

DIMENZIONISANJE HIDROELEKTRANA SA UTICAJEM UZVODNIH SEZONSKIH AKUMULACIJA

Slobodan MILIĆ¹⁾ Marija MILIĆ²⁾ Čedomir MILIĆ³⁾

¹⁾ ENERGOPROJEKT - ENTEL ²⁾ ENERGOPROJEKT – HIDROINŽENJERING, Beograd

³⁾ SAOBRAĆAJNA TEHNIČKA ŠKOLA, Zemun

REZIME

Značajna uloga hidroelektrana, osim proizvodnje energije, je i obezbeđenje sistemskih usluga. Zavisno od osnovnih energetske karakteristika, hidroelektrane mogu učestvovati u regulaciji frekvenca-snaga kao i u svim oblicima rezerve sistema. Osnov za sve ove aktivnosti je korisna zapremine akumulacionog bazena i dovoljan kapacitet opreme (turbina, generator). Veliki uzvodni akumulacioni bazeni (sezonske ili veće akumulacije), osim učešća u operativnoj rezervi, mogu alimentirati i deo potreba u remontnoj ili hladnoj rezervi. Posebna pogodnost u tom pogledu je mogućnost da i nizvodne elektrane, ukoliko raspolažu sa slobodnim kapacitetima, mogu, bez učešća sopstvene akumulacije, učestvovati u alimentiranju ovih potreba. Time se povećava efekat uzvodnih akumulacija ali i efekat instalisanosti nizvodnih objekata. Sve ovo dovodi do adekvatnijeg vrednovanja i nizvodnih elektrana čime se povećava interes za njihovom realizacijom. Takođe, dolazi do smanjenja potrebe za realizacijom termokapaciteta što vodi ka smanjenju stalnih troškova sistema.

Cljučne reči: hidroelektrana; akumulacija; regulacija rada hidroelektrane, regulacija frekvenca-snaga; rezerva sistema;

1. UVOD

U postupku planiranja razvoja elektroenergetskog sistema, kao bitna pitanja na koja treba dati konkretne odgovore figurišu pitanja optimalne izgradnje sistema (redosled realizacije objekata) i pitanja optimalnih parametara objekata (hidroelektrana, termoelektrana i sl.). U cilju rešavanja ovih pitanja definisana je metodologija [1] koja se bazira na doprinosu (benefit, B) svakog objekta, ili parametra objekta, stanju elektroenergetskog sistema sa jedne strane, i troškovima

realizacije (cost, C) istog objekta, ili parametra, sa druge strane. Stavljanjem ovih veličina u različite odnose (B/C, B-C, i sl.), formiraju se i različiti kriterijumi za ocenu varijantnih rešenja. Pri tome se relativne metode (B/C) primenjuju kod analiza i poređenja različitih varijanti, a apsolutne (B-C) za analize u okviru konkretne varijante. U tom smislu, u projektantskoj praksi je uobičajeno da se kriterijum B-C primenjuje pri izboru parametara elektrane (tunel, cevovod, preliv i sl.), a kriterijum B/C pri izboru instalisanog protoka, zapremine akumulacije i drugih parametara kojim se objekti međusobno upoređuju. Ipak, treba imati u vidu da striktna podela primene pojedinih kriterijuma ne postoji, već zavisi od prirode objekta i cilja analize.

Određivanje troškova je najčešće jednostavnije od određivanja doprinosa. Najpre, zato što su troškovi kod hidroelektrana uglavnom fiksna kategorija a zatim što su regulisani ili su njihove stope iskustveno poznate. Određivanje doprinosa je značajno komplikovanije. Osnovna podloga za određivanje doprinosa su efekti koji se ostvaruju u elektroenergetskom sistemu (energetski efekti) a koji se iskazuju u različitim fizičkim veličinama (MW, GWh) i u novčanim jedinicama. Do vrednosti energetske efekata dolazi se analizom stanja elektroenergetskog sistema sa i bez razmatranog objekta (hidroelektrane) [2]. Da bi energetski efekti bili realni, neophodno je da elektroenergetski sistem bude značajno veći od razmatrane hidroelektrane, da raspolaže sličnim objektima, da je mešovitog karaktera (hidro-termo) i da ima potrebu za značajnim proširenjem.

U cilju realnog sagledavanja doprinosa (Benefit-B) neophodno je sagledati sve efekte (pozitivne i negativne) koje razmatrani objekat ostvaruje u elektroenergetskom sistemu. Ti efekti se iskazuju u pokrivanju potreba konzuma po energiji i snazi i obezbeđenju sistemskih usluga. Pod sistemskim

uslugama podrazumevaju se svi oblici rezerve neophodne za funkcionisanje elektroenergetskog sistema u normalnim uslovima kao i potrebe za očuvanjem stabilnosti pri manjim i većim poremećajima rada sistema. U tom smislu u ovom radu je prikazan postupak izbora instalisanog protoka hidroelektrana u kaskadi sa značajnim uzvodnim sezonskim akumulacijama.

2. ZNAČAJ REZERVE ENERGIJE I SNAGE U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU

U elektroenergetskom sistemu postoje dve osnovne komponente koje unose neizvesnost u funkcionisanje sistema:

- nivo opterećenja i potrošnje, i
- raspoloživost proizvodnih kapaciteta.

Nivo opterećenja zavisi od mnogo faktora koji nisu, ili ne moraju biti, u nadležnosti elektroenergetskog sistema. U tom smislu postoji verovatnoća pojave opterećenja kao i nivoa potrošnje različitih (obično većih) od planiranih. Ako se odstupanja dešavaju u periodu ekstremnih opterećenja (dnevni maksimum i minimum) mogu se pojaviti problemi u njihovom prevazilaženju. U periodima maksimalnih opterećenja, povećanje zahteva za snagom dovodi do angažovanja rezervnih kapaciteta.

