

# POVEĆANJE SNAGE POSTOJEĆIH HIDROELEKTRANA UGRADNJOM DODATNOG AGREGATA

Slobodan L. Milić i Ana L.J. Krička  
*Energoprojekt – Entel*  
*Bulevar Mihajla Pupina 12, Beograd*

**Apstrakt:** Sve postojeće hidroelektrane u Srbiji su starije od 20 godina, a neke i preko 50 godina. Nezamenjiva aktivnost koja bi omogućila njihov dalji rad je revitalizacija opreme, posebno energetskog lanca, turbina-generator-transformator. Logika tehnološkog napretka i povećanih potreba za energijom i snagom nameće, kao imperativ, povećanje snage i proizvodnje makar u granicama gabarita postojeće opreme. Sa druge strane, revitalizacija zahteva obustavu rada agregata u trajanju od godinu dana (težnja je da se to skрати), što izaziva gubitak energije i snage. Ugradnjom dodatnog agregata istih ili manjih dimenzija, gde je to tehnički izvodljivo, postižu se efekti na smanjenju gubitaka tokom revitalizacije i efekti povećanja proizvodnje i snage nakon revitalizacije. Posebno su, obzirom na nedostatak energije i snage u dužem periodu, značajni efekti tokom revitalizacije. Pokazuje se da dodatni agregat tokom revitalizacije ostvaruje prihode kojima se otplaćuje oko 70 % investicione vrednosti. U radu je, kao primer, prikazan postupak i analiza koja se odnosi na dodatni agregat u HE Potpeć.

**Ključne reči:** *hidroelektrana, dodatni agregat, revitalizacija, optimizacija, gubici energije*

## INCREASING CAPACITY OF EXISTING HYDROELECTRIC POWER PLANTS BY INSTALLATION OF AN ADDITIONAL TURBINE GENERATOR SET

Slobodan L. Milić and Ana Lj. Krička  
*Energoprojekt -Entel*  
*Bulevar Mihajla Pupina 12, Beograd*

**Abstract:** Existing hydroelectric power plants in Serbia are more than 30 years old, some of them being in operation for more than 50 years. In order to facilitate their continued operation, refurbishment of the existing plant is deemed necessary, particularly turbine-generator-transformer energy generation set. Technical advancement and ever increasing demand for energy and generation capacity, have primary imposed a need for increased power generation capacity and production, at least within the limits of the existing equipment. On the other side, refurbishment requires a year long power plant shutdown, which is inevitably associated with power and energy losses. Therefore it is of utmost importance to reduce the shut down period as much as possible. Installation of additional turbine-generator set of the same or smaller capacity where possible, will reduce losses associated with refurbishment related plant shutdown and will increase plant capacity, as well as later production. Accordingly, particularly important are deemed to be long-term effects of additional turbine-generator set on power and energy shortage. The paper demonstrated that additional turbine-generator set installed during plant refurbishment generates income that enables repayment of about 70% of refurbishment related investment. The effects mentioned have been analyzed in case of additional turbine-generator set installation in Hydroelectric Power Plant "Potpeć".

**Key words:** *hydroelectric power plants, refurbishment, turbine-generator set, shutdown duration, power production loss*

## 1. UVOD

Sagledavajući buduću problematiku koju je moguće očekivati tokom revitalizacije hidroelektrana, Elektroprivreda Srbije je, svojevremeno, inicirala i ugovorila izradu Studije o povećanju proizvodnje i snage postojećih hidroelektrana. Studiju je uradio Energoprojekt-Hidroinženjering u više faza onako kako su inicirani projekti revitalizacije. U okviru Studije razmotrene su sledeće mogućnosti povećanja proizvodnje i snage:

- Povećanjem, u granicama stabilnosti brane i obala, uspora,
- Zamenom postojećih agregata većima, boljih karakteristika,
- Boljim korišćenjem biološkog minimuma,
- Dodatnim uvođenjem voda, i
- Izgradnjom dodatnog agregata

I ako svaka od ovih mogućnosti predstavlja atraktivan način povećanja, zbog već predhodno uložених sredstava u postojeći objekat, izgradnja dodatnog agregata se izdvaja po svojoj ulozi koju ima u periodu revitalizacije postojećih agregata. Dodatni agregat jedini može nadoknaditi, delimično ili u celosti, proizvodnju i snagu agregata koji se revitalizuje. U narednom periodu, kada praktično svi agregati ulaze u životno doba u kome je revitalizacija neophodna, sistemu EPS-a će i dalje nedostajati energije i snage, posebno u zimskom periodu, što će zahtevati uvoz u značajnim količinama.

