povrata. Postupno se kumuliraju diskontirani godišnji novčani tokovi projekata. U onoj godini u kojoj diskontirani novčani tokovi projekta dostižu iznos njegovih investicijskih troškova određuje se i broj godina diskontiranog razdoblja povrata.[245]

Temeljna karakteristika diskontiranog razdoblja povrata je korištenje vremenske vrijednosti novca. Polazeći od novčanih tokova diskontiranih uz trošak kapitala tvrtke izračunava se vrijeme u kojem će se vratiti investicijski troškovi zajedno s pokrićem troškova kapitala poduzeća tijekom tog vremena vraćanja. Razlog tomu je taj što su upotrebom diskontne stope u procesu izračunavanja sadašnje vrijednosti budućih novčanih tokova izuzeti troškovi kapitala projekta iz originalnih novčanih tokova.[246]

U projektu izgradnje termoelektrane Plomin C diskontna stopa iznosi 4 %.

[243] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 62
[244] Ibid.
[245] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 63
[246] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 65

Diskontirano razdoblje povrata za projekt izgradnje termoelektrane Plomin C iznosi 16,096 godina.

Čisti novčani tok investicijskog projekta procjenjuje se na temelju prognoze računovodstvene dobiti. Najprije se prognoziraju relevantni prihodi i rashodi (troškovi) projekta. Čisti novčani tokovi projekta javljaju se kao svojevrsni derivati računovodstvene dobiti (zarada nakon poreza). Na temelju tih zarada novčani se tokovi aproksimiraju veličinom zarada nakon poreza i amortizacije. Kako u kalkulaciji dobiti nisu uzete kamate, relevantni novčani tok projekta može se zapisati kao[247]:

$$V_t = [(P_{1t} - P_{0t}) - (C_{1t} - C_{0t}) - (A_{1t} - A_{0t})]\left(1 - s_p\right) + (A_{1t} - A_{0t}) \qquad (16)$$

$V_t$ - *godišnji novčani tok*

*T* - *godina u vijeku efektuiranja*

*1* - *indeks za efekte poduzeća s projektom*

*0* - *indeks za efekte poduzeća bez projekta*

*P* - *prihodi*

*C* - *rashodi (troškovi) bez amortizacije*

*A* - *amortizacija*

$s_p$ - *marginalna porezna stopa poduzeća*

Prema formuli novčani tok poduzeća određen je povećanjem prihoda i troškova poduzeća s projektom u odnosu na prihode i troškove koje bi poduzeće imalo bez projekta te pozitivnim efektom povećanja amortizacije zbog ušteda na porezima. To su u obračunskom smislu troškovi, ali nisu ujedno i novčani izdaci pa se ponekad i nazivaju nenovčanim troškovima.[248]

U projektu izgradnje termoelektrane Plomin C prihode predstavlja prodaja od proizvodnje električne energije.