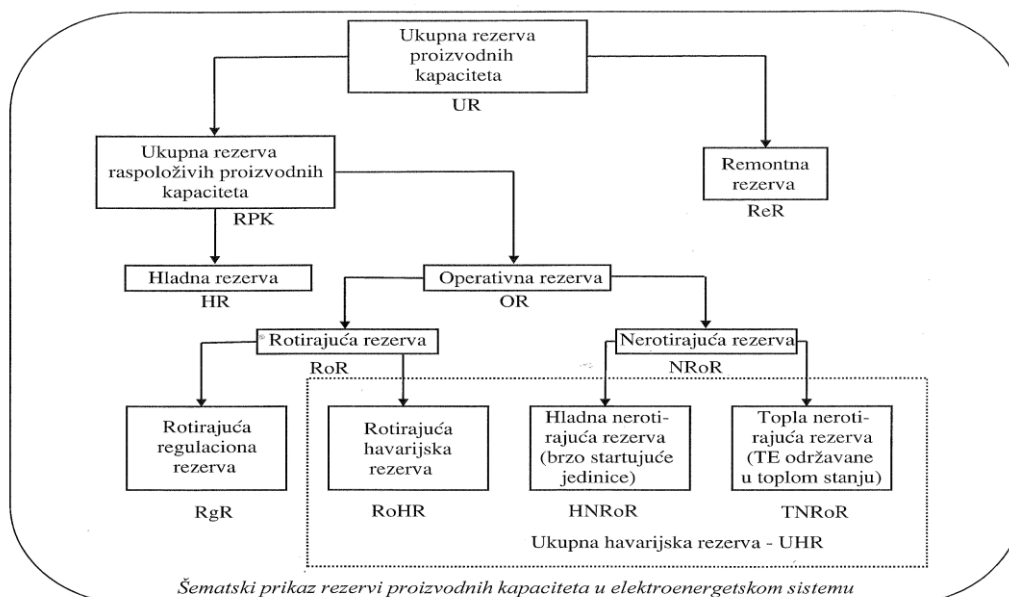
Raspoloživost proizvodnih kapaciteta zavisi od tehnologije proizvodnje električne energije. Različita je za hidroelektrane i termoelektrane (uključujući i

nuklearne) a isto tako i za pumno akumulaciona postrojenja i obnovljive izvore. Pri tome je raspoloživost obnovljivih izvora, zbog prirode primarnog energenta (vetar, sunce), značajno manja od raspoloživosti klasičnih izvora. Zajednička im je posledica, da zahtevaju dodatne proizvodne kapacitete u sistemu za prevazilaženje perioda u kome su neraspoloživi.[3] Ovi, dodatni, proizvodni kapaciteti formiraju rezervu sistema sa ciljem prevazilaženja neplaniranih događaja, ispada i promena opterećenja.

Sa razvojem sistema aspekt rezerve postaje sve bitniji za planiranje proizvodnih kapaciteta. Sve veće učešće termoagregata velikih snaga, sa nadkritičnim parametrima, kao i opredeljenje za korišćenjem energije iz obnovljivih izvora (vetar, sunce i sl.), zahteva veći nivo rezerve u sistemu. Pri tome ispadi termoagregata zahtevaju povećan nivo hladne, a obnovljivi izvori i hladne i operativne rezerve.

3. DEFINICIJA I PODELA REZERVE PROIZVODNIH KAPACITETA

Prema [4] pojam rezerve u proizvodnim kapacitetima odnosi se na razliku između instalisanih snaga generatora i stvarnog opterećenja elektroenergetskog sistema. Po svojoj prirodi i načinu korišćenja rezervni kapaciteti se međusobno mogu značajno razlikovati. Zajednička karakteristika im je da su oni osnovni faktor koji obezbeđuje pouzdanost rada sistema. Uobičajena podela rezerve sistema prikazana je na slici 1.



Slika 1. Uobičajena podela rezerve u elektroenergetskom sistemu

Činjenica da je za termoagregate potrebno obezbediti vreme za remont i negu svake godine (20 do 45 dana) uslovljava (ili može usloviti) potrebu za rezervnim kapacitetima u određenom iznosu. Taj nivo rezervnih kapaciteta predstavlja **remontnu rezervu (ReR)** i deo je **ukupne rezerve (UR)** sistema. Ostali deo rezerve, rezerva **raspoloživih proizvodnih kapaciteta (RPK)**, služi za pokrivanje svih nepredviđenih zastoja (ispadi, kvarovi i sl.) u proizvodnji. Uobičajena podela ove rezerve je na **operativnu (OR)** i **hladnu (HR)**.

Operativna rezerva se neposredno koristi u eksploataciji. Sastoji se iz **rotirajuće (RoR)** i **nerotirajuće (u mirovanju) (NRoR)** rezerve. **Hladnu rezervu** čine agregati koji su sposobni za rad ali nisu angažovani. To su, najčešće, stariji termoagregati. Koriste se pri dužem trajanju ispada radi oslobađanja i zamene operativne rezerve. Pretpostavka je da na deponiji imaju dovoljnu količinu uglja.

Funkciju hladne rezerve mogu imati i hidroelektrane sa sezonskom akumulacijom ukoliko raspolažu rezervama vode u bazenu i slobodnom snagom. Povoljnost ovih objekata ogleda se i u činjenici da se voda koristi i na nizvodnim stepenicama što povećava njen učinak. Smatra se da u razvijenim EES treba imati na raspolaganju u hladnoj rezervi snagu ne manju od 6-8% od godišnjeg maksimalnog opterećenja[3]. U Elektroprivredi Srbije nivo hladne rezerve se kreće između 10 i 15 procenata snage termoelektrana na pragu.

4 MESTO I ULOGA HIDROELEKTRANA U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU

Hidroelektrane imaju značajnu ulogu u pokrivanju potreba elektroenergetskog sistema. Generalno, definišući potrebe sistema kroz:

- pokrivanje potreba po energiji i snazi,
- obezbeđenje sistemskih usluga,
 - pokrivanje potreba u operativnoj i hladnoj rezervi,
 - praćenje dijagrama opterećenja sistema, i
 - rad sistema u vanrednim pogonskim situacijama,

moguće je sagledati ulogu i značaj hidroelektrana u svakoj navedenoj situaciji.