Nedostatak snage, zbog agregata koji su u revitalizaciji, zahtevaće dodatni uvoz energije u bandu u punom iznosu snage agregata. Realizacijom dodatnog agregata pre početka revitalizacije ostvaruju se uštede u visini troškova uvoza odgovarajuće energije. Obzirom na cenu uvozne energije i trajanje revitalizacije te uštede mogu iznositi i do 90 % cene agregata. To ovu varijantu izdvaja i ukazuje na prednost ugradnje dodatnog agregata pre početka revitalizacije postojećih agregata.

Osim navedenog, dodatni agregat povećava stepen instalisanosti elektrane što dovodi do povećanja proizvodnje (u manjoj meri) i do povećanja snage u punom iznosu snage agregata. Povećanje snage, kod većine hidroelektrana (sa mogućnošću dnevnog regulisanja), omogućava angažovanje u operativnoj rezervi sistema. Nivo potreba u operativnoj rezervi značajno će rasti sa angažovanjem obnovljivih izvora (vetar, sunce), pa time i značaj objekata koji mogu to da obezbede.

Na nekim od objekata (HE Potpeć, naprimer) postoji problematika optimalnog korišćenja ekološki prihvatljivog protoka (biološki minimum). Realizacijom dodatnog agregata, manjih dimenzija od postojećih, omogućava se i normalna eksploatacija ekološki prihvatljivog protoka (bolji stepen iskorišćenja, mirniji rad i sl.) što umanjuje troškove održavanja agregata.

Sve navedeno uputilo je na detaljniju analizu efekata realizacije dodatnih agregata na postojećim hidroelektranama. U cilju ilustracije navedenih konstatacija prikazana je analiza koja se odnosi na HE Potpeć [L.3].

## 2. OSNOVNE METODOLOŠKE POSTAVKE

Za potrebe analize elektroenergetskih prilika i ocenu stanja proizvodnog dela elektroenergetskog sistema, bilansiranje potrošnje i proizvodnje električne energije vrši se pomoću matematičkog modela za simulaciju proizvodnje elektrana [L.1]. Ovaj model korišćen je za ispitivanje energetskih efekata izgradnje novih elektrana, proveru i izbor osnovnih energetskih parametara projektovanih hidroelektrana i termoelektrana, utvrđivanje načina rada postojećih i budućih proizvodnih kapaciteta itd..

U modelu se prognozirani dijagram trajanja opterećenja sistema deli na konstantni i varijabilni deo, što predstavlja osnovu metode konstantne i varijabilne energije koja je detaljno izložena u [L.2]. Korišćenje metode konstantne i varijabilne energije za analizu prilika u elektroenergetskom sistemu u proteklom periodu bilo je uslovljeno, pored ostalog, osnovnim karakteristikama proizvodnih mogućnosti elektrana. Prilikom analize

stvarnih prilika u proizvodnom delu sistema pokazalo se neophodnim razdvajanje dela kapaciteta elektrana čije konstantno korišćenje diktiraju tehnološki ili prirodni uslovi proizvodnje energije, od dela koji se može koristiti po potrebi u zavisnosti od varijacija opterećenja sistema. Prvi deo se javlja kao posledica postojanja tehničkih minimuma termoelektrana, biološkog i plovidbenog minimuma hidroelektrana, kao i zahteva za maksimalnim korišćenjem voda u hidroelektranama pri protocima bliskim instalisanom kada se ne raspolaze sa praznim prostorom u akumulacionom bazenu. Drugi deo proizvodnih mogućnosti elektrana karakteriše sposobnost prilagođavanja rada izvora promenljivim zahtevima konzuma i sačinjava osnovu fleksibilnog rada celog sistema.

Prednosti opisanog metodološkog prilaza dolazile su do izražaja u analizama rada sistema sa većim brojem elektrana različitih tehničkih karakteristika i proizvodnih mogućnosti. Metoda je omogućila, s jedne strane, prenošenje osnovnih podataka o uslovima rada sistema iz dnevnih dijagrama opterećenja, a s druge strane, pogodan opis proizvodnih mogućnosti elektrana (posebno mogućnosti fleksibilnog tj. varijabilnog rada). Na taj način je bio omogućen jednostavan, i u tolerantnim granicama greške - imajući u vidu stepen neodređenosti polaznih podloga - pouzdan tretman rada elektrana koji je služio za ocenu očekivanog rada sistema u budućnosti.