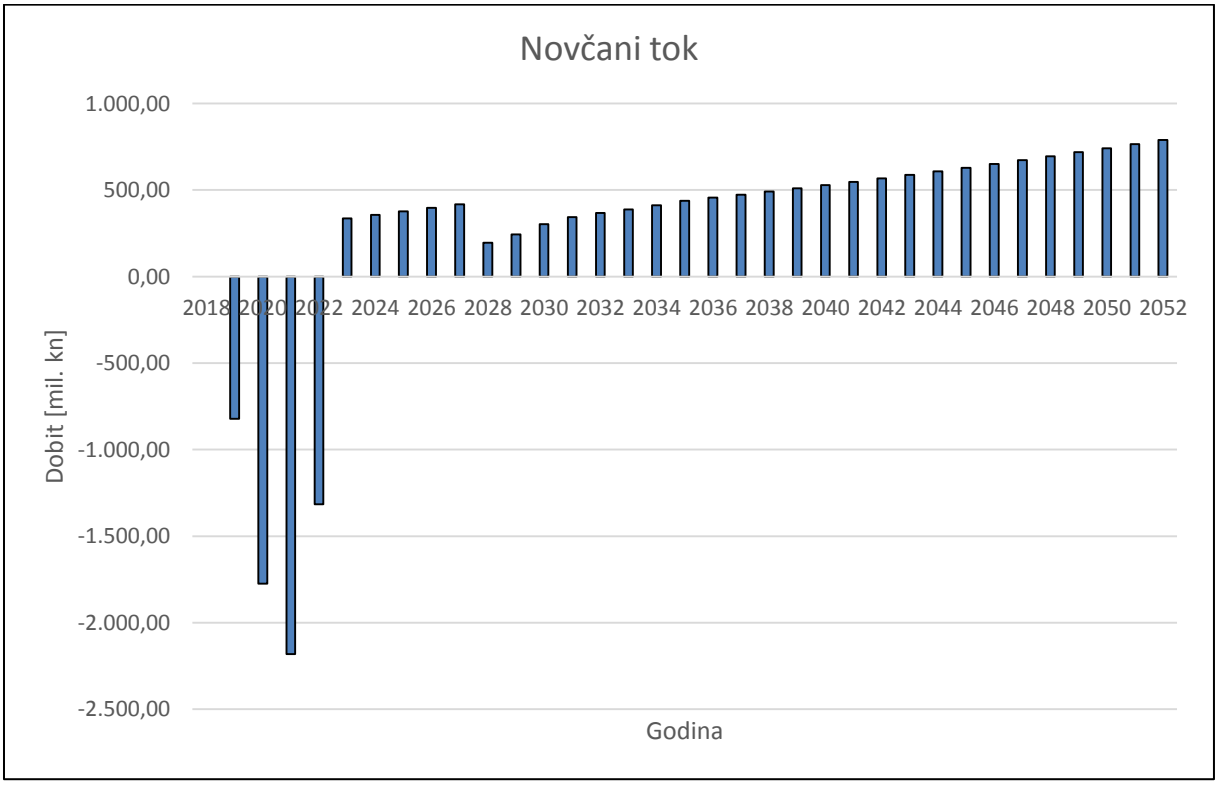
Troškovi u projektu izgradnje termoelektrane Plomin C su: pogon (rad) i održavanje, gorivo (ugljen), $CO_2$ emisije, amortizacija i dekomisija. Amortizacija započinje posljednjih 25 godina projekta, 2028. godine pa sve do kraja životnog vijeka

[247] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 147
[248] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 149

termoelektrane Plomin C. Dekomisija započinje 2032. godine i traje do kraja životnog vijeka termoelektrane Plomin C.

Amortizacija i drugi nenovčani troškovi, odnosno rashodi, stvaraju porezni zaklon. Razlog tome je što umanjuju oporezivu dobit poduzeća, ali kako ne izazivaju nikakve novčane izdatke kroz smanjeni odljev novca za isplate poreza na dobit povećavaju novčani tok. Zaklanjajući dobit od poreza, omogućavaju stvaranje ušteda na porezima. Za izračun poreznog tereta trebalo bi koristiti marginalnu poreznu stopu, dakle stopu posljednjeg sloja oporezive dobiti. Marginalna porezna stopa mora se utvrditi prema odnosu iskazane dobiti prema poreznom zakonu i računovodstvene dobiti da bi dobili realniju sliku čistog novčanog toka projekta.[249]

Tablični i grafički prikaz ekonomskog i novčanog toka prikazani su tablicom 23 i grafikonima 4 i 5.