Osnovne karakteristike koje definišu ulogu hidroelektrane u elektroenergetskom sistemu i kvantifikuju njene efekte su:

- korisna zapremina akumulacije (V_k),
- raspoloživi pad

- instalisani protok i
- dužina dovoda.

Takođe bitna karakteristika je i položaj elektrane u slivu. Akumulacije (sezonske i veće) u gornjem toku imaju, sem sopstvenih efekata, i efekte na nizvodnim stepenicama. Da bi se ti efekti realizovali neophodan je i odgovarajući kapacitet opreme izražen veličinom instalisanog protoka.

Kod protočnih hidroelektrana (mala akumulacija, vreme pražnjenja akumulacije manje od dva sata) raspoloživa snaga je određena dotokom vode i raspoloživim padom. One nemaju mogućnost regulisanja pa se smeštaju u bazni deo dijagrama opterećenja.

Hidroelektrane sa bazenima za dnevno-sedmičnu regulaciju (bazeni čije je vreme pražnjenja veće od dva sata), u zavisnosti od veličine akumulacije i instalisanog protoka mogu vršiti regulaciju protoka tako da prate dnevni (ili sedmični) dijagram opterećenja sistema. Obzirom da im je promena pada zbog regulacije mala, praktično, uvek mogu dati maksimalnu snagu ali sa promenljivim trajanjem, zavisno od dotoka. Pri dotocima manjim od $\frac{3}{4}$ Qins sva energija im je varijabilna. Iz tih razloga one se angažuju prvenstveno u varijabilnom delu dijagrama opterećenja, praćenjem promena opterećenja, pokrivanjem vrhova dijagrama i učešćem u operativnoj rezervi sistema. Na taj način omogućavaju manje fleksibilnim agregatima (termoagregati na lignit velikih snaga) da rade u povoljnijim uslovima, tj. duže vreme i bez promene opterećenja. Treba imati u vidu i da se ovakve elektrane često nalaze nizvodno od velikih akumulacionih bazena pa koriste i njihove mogućnosti regulacije, naprimer u hladnoj rezervi sistema.

U redovnim pogonskim situacijama hidroelektrane sa sezonskim akumulacijama se angažuju prema pravilima pokrivanja dijagrama opterećenja sistema a zavisno od dotoka i realizovanog stanja akumulacionih bazena. Obim i način angažovanja vrši se na bazi rezultata posebnih optimizacionih analiza [5]. Van obima potrebnog za pokrivanje konzuma po energiji i snazi, elektrane sa sezonskim akumulacijama, prvenstveno obezbeđuju deo hladne rezerve sistema. Takođe, slobodnim kapacitetima, mogu obezbeđivati i potrebe remontne rezerve ukoliko za njom postoji potreba. Ukoliko takva potreba ne postoji, slobodni kapaciteti obezbeđuju rotirajuću rezervu sistema.

Hidroelektrane u kaskadi, najčešće, imaju vrlo malu (zanemarljivu) korisnu zapreminu bazena. U tom smislu

one su inertne i promena njihovog opterećenja uslovljena je promenom dotoka. One, međutim, zbog toga što nizvodni objekti svojim usporom potapaju donju vodu uzvodnih objekata, nemaju obavezu ispuštanja ekološki prihvatljivog protoka [2]. Tačnije tu obavezu ima samo najnižvodniji objekat.

Ukoliko se uzvodno, ili neposredno uzvodno, nalazi objekat sa mogućnošću regulacije dotoka (dnevnom, sedmičnom ili sezonskom), objekti u kaskadi koriste njegovu regulaciju i, suštinski, dobijaju njegove karakteristike fleksibilnosti i kvaliteta proizvedene energije. Oni imaju prirodu povećanja pada uzvodnog objekta. Na taj način, jednom uzvodnom regulacijom, ostvaruje se kvalitet i fleksibilnost na svim objektima nizvodno..

4.1. Pokrivanje potreba po energiji i snazi

Činjenica je da potrebe sistema u energiji i snazi ne koincidiraju sa hidrologijom (proticajima). Nasuprot, u periodima velikih potreba za energijom (jesen, zima) često se javljaju izrazito mali dotoci što dovodi do napregnutog rada sistema pa i do situacija kada se potrebe ne mogu pokriti sopstvenim proizvodnjom. Postojanje sezonskih akumulacija omogućava da se značajne količine vode (energije) prebace iz povodnja (proleće), kada su i potrebe smanjene, u jesen i zimu u cilju pokrivanja povećane potrošnje [6].

4.2. Pokrivanje potreba u operativnoj i hladnoj rezervi

Operativnu rezervu sistema uglavnom pokrivaju hidroelektrane sa bazenima za dnevnu i sedmičnu regulaciju. **Hladnu rezervu u sistemu obezbeđuju termoelektrane.** To proizilazi iz osnovne namene, pokrivanja dužih ispada agregata termoelektrana kada je, sem snage, potrebno obezbediti i energiju u rezervnim kapacitetima. Takvu funkciju **moгу imati i hidroelektrane sa bazenom dovoljnim za stokiranje potrebne energije, sezonske ili veće akumulacije.** Rezervacijom određene snage i akumulisane vode (energije), moguće je sanirati duži ispad agregata termoelektrana. Logično je pri tome obezbediti iskorišćavanje ove količine vode i na nizvodnim stepenicama. Nakon angažovanja (ispuštanja akumulisane vode), redukuje se proizvodnja hidroelektrane (na račun raspoložive energije termoelektrana) u cilju što bržeg obnavljanja stanja akumulacije za, eventualno, novo angažovanje. U tom

smislu, energiju za potrebe hladne rezerve, u suštini, obezbeđuju termoelektrane, ali u periodu kada njome raspoložu, a ne kada za njome postoji potreba. Akumulacione hidroelektrane obezbeđuju prostor za stokiranje te energije i kapacitete za njeno korišćenje. Tako se jednim akumulacionim prostorom i rezervisanim kapacitetom, može obezbediti višestruko korišćenje energije za potrebe hladne rezerve sistema. Postojanje nizvodnih hidroelektrana sa dovoljnim stepenom instalisanosti omogućava dodatnu proizvodnju i snagu na bazi regulisanog isticanja iz uzvodnih akumulacija. U tom smislu od značaja je dimenzionisati opremu (turbina, generator) tako da se iskoriste efekti uzvodnih akumulacija.