U daljem izlaganju su navedene samo osnovne postavke i karakteristike simulacionog modela, dok je njegov detaljniji opis dat u okviru navedene literature.

Matematički model (za proračune pod nazivima: bilansiranje, uklapanje u sistem, energetske analize itd.) predstavlja zaokruženu celinu koja obuhvata određen broj međusobno povezanih podmodela. Glavne elemente matematičkog modela na osnovu koga se vrše proračuni elektroenergetskih bilansa sačinjavaju model potrošnje, modeli proizvodnih mogućnosti pojedinih tipova elektrana i odgovarajući eksploatacioni zahtevi.

Postupak simulacije rada elektrana zasniva se na modelu prognozirane potrošnje električne energije koji se formira na bazi analize statističkih podataka o dnevnim dijagramima opterećenja sistema (na pragu elektrana, obuhvatajući i gubitke u mreži za prenos) u karakterističnim radnim i neradnim danima iz prošlosti i uključuje analizu i prognozu sezonskih varijacija i godišnjih trendova porasta opterećenja i potrošnje električne energije.

Sledeći korak u postupku modeliranja sistema predstavlja određivanje modela moguće (potencijalne) proizvodnje hidroelektrana koji se formira na osnovu odgovarajućih vrednosti proizvodnji pojedinih elektrana.

Promenljivost hidroloških pojava i njihov uticaj na proizvodnju hidroelektrana analizira se na deterministikoj seriji prosečnih mesečnih (sedmičnih) dotoka ostvarenih na profilima svake hidroelektrane u usvojenom četrdesetogodišnjem nizu.

Način korišćenja hidroelektrana sa sezonskim akumulacijama odreluje se posebnim matematičkim modelom u kome se uvažavaju potrebe potrošača i mogućnosti svih raspoloživih proizvodnih kapaciteta u sistemu u celom posmatranom periodu (godini). Kriterijum optimizacije je minimum godišnjih troškova eksploatacije sistema.

Na osnovu rezultata ovog modela u proračunima moguće proizvodnje hidroelektrana obuhvataju se i dodatni proizvodni efekti ostvareni zajedničkim radom i uzajamnim uticajem hidroelektrana na istom slivu.

Ukupna raspoloživa proizvodnja hidroelektrana u modelu se angažuje kao konstantni (nefleksibilni) deo, čiji plasman u sistem (24 časa dnevno) diktiraju uslovi proizvodnje, i deo koji se može koristiti po potrebi u bilo koje doba dana. Kriterijum za ovaj postupak razdvajanja je maksimizacija varijabilne energije uz poštovanje ograničenja koja diktiraju uslovi proizvodnje i karakteristike dnevnog dijagrama opterećenja izražene kroz zadata ograničenja u pogledu maksimalnog vremena rada hidroelektrana i termoelektrana u varijabilnom delu dijagrama trajanja opterećenja.

Za modeliranje rada sistema termoelektrana potrebno je poznavanje skupa energetske-ekonomskih parametara i podataka o eksploatacionim zahtevima, ograničenjima i uslovima pogona za svaki pojedini agregat pri čemu se za opis termoelektrana -toplana ovi parametri daju posebno za dva

karakteristična perioda rada u toku godine, tj. za period sa i bez napajanja toplotnog konzuma (kondenzacioni i režim rada sa oduzimanjem pare).

U formiranom modelu termoelektrana uvažavaju se različiti eksploatacioni zahtevi i ograničenja specifična za proizvodne uslove rada termoelektrana (redosled angažovanja, remont, minimalno vreme rad itd.).

U radu sistema značajan faktor neodređenosti predstavljaju prinudni ispadi termoelektrana. "Hladna rezerva" sistema, kojom se u eksploataciji sistema kompenzira ovaj uticaj, simulira se u modelu uvođenjem u proračun "faktora hladne rezerve" sistema termoelektrana.

Osim "hladne rezerve" u elektroenergetskom sistemu je potrebno obezbediti i tzv. rotirajuću rezervu, kojom se u eksploataciji sistema kompenzuju kratkotrajna odstupanja potrošnje (opterećenja) od planiranih vrednosti, ili povremeni ispadi agregata kraćeg trajanja. U modelu je pretpostavljeno da se ova vrsta rezerve obezbeđuje prvenstveno iz hidroelektrana, a jedinice termoelektrana angažuju samo u slučajevima kada zahtevanu snagu nije moguće obezbediti iz hidroelektrana.