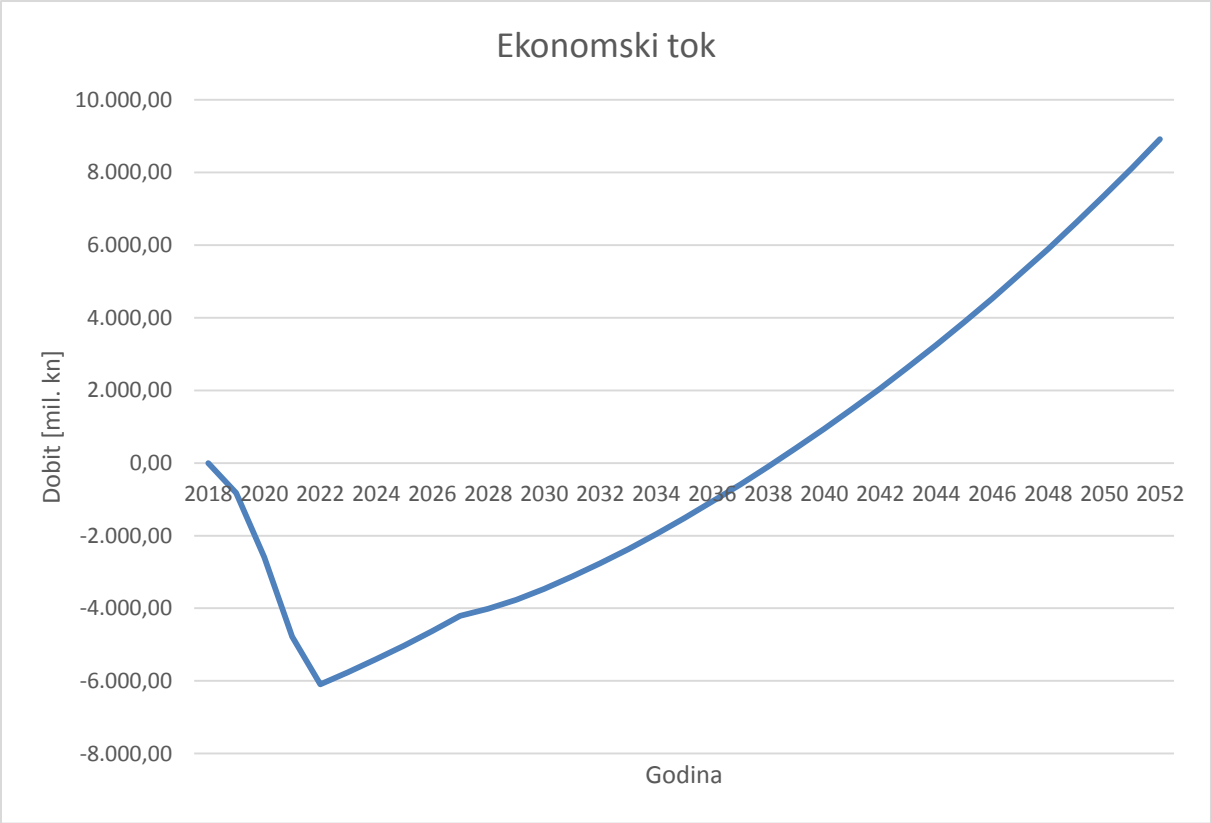



*Dijagram 4. Novčani tok*

[249] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 150

*Tablica 23. Novčani i ekonomski tok (vlastita izrada)*

| Godina | Novčani | Ekonomski |
|---|---|---|
| 2018. | 0,00 | 0,00 |
| 2019. | -821,51 | -821,51 |
| 2020. | -1.774,95 | -2.596,47 |
| 2021. | -2.180,85 | -4.777,32 |
| 2022. | -1.316,47 | -6.093,79 |
| 2023. | 336,18 | -5.757,61 |
| 2024. | 356,04 | -5.401,57 |
| 2025. | 376,21 | -5.025,36 |
| 2026. | 396,87 | -4.628,49 |
| 2027. | 417,98 | -4.210,51 |
| 2028. | 195,50 | -4.015,01 |
| 2029. | 244,18 | -3.770,83 |
| 2030. | 302,31 | -3.468,52 |
| 2031. | 343,28 | -3.125,24 |
| 2032. | 367,17 | -2.758,07 |
| 2033. | 387,78 | -2.370,29 |
| 2034. | 412,65 | -1.957,64 |
| 2035. | 438,10 | -1.519,55 |
| 2036. | 455,48 | -1.064,07 |
| 2037. | 473,10 | -590,97 |
| 2038. | 491,13 | -99,85 |
| 2039. | 509,68 | 409,83 |
| 2040. | 528,51 | 938,34 |
| 2041. | 547,75 | 1.486,08 |
| 2042. | 567,42 | 2.053,50 |
| 2043. | 587,65 | 2.641,15 |
| 2044. | 608,19 | 3.249,34 |
| 2045. | 629,19 | 3.878,53 |
| 2046. | 650,66 | 4.529,18 |
| 2047. | 672,74 | 5.201,92 |
| 2048. | 695,17 | 5.897,09 |
| 2049. | 718,08 | 6.615,16 |
| 2050. | 741,50 | 7.356,66 |
| 2051. | 765,59 | 8.122,25 |
| 2052. | 790,07 | 8.912,32 |