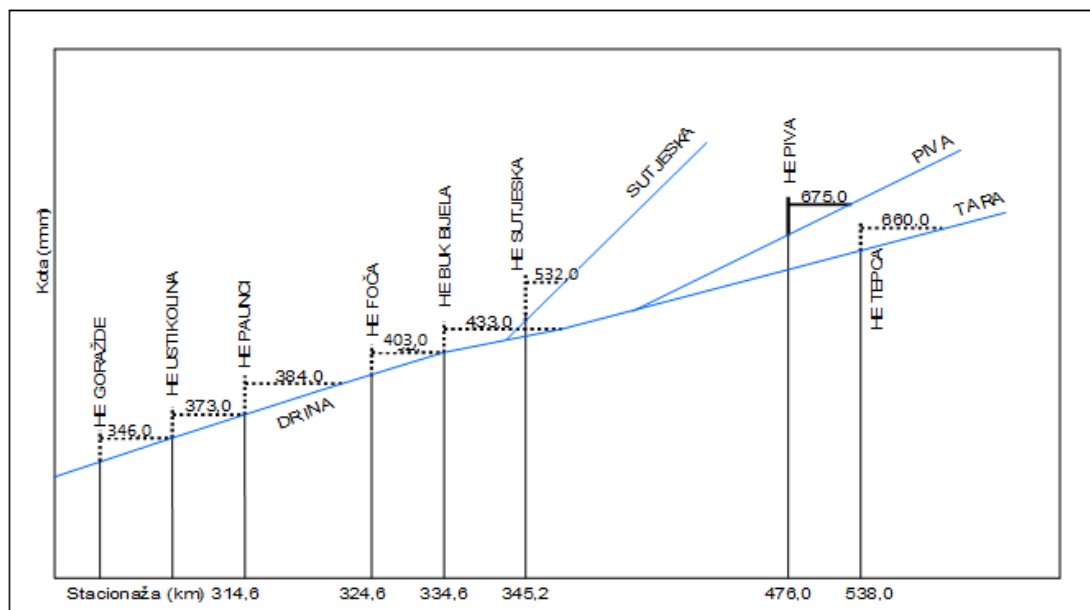
5. IZBOR INSTALISANOG PROTOKA HIDROELEKTRANE SA UZVODNIM SEZONSKIM AKUMULACIJAMA

U postupku izbora instalisanog protoka neophodno je sagledati i kvantifikovati sve efekte hidroelektrane u sistemu. Pored efekata u redovnom pokrivanju potreba po energiji i snazi, u ovom slučaju, radi se i o obezbeđenju dela sistemskih usluga. Učešće u operativnoj rezervi vezano je za karakteristike razmatrane hidroelektrane (ili kaskade). Učešće u remontnoj i hladnoj rezervi zavisi i od karakteristika uzvodnih sezonskih akumulacija. U tom smislu energetskim analizama treba obuhvatiti regulacione sposobnosti razmatrane elektrane i uzvodnih sezonskih akumulacija.

Ilustracija postupka prikazana je na hidroelektranama u gornjem toku Drine sa pritokama. Uvidom u aktuelno stanje projektne dokumentacije hidroenergetskih objekata u gornjem toku Drine [7] i uzvodno uočavaju se razlike u usvojenim vrednostima instalisanih protoka objekata koji, prema topologiji sliva i lokaciji, suštinski, predstavljaju objekte u kaskadi (slika 1.)

Na toku Drine uzvodno od HE Višegrad aktuelno projektno rešenje definiše sledeće objekte:

- HE Goražde (K.N.U.=346 m.n.m., $Q_{ins}=450 \text{ m}^3/\text{s}$),
- HE Sadba (K.N.U.=355 m.n.m., $Q_{ins}=450 \text{ m}^3/\text{s}$),
- HE Ustikolina (K.N.U.=373 m.n.m., $Q_{ins}=450 \text{ m}^3/\text{s}$),
- HE Paunci (K.N.U.=384 m.n.m., $Q_{ins}=450 \text{ m}^3/\text{s}$),,
- HE Foča, (K.N.U.=403 m.n.m., $Q_{ins}=350 \text{ m}^3/\text{s}$),i
- HE Buk Bijela (K.N.U.=433 m.n.m., $Q_{ins}=350 \text{ m}^3/\text{s}$),



Slika 2. Topološki prikaz objekata u gornjem toku Drine i pritokama

Uzvodno, na Pivi, je realizovana HE Piva sa korisnom zapreminom od $790 \times 10^6 \text{ m}^3$ i instalisanim protokom od $249 \text{ m}^3/\text{s}$. U projektu je HE Sutjeska sa korisnom zapreminom od $45 \times 10^6 \text{ m}^3$ i instalisanim protokom od $50 \text{ m}^3/\text{s}$. Na Tari, za sada nema realizovanih objekata, (odluka vlade Crne Gore) ali postoje projekti za HE Ljuticu sa korisnom zapreminom $316 \times 10^6 \text{ m}^3$ i instalisanim protokom od $200 \text{ m}^3/\text{s}$ i, alternativno, HE Tepca sa korisnom zapreminom od $960 \times 10^6 \text{ m}^3$ i instalisanim protokom od $245 \text{ m}^3/\text{s}$.

Obzirom na male (zanemarljive), mogućnosti regulacije vode u bazenima hidroelektrana nizvodno od Buk Bijele, a koje raspolažu padom od oko 50 m, i kod kojih nivo uspora (gornja voda) dopire ili delimično potapa donju vodu uzvodne stepenice, što čini kaskadu elektrana, detaljno je razmotrena mogućnosti regulacije proticaja i instalisani protok u HE Buk Bijela. Uvažavanjem svih efekata koji sistem kaskada na Gornjoj Drini može ostvariti u elektroenergetskom sistemu (ili na berzi) ostvaruje se realnije vrednovanje ovih objekata što daje bolje ekonomske parametre i povećava interes za njihovu realizaciju.