Zadovoljavanjem zadatih potreba konzuma (uključujući i potrebe rezerve) putem korišćenja proizvodnih mogućnosti svih elektrana u toku posmatrane godine i ispitivanjem promena odnosa u elektroenergetskom sistemu u različitim hidrološkim uslovima, sa navedenim simulacionim modelom se - na bazi učestanosti pojave pojedinih stanja - formira statistička ocena o očekivanoj pouzdanosti rada proizvodnog dela sistema, odnosno o stepenu sigurnosti snabdevanja potrošača električnom energijom.

Ključne faktore koji su od uticaja na ocenu sigurnosti rada sistema predstavljaju:

- **neizvesnost proizvodnje hidroelektrana,**
- **neraspoloživost termoenergetskih blokova.**

Definisani i usvojeni nivo sigurnosti odnosi se na ocenu sigurnosti s obzirom na neizvesnosti proizvodnje hidroelektrana, pri čemu se predpostavlja da određeni nivo rezerve u podsystemu termoelektrana obezbeđuje sigurno korišćenje raspoložive snage angažovanih jedinica.

**Na osnovu analiza koje su prethodno opisane, moguće je za svaku godinu i svaki mesec u toku godine u posmatranom planskom periodu odrediti iskoristivu snagu i proizvodnju hidroelektrana, gubitke proizvodnje hidroelektrana, angažovanu snagu i proizvodnju jedinica termoelektrana, snagu i neisporučenu energiju potrošačima, kao i ukupne troškove u sistemu (troškovi goriva i troškovi neisporučene energije).**

Ovaj obim informacija omogućuje da se analizom alternativnih rešenja stvore pouzdane podloge za određivanje obima i dinamike izgradnje novih elektrana, odnosno sagledaju energetske efekti svakog objekta u sistemu, pojedinačno.

### **3. PODLOGE O PRAVCIMA RAZVOJU ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA**

Prilikom formiranja osnovnih podloga o elektroenergetskom sistemu Srbije u periodu iza 2004. godine, korišćena su sagledavanja u elektroprivredi Srbije formulisana u obliku podloga neophodnih za izradu investiciono-tehnočke dokumentacije za nove hidroelektrane i aktuelizaciju postojećih projekata hidroelektrana, kao i energetske-tehnički podaci raspoloživi u okviru investiciono-tehničke dokumentacije Energoprojekta i verifikovani od strane stručnih službi EPS-a. Podloge se odnose na sistem EPS-a u kome, iz objektivnih razloga (ne postoje podaci, niti su objekti pod kontrolom EPS-a), nisu obuhvaćeni Kosovo i Metohija. Predviđeni obim rada ne dozvoljava detaljnije elaboriranje korišćenih podloga, pa se zainteresovani čitaoci upućuju na konkretne studije i projekte.

#### **3.1. Potrošnja električne energije i snage**

Sistem EPS-a, sem potrošnje na teritoriji Srbije, ima obaveze po dugoročnim ugovorima o saradnji (HE Piva, EP Crne Gore) sa Elektroprivredom Crne Gore koje predviđaju plasman 1065 GWh godišnje sa

konstantnom snagom od 105 MW od juna do marta i sa snagom od 210 MW tokom aprila i maja. Potrošnja na Kosovu i Metohiji nije ušla u ove analize jer ne postoji faktička nadležnost EPS-a na ovom području. Takođe, u okviru ovih analiza, iz istih razloga nisu obuhvaćeni ni energetske izvori sa teritorije Kosova i Metohije. Ukupno očekivane potrebe u električnoj energiji i snazi u periodu 2010. -2030. godine, koje treba da podmiri elektroenergetski sistem EPS-a prikazane su u tabeli 1.

Tabela 1.: Prognoza potrošnje u elektroenergetskom sistemu Srbije

<b>Godina</b>	<b>Ukupna potrošnja (GWh)</b>	<b>Maksimalno opterećenje (MW)</b>
2010.	36156	6821
2015.	39615	7455
2020.	42029	7914
2025.	44509	8387
2030.	46850	8833

### 3.2. Kapaciteti za proizvodnju električne energije

Prognozirani obim i strukturu potrošnje električne energije elektroenergetskog sistema Srbije u dugoročnom planskom periodu, moguće je podmiriti korišćenjem proizvodnih kapaciteta koji su u pogonu, kao i izgradnjom novih kapaciteta, pre svega u termoelektranama, a u određenoj meri i aktiviranjem preostalog raspoloživog hidroenergetskog potencijala.