*Dijagram 5. Ekonomski tok*

### 4.4.2. Čista sadašnja vrijednost

Čista sadašnja vrijednost (engl. *net present value, NPV*) temeljni je kriterij financijskog odlučivanja. Tako se i metoda čiste sadašnje vrijednosti za ocjenu financijske efikasnosti investicijskog projekata može smatrati temeljnom metodom investicijskog odlučivanja ili temeljnom metodom budžetiranja kapitala.[250]

Izrazom čista ili neto sadašnja vrijednost općenito se označava razlika između pozitivnih i negativnih učinaka koji su rezultat neke aktivnosti. Glede novčanih tokova projekata, pod čistom, odnosno neto vrijednošću treba podrazumijevati razliku između godišnjih novčanih tokova u cijelom vijeku efektuiranja projekta i investicijskih troškova. Matematički se može izvesti[251]:

[250] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 66
[251] Ibid.

$$S = \sum_{t=1}^{T} V_t - I_0 \quad (17)$$

S - čista vrijednost

T - životni vijek projekta

$V_t$ - *godišnji novčani tok*

$I_0$ - *investicijski troškovi*

Izraz sadašnja upućuje na to da je sve efekte potrebno svesti na sadašnju vrijednost kako bi bili vremenski međusobno usporedivi. To se obavlja diskontnom tehnikom u kojoj diskontnu stopu predstavlja trošak kapitala tvrtke. U prikazu kriterija financijskog odlučivanja investicijski se troškovi najčešće tretiraju jednokratnim ulaganjem u sadašnjosti. Stoga je potrebno diskontirati samo buduće novčane tokove projekta. Na taj se način čista sadašnja vrijednost može definirati kao razlika između zbroja diskontiranih čistih novčanih tokova u cjelokupnom vijeku efektuiranja projekta i iznosa investicijskih troškova. [252]

Matematički se to može prikazati sljedećom relacijom[253]:

$$S_0 = \sum_{t=1}^{T} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (18)$$

$S_0$ - čista sadašnja vrijednost

T - životni vijek projekta

$V_t$ - *godišnji novčani tok*

$I_0$ - *investicijski troškovi*

*k* - *diskontna stopa*

U projektu izgradnje termoelektrane Plomin C diskontna stopa iznosi 4 %.

Temeljna je karakteristika čiste sadašnje vrijednosti korištenje troška kapitala poduzeća radi izračunavanja sadašnje vrijednosti budućih novčanih tokova projekta.

[252] Ibid.
[253] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 67

Pri tome kriterij mjeri kontribuciju svih novčanih tokova projekta u vijeku efektuiranja formiranju sadašnje vrijednosti.[254]

### 4.4.3. Interna stopa profitabilnosti

Interna stopa rentabilnosti jedan je od temeljnih kriterija financijskog odlučivanja. To je ona diskontna stopa koja svodi čiste novčane tokove projekta u cijelom vijeku efektuiranja na vrijednost njegovih investicijskih troškova. Riječ je o stopi profitabilnosti ulaganja u projekt koja uvažava vremensku vrijednost novčanih tokova u cijelom vijeku efektuiranja projekta. Matematički se interna stopa profitabilnosti može zapisati kroz jednakost diskontiranih novčanih tokova u cijelom vijeku efektuiranja projekta i vrijednosti njegovih investicijskih troškova[255]:

$$I_0 = \sum_{t=1}^{T} \frac{V_t}{(1+R)^t} \tag{19}$$

$I_0$ - investicijski troškovi

T - životni vijek projekta

$V_t$ - *godišnji novčani tok*

$I_0$ - *investicijski troškovi*

$R$ - *interna stopa profitabilnosti*

Interna stopa profitabilnosti očekivana je profitabilnost projekta tijekom njegova efektuiranja. U tome i leži snaga interne stope profitabilnosti za ocjenu financijske učinkovitosti investicijskih projekata kao i za druge financijske odluke. Interna stopa profitabilnosti povezana je s kriterijem čiste sadašnje vrijednosti. Investicijski projekti koji obećavaju pozitivnu čistu sadašnju vrijednost imat će internu stopu profitabilnosti višu od troška kapitala poduzeća. Projekti s nultom čistom sadašnjom vrijednošću imat će internu stopu upravo jednaku trošku kapitala, dok će projekti s negativnom čistom sadašnjom vrijednošću imati internu stopu profitabilnosti manju od troška kapitala poduzeća.[256]

[254] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 70
[255] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 73
[256] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 78

Interna stopa profitabilnosti za projekt izgradnje termoelektrane Plomin C iznosi 11,57 %.