Potencijalne mogućnosti akumuliranja vode na uzvodnim vodotocima (Piva, Tara, Sutjeska), kao i očekivani porast potreba u rezervnim kapacitetima (veće učešće obnovljivih izvora, realizacija termoagregata velikih snaga i nadkritičnih parametara i sl.), ukazuju na značaj optimalnog dimenzionisanja HE Buk Bijela i HE Foča (kao kompenzacioni bazen). Realno

dimenzionisanje ova dva objekta ima pozitivan uticaj i na nizvodne objekte sve do akumulacije HE Višegrad.

Analize i proračuni su vršeni u elektroenergetskom sistemu Srbije. Za ovo postoje objektivni razlozi. Najpre, sistem Srbije je dovoljno veliki da se razmatrani objekti mogu iskazati. Takođe, sistem Srbije raspolaže i sa objektima sličnih karakteristika tako da analizirani objekti nisu favorizovani u odnosu na druga, alternativna, rešenja. I na kraju, veoma praktično, sistem Srbije raspolaže podlogama za odgovarajuće analize i proračune.

Obzirom na neregulisane odnose u elektroprivredi i nerazvijeno tržište električne energije, ali i na teškoće vezane za definisanje realne cene energije i snage po strukturi i u dužem vremenskom periodu, kriterijum za izbor optimalne varijante bio je maksimum relativne energetske vrednosti [2].

Iz dosadašnjih studija i projekata došlo se do zaključka da nema potrebe za analizom instalisanog protoka na HE Foča iznad $450 \text{ m}^3/\text{s}$ (ograničenje na profilu Foča-Klanica), i da nema potrebe za analizom instalisanog protoka na HE Buk Bijela iznad $500 \text{ m}^3/\text{s}$ (prostorno ograničenje).

Analiza je sprovedena za tri vremenska preseka (prva, peta i deseta godina eksploatacije). U okviru analize izvršena je simulacija prilike u elektroenergetskom sistemu izradom bilansa proizvodnje i potrošnje električne energije i alimentiranja opterećenja

smeštajući pojedine proizvodne kapacitete u odgovarajući deo dijagrama opterećenja. Analiza bilansa obuhvata i iskazuje efekte objekata u pokrivanju konzuma po energiji i snazi uvažavajući sezonske varijacije potrošnje i pokrivanje operativne rezerve sistema [6]. Primenjeni programski paket [1], iz razumljivih razloga (stohastička priroda ispada), ne obuhvata pokrivanje hladne rezerve sistema iz hidroelektrana. U tom smislu ni u iskazanim efektima ova vrsta rezerve nije sadržana.

Prema izrazu za energetska vrednost [2], potrebne veličine za njeno kvantifikovanje prikazane su u tabeli 1. Uobičajeni termini za ove veličine su, efekti po snazi (dP), efekti po troškovima goriva (dTRgor) i efekti po troškovima deficita (dTRdef). Razmatrane su tri varijante instalisanog protoka (350 m³/s, 450 m³/s i 500 m³/s a analizom je obuhvaćeno prvih deset godina eksploatacije. Energetski efekti HE Buk Bijela i HE Foča prikazani su u tabeli 1.

Tabela 1. Energetski efekt HE Buk Bijela i HE Foča

Varijante	Varijanta 350 m ³ /s			Varijanta 450 m ³ /s			Varijanta 500 m ³ /s		
	Godine ekspl.	Prva	Peta	Deseta.	Prva	Peta	Deseta.	Prva	Peta
dP (MW)	122,7	97,9	122,4	150,8	128,5	154,1	157,5	136,6	162,8
dTRgor. (EUR)	6,5	6,4	6,0	6,1	5,7	5,6	6,1	5,6	5,3
dTRdef. (EUR)	-0,8	-0,5	-0,6	-1,0	-0,7	-0,8	-1,1	-0,8	-0,9

Energetski efekti po snazi odnose se na raspoloživu snagu. Do podataka merodavnih za određivanje energetske vrednosti (snaga na generatoru) dolazi se uvažavajući faktore raspoloživosti (0,9) i sopstvene potrošnje (0,9).

Za potrebe određivanja energetske vrednosti usvojene su specifične investicije za termoelektrane na lignit u iznosu od 1.800 EUR/kW (sa odsumporavanjem) i godišnji ekvivalentni troškovi od 14 %, što je dalo godišnji nivo troškova od 252 EUR/kW. Sa ovim podacima je određena energetska vrednost svih varijanti. Energetski efekti po troškovima goriva dobijeni su

direktno iz rezultata bilansa (razlika bez i sa) kao i troškovi deficita [8]. Energetska vrednost HE Buk Bijela i HE Foča (EV), po varijantama i vremenskim presecima, prikazana je u tabeli 2.

Aktuelizacija energetske vrednosti izvršena je svođenjem na početak ulaganja sa diskontnom stopom od 6% što je uobičajeno za energetske objekte. Razmatran je životni vek od 30 godina (jedan vek osnovne opreme) smatrajući da aktuelizovane vrednosti iz daljeg perioda neće uticati na konačne zaključke. Rezultati proračuna prikazani su u tabeli 3.

Tabela 2. Energetska vrednost HE Buk Bijela i HE Foča (10⁶ EUR)

Varijante	Varijanta 350 m ³ /s			Varijanta 450 m ³ /s			Varijanta 500 m ³ /s		
	Godine	Prva	Peta.	Deseta.	Prva	Peta.	Deseta.	Prva	Peta.
EV (10 ⁶ EUR)	36,6	30,6	36,2	43,1	37,4	43,6	44,7	39,2	45,4

Tabela 3. Aktuelizovane energetske vrednosti HE Buk Bijela i HE Foča

Varijante	Varijanta 350 m ³ /s	Varijanta 450 m ³ /s	Varijanta 500 m ³ /s
EV (10 ⁶ EUR)	429,5	477,2	488,4

5.1 Investiciona vrednost i godišnji troškovi HE Buk Bijela i HE Foča

Potrebne investicije za realizaciju HE Buk Bijela i HE Foča preuzete su iz dokumentacije [7] i prikazane u tabeli 4.