Proizvodne mogućnosti hidroelektrana određene su na osnovu srednjih sedmičnih protoka u četrdesetogodišnjem hidrološkom periodu 1946.-1985. godine. Način korišćenja bazena akumulacionih hidroelektrana određen je metodom graničnih stanja po kriterijumu minimalnih eksploatacionih troškova elektroenergetskog sistema.

Planirani obim proizvodnje hidroelektrana u narednom periodu, u prosečnim hidrološkim uslovima četrdesetogodišnjeg hidrološkog perioda, prikazan je u tabeli 2.

Tabela 2: Očekivani obim proizvodnje hidroelektrana u dugoročnom planskom periodu

<b>Godina</b>	<b>W<sub>uk</sub> (GWh/god )</b>	<b>P<sub>max</sub> (MW)</b>	<b>W<sub>kon</sub> (GWh/god )</b>
2010.	10.762	2.530	5.016
2015.	10.762	2.650	4.937
2018.	11.212	2.815	5.059
2020	11.634	2.910	5.279
2025	12.690	3.165	6.132
2030	13.294	3.367	6.817

Potrebno je naglasiti da se proizvodnja pumpno-akumulacione hidroelektrane Bajina Bašta određuje posebnim optimizacionim postupkom i da zavise od ukupnih prilika u elektroenergetskom sistemu Srbije u svakoj godini razmatranog perioda razvoja.

Okosnicu proizvodnje energije u sistemu EPS-a predstavljaju termoelektrane na lignit. Pored njih postoje i kapaciteti za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije locirani u Novom Sadu, Zrenjaninu i Sremskoj Mitrovici.

Nivo termoenergetskih kapaciteta u elektroenergetskom sistemu Srbije, na početku razmatranog planskog perioda, određen je svim termoelekttranama koje su, početkom 2011. godine bile na raspolaganju bez obzira na trenutno stanje (rekonstrukcija, isl.). Ukupna snaga na pragu svih termoelekttrana iznosi 4.265 MW. Cena energije sa kojom su vršene analize bila je 1,4 EUR/GJ za lignit kao gorivo i 8 EUR /GJ za uvozno gorivo (gas).

Na osnovu podataka EPS-a definisana je dinamika izgradnje novih i dinamika povlačenja starih termoenergetskih kapaciteta po analiziranim vremenskim presecima. Definisana dinamika prikazana je u tabeli 3.

Tabela 3: Dinamika izgradnje novih termoenergetskih kapaciteta u elektroenergetskom sistemu Srbije

Period	Izgradnja novih kapaciteta (MW)	Povlačenje iz pogona (MW)
2011.-2017.	980	672
2018.-2019.	686	100
2020.-2024.	550	573
2025.-2030.	-	-
2011.-2030.	2216	1345

U sklopu formiranih podloga pod ostalim podacima potrebnim za elektroenergetske analize obuhvaćeni su podaci o planskoj neraspoloživosti (remonti i nege) termoenergetskih blokova, kao i podaci o potrebnom nivou operativne rezerve u sistemu. Obzirom na ostvarene veze sa susednim sistemima i UCTE-om, u ovoj analizi, nivo operativne rezerve je definisan relacijom  $POR = 0,05 \cdot P_{max} + \sqrt{P_{max}}$ . Nivo hladne rezerve u sistemu EPS-a simuliran je neraspoloživošću termoagregata. Konkretni podaci po agregatima (različiti za sve vremenske preseke), formirani su po sledećim principima:

- 15 % za stare i ne revitalizovane termoaggregate,
- 10 % za revitalizovane i nove termoaggregate,

#### 4. MESTO I ULOGA HE POTPEĆ U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU

HE Podpeč je protočna elektrana pribranskog tipa korisne zapremine akumulacije  $21,5 \times 10^6 \text{ m}^3$  (podaci se odnose na krivu zapremone iz 2006. godine), maksimalne snage 51 MW. Ima tri identična agregata sa francisovim turbinama sa snagom od po 17 MW. Neposredno nizvodno nema izgrađenih objekata, niti se u dogledno vreme planiraju, te ima obavezu ispuštanja biološkog minimuma od  $14 \text{ m}^3/\text{s}$ . Uzvodno, na glavnom vodotoku (Lim), nema realizovanih objekata. To sa sobom nosi određene probleme koji se tiču zasipanja akumulacije o kojima je vođeno računa. Prva uzvodno projektovana elektrana je HE Brodarevo. Ona je dovoljno daleko tako da se ne može sa njome računati u smislu mogućnosti regulisanja dotoka u bazen HE Podpeč.