### 4.4.4. Indeks profitabilnosti

Indeks profitabilnosti dodatni je kriterij za poboljšanje investicijskog odlučivanja. Riječ je o svojevrsnoj izvedenici iz čiste sadašnje vrijednosti. Indeks profitabilnosti uzima u obzir vremensku vrijednost novca kroz trošak kapitala i vrednuje novčane tokove projekata u cijelom vijeku efektuiranja. Za razliku od čiste sadašnje vrijednosti, odluka se kod indeksa profitabilnosti temelji na odnosu između diskontiranih čistih novčanih tokova u cjelokupnom vijeku efektuiranja projekta i investicijskih troškova. Zbog toga se ovaj kriterij često naziva i odnosom koristi i žrtava (engl. *benefit-cost ratio*).[257]

Matematički izraz indeksa profitabilnosti slijedi iz relacije[258]:

$$P_I = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{V_t + R_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^{T} \frac{I_t}{(1+k)^t}} \tag{20}$$

$P_I$ - indeks profitabilnosti

T - životni vijek projekta

$V_t$ - *godišnji novčani tok*

$I_0$ - *investicijski troškovi*

$k$ - *diskontna stopa*

$R_t$ - *godišnja interna stopa profitabilnosti*

Budući da je kriterij indeksa profitabilnosti izvedenica kriterija čiste sadašnje vrijednosti, prag efikasnosti projekta utvrđuje se identično čistoj sadašnjoj vrijednosti jednakošću sadašnje vrijednosti čistih novčanih tokova projekta i njegovih investicijskih troškova. U tom je slučaju indeks profitabilnosti jednak jedan, tako da projekti ne smiju imati indeks profitabilnosti manji od jedan. Matematički prag efikasnosti može se napisati na sljedeći način[259]:

$$P_I > 1$$

[257] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 79
[258] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 80
[259] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb, str. 81

Projekt izgradnje termoelektrane Plomin C na ugljen profitabilan je i njegov indeks profitabilnosti iznosi 1,462.

# 5. ZAKLJUČAK

U ovom je diplomskom radu napravljena energetska, ekonomska i investicijska analiza za izgradnju termoelektrane Plomin C.

Energetski dio diplomskog dana govori o problematici razvoja elektroenergetskog sustava, trenutnim proizvodnim kapacitetima Republike Hrvatske te o novim tehnologijama za razvoj termoelektrana.

Ekonomska analiza posvećena je SWOT analizi energetskog sektora Republike Hrvatske te je napravljena i detaljna SWOT analiza električne energije. Putem klasifikacije energetskih modela prikazano je osam kriterija za izgradnju novih električnih postrojenja. Planiranjem elektroenergetskim sustavom prikazani su svi mogući troškovi izgradnje elektroenergetskog postrojenja.

Analizom investicije prikazana je detaljna financijska slika za izgradnju termoelektrane Plomin C na ugljen putem tehnologije na nultu emisiju. Analizirana je proizvodnja i cijena prodaje električne energije. Detaljnom analizom prikazani su svi troškovi za rad termoelektrane Plomin C poput troškova goriva, rada i održavanja, emisija $CO_2$, dekomisije i amortizacije. Napravljena je također i analiza financiranja projekta izgradnje termoelektrane Plomin C. Izvori financiranja su iz vlastitih sredstava te iz dva kredita Europske investicijske banke i Hrvatske banke za obnovu i razvitak. Nakon analize izvora financiranja izračunat je novčani i ekonomski tok.

Diskontni povrat investicije iznosi 16,09 godina.

Interna stopa profitabilnosti iznosi 11.57 %.

Indeks profitabilnosti iznosi 1,462.

Detaljnom analizom financijskih kriterija odlučivanja investicijske analize možemo utvrditi da je projekt izgradnje termoelektrane Plomin C na ugljen rentabilan, profitabilan uz povrat investicije od 16,09 godina.

# POPIS LITERATURE


[1] B. Udovičić: Razvitak i energetika, Inačica, Zagreb, 1998.