Očigledan je relativno mali priraštaj investicija sa instalisanim protokom (reda 30 miliona EUR-a za 150 m³/s na HE Buk Bijela i 100 m³/s na HE Foča), što daje specifične investicije od 194.000 EUR/m³/s. Za varijantu obrađenu u idejnom projektu (350 m³/s)

specifične investicije iznose 720.000 EUR/m³/s. Ovako velika razlika, i ako se radi o proširivanju kapaciteta, potencijalno, ukazuje na mogućnost povećanja instalisanog protoka.

Za definisanje relativne energetske (ev) [2] vrednosti usvojeni su ekvivalentni godišnji troškovi (Th) na nivou 8% od ukupnih investionih vrednosti. Aktuelizovane vrednosti (Th), sa diskontom stopom od 6%, vekom trajanja objekta 30 godina i svedena na početnu godinu ulaganja prikazane su u tabeli 5.

5.2. Relativna energetska vrednost HE Buk Bijela i HE Foča

Na osnovu dobijenih rezultata za aktuelizovane energetske vrednosti razmatranih varijanti i

aktuelizovane vrednosti godišnjih troškova relativne energetske vrednosti (ev) varijanti prikazane su u tabeli 6 i na slici 3 [8]. Variran je opseg od 350 m³/s do 500 m³/s.

Tabela 4. Investiciona vrednost HE Buk Bijela i HE Foča (10⁶ EUR)

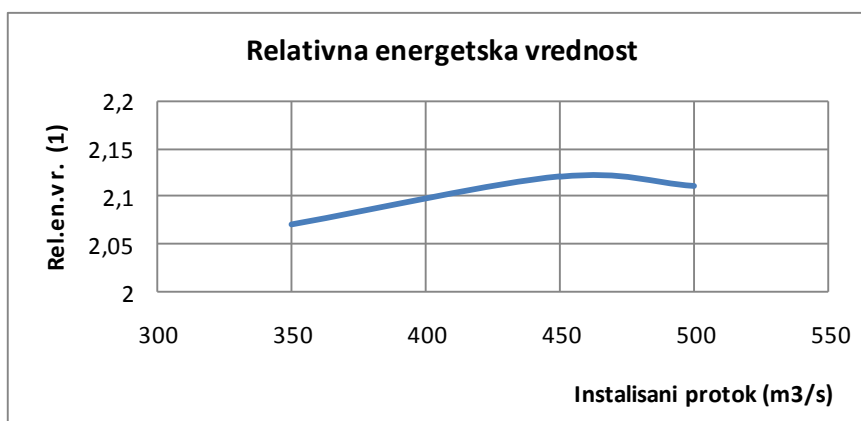
Q _{ins} (m ³ /s)	Buk Bijela	Foča	Ukupno
300	146,1	97,1	243,2
350	150,4	102,1	252,5
375	154,4	105,1	259,5
450	162,1	111,8	273,9
500	169,8	111,8	281,6

Tabela 5. Aktuelizovani troškovi HE Buk Bijela i HE Foča

Varijante	Varijanta 350 m ³ /s	Varijanta 450 m ³ /s	Varijanta 500 m ³ /s
Th (10 ⁶ EUR)	207,8	218,9	222,3

Tabela 6. Relativna energetska vrednost razmatranih varijanti

Varijante	Varijanta 350 m ³ /s	Varijanta 450 m ³ /s	Varijanta 500 m ³ /s
ev, (1)	2,07	2,12	2,11



Slika 3. Relativna energetska vrednost HE Buk Bijela i HE Foča

Iz prikazanih rezultata relativne energetske vrednosti uočava se maksimum u opsegu između 450 i 500 m³/s (470 m³/s). To bi, ujedno, bio i optimalni instalisani protok za Buk Bijelu bez uvažavanja njene mogućnosti u pokrivanju dela hladne rezerve sistema.

5.3. Obezbeđenje hladne rezerve

Učešće u obezbeđenju hladne rezerve sistema realizovano je stokiranjem vode u uzvodnim akumulacijama na pritokama. Ta količina vode (energija) nije raspoloživa za redovno pokrivanje potreba sistema. U tom smislu, tokom proračuna

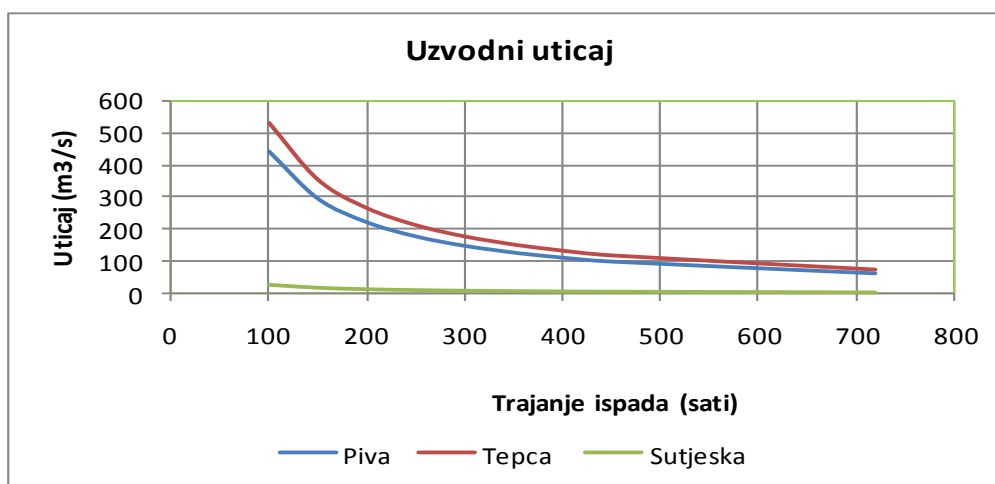
moguće proizvodnje vođeno je računa o minimalnim stanjima akumulacije imajući u vidu dva cilja:

- rezervu za slučaj raspada sistema u visini 10% korisne zapremine i
- hladnu rezervu u visini 20% korisne zapremine.