Prosečna višegodišnja proizvodnja HE Podpeč (postojeće stanje) iznosi 224 GWh godišnje što daje vreme angažovanja maksimalne snage u iznosu od 4390 sati. Od navedene proizvodnje 107 GWh predstavlja konstantnu energiju a 117 GWh varijabilnu energiju.

Zbog plasmata biološkog minimuma najmanje jedan agregat je stalno priključen na prenosnu mrežu. U zavisnosti od zahteva sistema ostali agregati se uključuju prema potrebama do iznosa maksimalne snage a vreme angažovanja definisano je dotokom u akumulacioni bazen. Akumulacija svakodnevno, u redovnom pogonu dostiže kotu normalnog radno nivoa (437.00 m.n.m.). Maksimalna denivelacija predviđena je u iznosu od 6,0 m (nedeljno regulisanje), ali se praktično ne koristi. Za potrebe dnevnog regulisanja, zavisno od dotoka, potrebna denivelacija se kreće do 1,5 m. Konkretno, dnevna regulacija i rad sa dva vrha zahtevao bi zapreminu od reda  $1,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  što bi denivelaciju svelo

na reda 0,75 m. Takođe, realan režim rada danas ne prati takav nivo regulacije, koji se u konačnom slučaju treba smatrati maksimalnim.

Dakle, hidroelektrana Podpeč danas, predstavlja relativno fleksibilan proizvodni objekat u elektroenergetskom sistemu EPS-a, koji je moguće angažovati za potrebe sistema u pokrivanja potrošnje u konstantnom delu konzuma, preko angažovanja u varijabilnom delu dijagrama opterećenja pa i do pokrivanja dela rotirajuće rezerve.

Osim navedenog ovaj objekat delimično učestvuje i u alimentiranju sezonske promene potrošnje srazmerno veličini uzvodnih sezonskih akumulacija i slobodnoj snazi raspoloživoj na objektu u datom vremenskom intervalu. Slobodana snaga se pojavljuje kao posledica malog neregulisanog dotoka u periodu kada se javlja potreba za angažovanjem gornjih akumulacionih bazena. U tom smislu ona može učestvovati i u pokrivanju dela hladne rezerve sistema za koju bi se koristila stokirana voda u uzvodnim akumulacijama na Uvcu. .

Povećanje instalisanog protoka i dogradnja manjeg agregata, i ako će dovesti do većeg učešća varijabilne energije i snage, neće promeniti osnovni položaj elektrane u dijagramu opterećenja sistema. Promeniće se samo konkretno alimentiranje pojedinih kategorija potrošnje i potreba sistema.

Imajući u vidu prethodno navedene pretpostavke, karakteristike elektrane i vodotoka kao i karakteristike konzuma, urađeni su odgovarajući proračuni za HE Potpeč. Za aktuelno stanje, osnovni rezultati izvršenih analiza i proračuna moguće proizvodnje dali su sledeće prosečne vrednosti:

$$W_{uk} = 224,3 \text{ GWh} ; W_k = 106,8 \text{ GWh} ; P_{max} = 51,0 \text{ MW}$$

Iskoristivi protok je iznosio,  $Q_{ist} = 85,1 \text{ m}^3/\text{s}$ , što ukazuje na prelive u iznosu od  $7,0 \text{ m}^3/\text{s}$ . Ovi podaci bili su osnov za određivanje energetskih efekata u varijantama sa dodatnim agregatom.

## 5. OSNOVNI REZULTATI ANALIZA I PRORAČUNA

Obzirom na razmatrani opseg instalisanog protoka dodatnog agregata, tip agregata i mesto ugradnje, primenjen je sledeći redosled analiza:

- Izbor instalisanog protoka prema karakteristikama turbina tipa Francis, i
- Izbor tipa agregata nakon izbora instalisanog protoka.

U postupku izbora razmatrana je varijanta ugradnje dodatnog agregata u telu postojeće brane. Alternativna varijanta ugradnje dodatnog agregata u posebnoj mašinskoj zgradi nizvodno od postojeće brane, ne utiče na izbor instalisanog protoka i tipa agregata

### 5.1. Proračuni proizvodnje u cilju izbora instalisanog protoka dodatnog agregata

Izvršeni su proračuni proizvodnih mogućnosti HE Podpeč za hidrološki niz sedmičnih proticaja perioda 1946-1985. godina, sa uticajem uzvodnih elektrana Kokin Brod i Uvac, prema karakteristikama Francis i za instalisani proticaj od 20, 30 i  $40 \text{ m}^3/\text{s}$ . Osnovni rezultati proračuna prikazani su u tabeli 4.