[2] Ž. Tomišić: Planiranje elektroenergetskog sustava u okviru održivog razvoja, FER, 2011.

[3] Republika Hrvatska: Ministarstvo zaštite okoliša i energetika: Energija u Hrvatskoj, Godišnji energetski pregled 2016.,

[4] H. Požar: Osnove energetike, drugo, dopunjeno i izmijenjeno izdanje, svezak I, Školska knjiga, Zagreb, 1992

[5] H.Požar: Izvori energije, SNL, Zagreb, 1980

[6] A.Višković, B.Saftić, S.A.Živković: Ugljen: Sigurna energija, Graphis Zagreb, 2011.

[7] PROVEDBENA ODLUKA KOMISIJE (EU) 2017/1442 od 31. srpnja 2017. o utvrđivanju zaključaka o najboljim raspoloživim tehnikama (NRT-i) za velike uređaje za loženje u skladu s Direktivom 2010/75/EU Europskog parlamenta i Vijeća

[8] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, N. Pološki Vokić: Temelji menadžmenta, Školska knjiga, Zagreb, 2008.

[9] Ž. Tomšić: Energetsko ekonomski modeli izgradnje elektroenergetskog sustava, predavanja, FER 2012-2013

[10] M.Babić: Makroekonomija, XII izdanje, MATE, Zagreb, 2011.

[11] IAEA (International Atomic Energy Agency): IAEA Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments, IAEA Vienna, 2009.,

[12] L. de Paoli, A. Višković: Ekonomija i politika proizvodnje električne energije, KIGEN, Zagreb, 2007.

[13] S. Orsag, L. Dedi: Budžetiranje kapitala, MASMEDIA, Zagreb

[14] Quarterly Report on European Electricity Markets: Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 10, Issue 4; fourth quarter of 2017

[15] V. Belak: Računovodstvo dugotrajne materijalne imovine prema HSFI/MSFI i novi računovodstveni postupci, Belak Excellens d.o.o., Zagreb

[16] K. Horvat Jurjec : II. Godišnji obračun amortizacije za 2014., RRIF, br. 1/15., Zagreb

[17] S. Orsag: Investicijska analiza, Avantis, Zagreb

Članci:

[1] HEP Vjesnik, Broj 241/281, veljača 2011.

Web stranice:

[1] HOPS: Dijagram dnevnog opterećenja https://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/dijagram/dnevni/!ut/p/z1/jdBNC4JAEAbgX-OxndlS17pJoKSQRFQ2l9AwFfKDdWvp32dBh6CsuQ0878wwQBAD1cm1zBNVNnVy7vs92Yft3IlWoc_RX0YeLrxxEIZrjq7gsHsC_FIuAv2THwA0PH4HNLjCG_8AEf8B_BcYuCIAKtOK6WPFkFnCth0UpiWmwjL544dunU6cHEhmp0xmkI1k_9pCqbabGWig1prlTZOfM1ZIAz8liqZTEL9BaKtNjOViROlN3wHM2ZNt/?uri=nm:oid:Z6_VC8OQKG10GNOF0IF2JKKS10A71 na dan 8. 9. 2018.

[2] Pametne mreže:

http://www.hep.hr/u-napredne-mreze-ce-se-do-2022-godine-uloziti-230-milijuna-kuna/3355 na dan 20. 8. 2018.

[3] HNB tečajna lista: https://www.hnb.hr/temeljne-funkcije/monetarna-politika/tecajna-lista/tecajna-lista na dan 02. 08. 2018.

[4] Cijena ugljena:

https://tradingeconomics.com/commodity/coal na dan 03. 08. 2018.

[5] Inflacija eura:

https://tradingeconomics.com/euro-area/inflation-cpi na dan 17. 8. 2018.

[6] Inflacija kune:

https://tradingeconomics.com/croatia/inflation-cpi na dan 17. 8. 2018.

[7] Porezna uprava:

https://www.porezna-uprava.hr/obrtnici/Stranice/PDV.aspx

[8] Porezna uprava – porez na dobit

https://www.porezna-uprava.hr/obrtnici/Stranice/Porez-na-dobit.aspx na dan 18. 08. 2018.

[9] HEP – snižena stopa poreza na dobit

http://www.hep.hr/elektra/obavijest/obavijest-o-snizenoj-stopi-poreza-na-dodanu-vrijednost-za-elektricnu-energiju/1582 na dan 18. 8. 2018.