Ovo znači da je, nakon pokrivanja potreba sistema po energiji i snazi i obezbeđenja operativne rezerve, uz preliminarno obezbeđenje hladne rezerve u iznosu od 10 % angažovane snage termoagregata, u uzvodnim akumulacijama zadržano 20 % energije. Ova **energija je raspoloživa u svim hidrološkim situacijama i može**

zameniti deo hladne rezerve koji je obezbeđivan iz termoelektrana. To omogućava da se smanji rezerva u termoelektranama, što dovodi do smanjenja potrebnog nivoa izgradnje a time i do smanjenja stalnih troškova sistema [9].

Kako nije bilo moguće (u razumnom roku) doći do podataka o merodavnom neprekidnom trajanju ispada termoagregata, sračunato je **dodatno isticanje iz uzvodnih akumulacija (20 % korisne zapremine) za potrebe pokrivanja ispada termoagregata** u funkciji vremena trajanja ispada i prikazano na slici 3.



Slika 4. Promena uzvodnih uticaja sa vremenom trajanjem angažovanja

Za sadržaj akumulacija od 20% i nivo trajanja ispada od 20 dana i sa angažovanjem od 18 sati dnevno (360 sati neprekidno) dodatno isticanje iznosi:

- za Pivu: $790.000.000 \times 0,2/20/18/3600 = 122 \text{ m}^3/\text{s}$
- za Tepcu: $960.000.000 \times 0,2/20/18/3600 = 147 \text{ m}^3/\text{s}$
- za Sutjesku: $46.000.000 \times 0,2/20/18/3600 = 7 \text{ m}^3/\text{s}$

što ukupno daje $276 \text{ m}^3/\text{s}$. Sa smanjenjem trajanja ispada (što je češći slučaj) ovi uticaji rastu.

U cilju iskorišćenja stokirane vode (20%) na nizvodnim objektima **potrebno je obezbediti odgovarajući instalirani kapacitet turbina**, pa odatle i potreba da se izbor parametara nizvodnih objekata vrši uz uvažavanje uticaja uzvodnih akumulacija. Suštinski, ovo bi značilo da se na angažovanje elektrana u kritičnom periodu doda vanredno angažovanje uzvodnih akumulacija u cilju zamene ispalog termoagregata. Naravno, ukupno angažovanje ne može biti veće od maksimalne propusne moći turbina niti od maksimalne snage elektrana [9].

Uvažavajući činjenicu da već postoji mogućnost stokiranja vode u HE Piva i po tom osnovu obezbeđenje $122 \text{ m}^3/\text{s}$ dodatnog protoka nizvodno za potrebe pokrivanja dužih ispada termoagregata, značajno se prevazilazi ($470+122=592$) granična vrednost instaliranog protoka na HE Buk Bijela ($500 \text{ m}^3/\text{s}$). U

tom smislu optimalni instalirani protok na Buk Bijeloj iznosio bi $500 \text{ m}^3/\text{s}$ a na Foči $450 \text{ m}^3/\text{s}$ i oba su uslovljena neenergetskim ograničenjima.

5.4. Gasna termoelektrana kao alternativa u pokrivanju operativne hladne rezerve sistema

Za odluku o realizaciji objekata, pored izbora optimalnih parametara, neophodno je razmotriti i druga moguća rešenja. Konkretno, kao alternativa razmatranim objektima može se posmatrati gasna termoelektrana [9]. U odnosu na klasične termoelektrane gasna elektrana ima kraće vreme startovanja, veću brzinu promene opterećenja i raspolaže rezervom energije (u gasovodu ili stokiranu). Pored toga ona je investiciono jeftinija, vreme realizacije kraće a stepen iskorišćenja veći. Treba imati u vidu da im je vek trajanja kraći, gorivo značajno skuplje a godišnji troškovi, procentualno veći (ali u apsolutnim iznosima manji). Raspoloživost je, obzirom na tehnologiju i namenu, veća a sopstvena potrošnja manja. Tenički minimum je takođe vrlo nizak. Sve ovo omogućava njeno angažovanje i u operativnoj i u hladnoj rezervi sistema. Za analize u okviru ovog rada računato je sa sledećim parametrima gasne elektrane:

- Specifične investicije: $800 \text{ EUR}/\text{kW}$,

- Specifični troškovi goriva: 0,08 EUR/kWh,
- Stalni godišnji troškovi: 17 %,
- Sopstvena potrošnja: 5 %,
- Raspoloživost: 95 %.

Za hidroelektranu su uzeti samo parametri opreme koja je angažovana za potrebe rezerve. Obzirom da je bez angažovanja za potrebe rezerve instalisani protok iznosio 350 m³/s i na Buk Bijeloj i na Foči [7], razlika do optimalnih vrednosti (100, odnosno 150 m³/s) na konstruktivnim padovima hidroelektrana daje 42 MW. Ovom nivou snage odgovara investiciona vrednost od 22,2x10⁶ EUR, odnosno 528 EUR/kW. Već ovi podaci ukazuju na prednost rešenja sa hidroelektranom. Kompletna analiza koja je obuhvatila relativnu energetska vrednost obezbeđenja rezerve iz hidroelektrane posmatrajući gasnu elektranu kao alternativu.