Tabela 4. Moguća proizvodnja HE Potpeč sa dodatnim agregatom

	<b>Postojeći agregati</b>	<b>Postojeći + Fr20</b>	<b>Postojeći + Fr30</b>	<b>Postojeći + Fr40</b>
Iskoristivi protok ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	85,1	87,2	88,0	88,7
Ukupna proizvodnja (GWh)	224,3	234,5	233,6	236,1
Maksimalna snaga (MW)	51,0	56,9	59,9	62,9
Konstantna energija (GWh)	106,8	102,7	93,1	88,0

## 5.2. Energetski efekti dodatnog agregata

Na osnovu podataka iz tabele, a prema pretpostavljenoj dinamici revitalizacije, određeni su energetski efekti u sistemu (tabela 5) koji su dalje korišćeni u ekonomskim analizama.

Tabela 5. Energetski efekti dodatnog agregata HE Potpeć

Godina	Q <sub>ins</sub> =20 m <sup>3</sup> /s			Q <sub>ins</sub> =30 m <sup>3</sup> /s			Q <sub>ins</sub> =40 m <sup>3</sup> /s		
	2018.	2025.	2030.	2018.	2025.	2030.	2018.	2025.	2030.
Efekti po snazi na generatoru (MW)	5,0	4,8	5,0	7,0	7,0	7,4	9,6	9,3	9,8
Efekti po troškovima goriva (10 <sup>6</sup> EUR)	0,63	0,06	-0,08	0,70	0,02	0,01	0,85	-0,03	-0,22
Efekti po troškovima redukcija (10 <sup>6</sup> EUR)	-0,05	-0,07	-0,04	-0,22	-0,11	-0,07	-0,10	-0,15	-0,10

## 5.3. Inesticione vrednosti razmatranih varijanti

Investicione vrednosti razmatranih varijanti prikazane su tabeli 6.

Tabela 6. Investicione vrednosti razmatranih varijanti (10<sup>6</sup> EUR)

	Q <sub>ins</sub> =20 m <sup>3</sup> /s	Q <sub>ins</sub> =30 m <sup>3</sup> /s	Q <sub>ins</sub> =40 m <sup>3</sup> /s
Građevinski radovi	1,5	1,5	1,5
Mašinska oprema	2,5	3,3	4,0
Elektro oprema	2,2	3,0	3,7
Osnivačka ulaganja	0,6	0,8	0,9
<b>UKUPNO</b>	<b>6,8</b>	<b>8,6</b>	<b>10,1</b>

## 5.4. Izbor optimalne vrednosti instalisanog protoka dodatnog agregata

Izbor optimalne vrednosti instalisanog protoka izvršen je primenom aktuelizovanih vrednosti ušteta (B) i troškova (C) razmatranih varijanti. Kao uštete tretirani su energetski efekti a kao troškovi investiciona vrednost i pripadajući troškovi.

Prema energetskim efektima prikazanim u tabeli 5. i investicionim vrednostima iz tabele 6. dobijeni su ekonomski pokazatelji, B/C i B-C, prikazani u tabeli 7.

Tabela 7. Ekonomski pokazatelji razmatranih varijanti dodatnog agregata

	Q <sub>ins</sub> =20 m <sup>3</sup> /s	Q <sub>ins</sub> =30 m <sup>3</sup> /s	Q <sub>ins</sub> =40 m <sup>3</sup> /s
Odnos B/C (1)	1,453	1,536	1,724
Razlika B-C (milion E)	6,8	8,0	12,4

Na osnovu dobijenih rezultata očigledna je prednost varijante sa većim instalisanim protokom. Takvi rezultati su očekivani obzirom da se najveći deo efekata iskazuje kroz efekte po snazi a što je posledica nedostatka varijabilne snage u sistemu.

**Na osnovu ovih rezultata usvojena je, kao optimalna vrednost instalisanog protoka dodatnog agregata, 40 m<sup>3</sup>/s.**



## 5.5. Izbor tipa agregata

Za izabranu vrednost instalisanog protoka ( $40 \text{ m}^3/\text{s}$ ) izvršen je izbor tipa agregata poređenjem dodatne proizvodnje koju bi ostvario agregat tipa Kaplan u odnosu na razmatrani Francisov agregat.

Proračuni proizvodnje HE Potpeć sa dodatnim Kaplanovim agregatom ( $40 \text{ m}^3/\text{s}$ ) dao je povećanje od 2,5 GWh godišnje u odnosu na varijantu sa Francisovim agregatom.