[10] HEP – Tarifni modeli

http://www.hep.hr/elektra/kucanstvo/tarifne-stavke-cijene/1547 na dan 20. 8. 2018.

[11] EUROSTAT: Cijena električne energije

https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/hr na dan 19. 8. 2018.

[12] HBOR – kredit

https://www.hbor.hr/kreditni_program/kredit-kupcu/ na dan 20.08. 2018.

# KRATICE

| | |
|---|---|
| $P_{max}$ | Maksimalno opterećenje |
| $P_{min}$ | Minimalno opterećenje |
| $W_d$ | Energija proizvedena u 24 sata |
| MWh | Megavatsat |
| MWh/h | Megavatsat po satu |
| HEP | Hrvatska elektroprivreda |
| E | Energija, rad |
| HE | Hidroelektrana |
| TE | Termoelektrana |
| NE | Nuklearna elektrana |
| MW | Megavat |
| EES | Elektroenergetski sustav |
| GWh | Gigavatsat |
| $CO_2$ | Ugljični dioksid |
| MJ/kg | Megadžul po kilogramu |
| EU | Europska unija |
| kV | Kilovolt |
| V | Volt |
| °C | Celzijev stupanj |
| BAT | Engl. *Best avaliable technologies* |
| $SO_2$ | Sumporov dioksid |
| FGD | Engl. Odsumporivanje dimnog plina |
| IGCC | Engl. *Integrated gasification combined cycle* |
| CSS | Engl. *Carbon capture and storage* |
| CCT | Engl. *Clean Coal Technologies* |
| SWOT | Engl. Analiza unutarnje i vanjske okoline poduzeća |
| MC | Dugoročni marginalni troškovi |
| MCC | Marginalni troškovi kapaciteta (ovisi o planu razvoja sustava) |
| ΔkW | Marginalni inkrement kapaciteta (ovisi o koincidenciji vršnog opterećenja) |
| MEC | Marginalni troškovi energije |
| ΔkWh | Marginalni troškovi godišnje potrošnje električne energije (ovisi o godišnjem profilu opterećenja) |
| crf | Faktor povrata kapitala (ovisi o diskontnoj stopi i vremenu amortizacije) |
| MEC | Marginalni troškovi energije [kn/kWh] |
| $C_{en(h)}$ | Troškovi proizvodnje električne energije s marginalnom elektranom u satu h [kn] |
| $C_{fuel(h)}$ | Troškovi goriva u satu h marginalne elektrane bez troškova prijenosa i distribucije i gubitaka u sustavu [kn] |
| $C_{var(h)}$ | Promjenjivi troškovi u satu h marginalne elektrane bez troškova prijenosa i distribucije i gubitaka u sustavu [kn] |
| $F_{loss(h)}$ | Udio proizvedene električne energije u satu h koji je izgubljen |
| $F_{gen(h)}$ | Ukupna proizvodnja električne energije u satu h |
| $F_{sold\ (h)}$ | Ukupna potrošnja (prodaja) električne energije u satu |
| $I^*_{A(t)}$ | Investicija u godini t za elektranu |
| $Cfix_{A(t)}$ | Stalni troškovi OM u godini t |
| $kW_{cap}$ | Snaga marginalne elektrane |

| | |
|---|---|
| r | Stopa troškova kapitala elektroprivrede |
| FINPLAN | Engl. *Model for **Fin**ancial Analysis of Electric Sector Expansion **Plan**s* |
| IAEA | Engl. International Atomic Energy Agency |
| HNB | Hrvatska narodna banka |
| HBOR | Hrvatska banka za obnovu i razvitak |
| kWh | Kilovatsat |
| P | Snaga |
| t | Vrijeme |
| € | Euro |
| Kn | Kuna |
| MJ/kWh | Megadžul po kilovatsatu |
| €/MWh | Euro po megavatsatu |
| Kg/kWh | Kilogram po kilovatsatu |
| PDV | Porez na dodanu vrijednost |
| EUROSTAT | Engl. Statistički ured Europskih zajednica |

# SAŽETAK

Diplomski rad donosi ekonomsko-financijsku analizu projekta izgradnje termoelektrane Plomin C. Pomoću javno dostupnih podataka prikazuje se elektroenergetski sustav Republike Hrvatske i nužnost investiranja u proizvodnju električne energije. Analizira se isplativost izgradnje termoelektrane Plomin C s obzirom na ekonomske parametre.