Za analize u okviru ovog rada računato je sa sledećim parametrima hidroelektrane:

- Instalirana snaga: 42.5 MW,
- Specifične investicije: 528 EUR/kW,
- Stalni godišnji troškovi: 12 %, (troškovi opreme)

Energetski efekti angažovanja hidroelektrane određeni su iz predhodnih proračuna (42.5 MW), dok efekti po troškovima redukcija ne postoje. Efekti po troškovima goriva sračunati su na bazi jednog pražnjenja uzvodnih akumulacija sa snagom od 42.5 MW na razmatranim objektima u trajanju od 360 sati (42.5 x 360=15.3 GWh), što sa cenom od 0,02 EUR/kWh (troškovi goriva skupljih termoelektrana) daje 306.000 EUR godišnje. Troškovi goriva za istu proizvodnju u gasnoj elektrani iznose 1.224.000 EUR godišnje. Razlika troškova u iznosu od 918.000 E predstavlja efekte hidroelektrana po troškovima goriva.

Aktuelizacija energetske efekata sistemskih usluga na hidroelektranama Buk Bijela i Foča poređenjem sa gasnom termoelektranom dala je relativnu energetska vrednost u iznosu, **ev=2,72**. **Ova vrednost ukazuje da je angažovanje hidroelektrana Buk Bijela i Foča u obezbeđenju rezerve sistema značajno povoljnije od gasnih elektrana.**

6. ZAKLJUČAK

Iz raspoložive tehničke dokumentacije uočava se da je, zbog prostornih ograničenja, maksimalna vrednost

instalisanog proticaja **HE Buk Bijela ograničena na 500 m³/s**. Na HE Foča, iz ekoloških razloga, maksimalni instalisani protok je **ograničen na 450 m³/s**. Ova ograničenja su poštovana tokom analiza i proračuna u ovom radu. Imajući to u vidu, a na osnovu analiza i proračuna u okviru ovog rada, uvažavajući osnovne energetske parametre razmatranih objekata i uzvodnih sezonskih akumulacija, može se zaključiti:

- **Režim rada cele kaskade treba da bude usaglašen, što znači usaglašeno planiranje i eksploatacija.**
- **Uzvodne sezonske akumulacije bi vršile sezonsku regulaciju i obezbeđivale energiju (vodu) za potrebe hladne rezerve.**
- **U Buk Bijeloj bi se vršila dnevna regulacija isticanja a HE Foča bi kompenzovala nizvodne varijacije nivoa.**
- **Uzvodne sezonske akumulacije mogu obezbediti veći nivo hladne rezerve od onog koji se može valorizovati na HE Buk Bijela i HE Foča.**
- **Ekstrem (maksimum) relativne energetske vrednosti ne postiže se za razmatrane vrednosti instalisanog proticaja.**
- **U tom smislu optimalni instalisani proticaj je maksimalni mogući na ovim profilima (HE Buk Bijela 500 a HE Foča 450 m³/s).**
- **U poređenju sa gasnom termoelektranom, obezbeđenje rezerve je ekonomski povoljnije u HE Buk Bijela i HE Foča.**

Imajući u vidu izvedene zaključke može se konstatovati da je u okviru ovog rada **definisani instalisani protok HE Buk Bijela i HE Foča imajući u vidu uticaje sopstvene i uzvodnih akumulacija na povećanje operativne i hladne rezerve sistema. Pokazana je ekonomska opravdanost realizacije objekata i njihova prednost u odnosu na alternativna rešenja (gasna termoelektrana).**

LITERATURA:

- [1] Metodologija za određivanje energetske ekonomske opravdanosti i redosleda izgradnje novih elektrana u okviru ZEP-a, Energoprojekt, 1978.
- [2] Đorđević, B. (1995): Hidroenergetsko korišćenje voda, Građevinski fakultet, Beograd

- [3] Škokljev, I. (2000): Planiranje elektroenergetskih sistema, Elektrotehnički fakultet, Beograd
- [4] Stefanov, P. (2004): Eksploatacija elektroenergetskih sistema, Predavanja na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu
- [5] Grupa autora, Energoprojekt (1992): Moguća proizvodnja hidroelektrana u Srbiji, Energoprojekt.
- [6] Požar, H. (1983): Snaga i energija u elektroenergetskim sistemima, IE, Zagreb.
- [7] Idejni projekat sa hidrauličkim modelom i Studijom opravdanosti za HE Buk Bijela i HE Foča, STUCKY BALKANS, Beograd 2011.
- [8] Milić, M. (2014): Određivanje instalisanog protoka hidroenergetskih objekata na gornjem slivu reke Drine, Građevinski fakultet, Beograd, diplomski rad.
- [9] Milić, Č. (2015): Izbor optimalnih parametara hidroelektrane sa stanovišta obezbeđenja potrebnog nivoa rezerve u sistemu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2015, master rad.

DIMENSIONING OF HYDRO POWER PLANTS WITH THE EFFECT OF UPSTREAM LARGE WATER STORAGE RESERVOIRS

by

Slobodan MILIĆ¹⁾ Marija MILIĆ²⁾ Čedomir MILIĆ³⁾

¹⁾ ENERGOPROJEKT - ENTEL ²⁾ ENERGOPROJEKT – HIDROINŽENJERING, Beograd

³⁾ SAOBRAĆAJNA TEHNIČKA ŠKOLA, Zemun

Summary

An important role of the hydro power plants (HPPs), in addition to energy generation, is providing of the system services. Depending on the main energy characteristics, the hydro power plants can participate in frequency-output control, as well as in all forms of the system reserve. Basis for all these activities is presence of the active storage capacity of the reservoir area within which the water reserves would be controlled in accordance with the requirements of the electric-power system, as well as the sufficient capacity of the equipment (turbine, generator). Large upstream reservoirs (seasonal or larger reservoirs), in addition to participation in the operating reserve, can also provide a part of the needs in overhauling or cold reserve. A particular advantage in this respect is possibility that

the downstream HPPs (if they have free capacities available) can participate in satisfying these needs, but without participation of their own reservoirs. Thereby, the effect of upstream reservoirs is being increased, as well as the effect of the installed capacity of the downstream facilities. All these facts lead to more adequate valuation of the downstream HPPs as well, increasing thereby an interest for their implementation. This also results in reduction of the needs for implementation of the thermal power plants, which leads to reduction of the permanent costs of the system.

Key words: hydro power plants (HPP), water storage reservoir, regulation of HPP, frequency – output control, reserve of the electric power system

Redigovano 5.11.2018.