Investiciono, Kaplanov agregat je skuplji za  $1,025 \times 10^6$  EUR,. Dodatni prihod koji bi se ostvario tokom eksploatacije od 30 godina, sa stopom aktuelizacije od 8 % i cenom energije od 80 EUR,/MWh (cena uvoza danas) iznosi  $2,3 \times 10^6$  EUR.

Odnos aktuelizovanih prihoda i troškova, u ovom slučaju bio bi  $2,3/1,025 = 2,26$  što ukazuje na opravdanost izbora Kaplanovog agregata.

Ako bi se računalo i sa cenom energije od 50 EUR,/MWh, što je cena energije u bandu, ovaj odnos bio bi oko 1,41.

Imajući u vidu i problematiku koju bi sa sobom nosio Francisov agregat kapaciteta  $40 \text{ m}^3/\text{s}$  u radu sa biološkim minimumom ( $14 \text{ m}^3/\text{s}$ ), **kao logično rešenje, nameće se izbor Kaplanovog agregata.**

## 5.6. Gubitak proizvodnje postojećih agregata tokom izgradnje dodatnog

Tokom realizacije dodatnog agregata neophodan je zastoj u radu elektrane u trajanju od mesec dana. Ovaj zastoj se može realizovati tokom malovodnog perioda što bi značajno umanjilo gubitke proizvodnje.

## 5.7. Energetski efekti tokom revitalizacije postojećih agregata

Energetski efekti tokom revitalizacije postojećih agregata definisani su na bazi pretpostavke o trajanju revitalizacije od po godinu dana po agregatu. U cilju kvantifikacije efekata na nivou fizičkih pokazatelja (energija i snaga) urađeni su proračuni proizvodnje sa dva postojeća agregata i sa dva postojeća i jednim dodatnim agregatom –Kaplan  $40 \text{ m}^3/\text{s}$ . Rezultati proračuna prikazani su u tabeli 8.

Tabela 8. Efekti dodatnog agregata u periodu revitalizacije postojećih

	<b>Wuk (GWh)</b>	<b>Pmax (MW)</b>	<b>Wk (GWh)</b>
Dva postojeća agregata	195,4	34,9	127,8
Dva postojeća + K40	225,1	46,9	122,3
<b>Razlika</b>	<b>29,7</b>	<b>12,0</b>	<b>-5,5</b>

Efekat dodatnog agregata manifestuje se u povećanju proizvodnje od 29,7 GWh, snage od 12 MW i varijabilne energije (smanjenja konstantne) za 5,5 GWh.

Sa stanovišta sistema, ovi efekti se manifestuju smanjenjem uvoza energije i snage u zimskom periodu u iznosu od 36 GWh ( $12 \text{ MW} \times 3000$  sati), i smanjenju proizvodnje termoelektrana u prolećnom povodnju u iznosu od 16,6 GWh.

U troškovnom smislu, dodatni agregat ostvaruje smanjenje troškova sistema u iznosu od:

- $2,16 \times 10^6$  EUR, po osnovu smanjenja uvoza u zimskom periodu ( $80-20=60$  EUR/MWh),
- $0,33 \times 10^6$  EUR, po osnovu smanjenja proizvodnje termoelektrana (troškova goriva) u periodu povodnja.

Ukupna ušteda u sistemu, u periodu revitalizacije iznosi  $2,49 \times 10^6$  EUR, godišnje. Za tri godine, koliko bi trajala revitalizacija, uštede bi iznosile  $7,5 \times 10^6$  EUR, što predstavlja 74 % uloženi sredstava

u dodatni agregat ( $10,1 \times 10^6$  EUR). Generalno, ovaj odnos se povećava sa brojem agregata koji se revitalizuju.

## **6. ZAKLJUČAK**

Iskazane uštede u vidu smanjenja troškova goriva i uvoza energije tokom revitalizacije agregata, nedvosmisleno ukazuju na potrebu da se dodatni agregat realizuje pre početka revitalizacije postojećih agregata.

## **REFERENCE**

1. Metodologija za određivanje energetske-ekonomske opravdanosti i redosleda izgradnje novih elektrana u okviru ZEP-a - Eneroprojekt, 1978.
2. Moguća proizvodnja hidroelektrana u Srbiji - Eneroprojekt, 1992.
3. Generalni projekat dogradnje dodatnog agregata u HE Potpeć, Energoprojekt, 1912.