Ključne riječi: termoelektrana Plomin C, investicijska analiza, elektroenergetika, ugljen, električna energija

# SUMMARY

This thesis deals with the economic and financial analysis of the project of constructing the coal power plant Plomin C. The electric power system of the Republic of Croatia and the necessity of investing in the production of electric power are shown on the basis of available data. Profitability of constructing the coal power plant Plomin C has been analysed considering the economic parameters.

Key words: coal power plant Plomin C, investment analysis, power engineering, coal, electric energy

# 6. **POPIS TABLICA, DIJAGRAMA I SLIKA**

## Popis tablica:

*Tablica 24. Dnevna tablica opterećenja na dan 7. 9. 2018. (vlastitaizrada).....5*

*Tablica 25. Ukupni proizvodni kapaciteti Republike Hrvatske (vlastita izrada).....7*

*Tablica 26. Proizvodni kapaciteti Republike Hrvatske u sastavu HEP grupe (vlastita izrada.....8*

*Tablica 27.Termoelektrane u Republici Hrvatskoj u sastavu HEP grupe (vlastita izrada).....9*

*Tablica 28. Hidroelektrane u Republici Hrvatskoj u sastavu HEP grupe (vlastita izrada).....10*

*Tablica 29. Obnovljivi izvori – instalirana snaga (vlastita izrada).....11*

*Tablica 30. Mogućnost smanjenja emisija CO2 kod izgaranja ugljena (vlastita izrada).....26*

*Tablica 31. Osnovni podatci o Termoelektrani Plomin C (vlastita izrada).....56*

*Tablica 32. Udio faza investiranja (vlastita izrada).....57*

*Tablica 33. Iznos investicija po fazama gradnje (vlastita izrada).....57*

*Tablica 34. Cijena rada i održavanja termoelektrane Plomin C (vlastita izrada).....58*

*Tablica 35. Karakteristike i cijena ugljena (vlastita izrada).....59*

*Tablica 36. Tečaj tijekom životnog ciklusa termoelektrane Plomin C (vlastita izrada).....61*

*Tablica 37. Tarifne stavke za kupce kategorije kućanstvo (jedinstveni račun - energija i naknada za korištenje mreže); u primjeni od 1. siječnja 2016. godine (vlastita izrada).....62*

*Tablica 38. Iznos tarifnih stavki za opskrbu kupaca kategorije kućanstvo u sustavu javne usluge – bez naknade za korištenje mreže; u primjeni od 1. siječnja 2016. godine .....63*

*Tablica 39. Tarifne stavke za korištenje mreže; u primjeni od 1. siječnja 2016. godine.....63*

*Tablica 40. Cijena i prihod proizvodnje električne energije (vlastita izrada).....64*

*Tablica 41. Cijene električne energije u €/kWh u zemljama EU i zemljama Europe u kategoriji kućanstva (vlastita izrada).....66*

*Tablica 42.Ukupni troškovi termoelektrane Plomin C (vlastita izrada).....70*

*Tablica 43. Otplata kredita Europske investicijske banke (vlastita izrada).....72*

*Tablica 44. Granične vrijednosti emisije za termoelektrane na ugljen (vlastita izrada).....72*

*Tablica 45. Otplata kredita Hrvatske banke za obnovu i razvitak (vlastita izrada).....73*

*Tablica 46. Novčani i ekonomski tok (vlastita izrada).....77*

## Popis dijagrama:

*Dijagram 6. Dnevni dijagram opterećenja dana 7. 9. 2018. (vlastita izrada).....4*

*Dijagram 7. Udio proizvodnih kapaciteta Republike Hrvatske (vlastita izrada).....6*

*Dijagram 8. Udio raspoložive snage proizvodnih kapaciteta u Republici Hrvatskoj u sastavu HEP grupe ….....9*

*Dijagram 9. Novčani tok.....76*

*Dijagram 10. Ekonomski tok.....78*

## Popis slika:

*Slika 2. Cijena električne energije u €/kWh u zemljama EU i zemljama Europe u kategoriji kućanstva (vlastita izrada).....65*