



ŠTUDIJA

št. 2043

***Metodološka izhodišča za pripravo določanja
cen in zagotavljanja sistemskih storitev v
skladu s 74. členom EZ-1***

Ljubljana, januar 2015

Naslov: **Metodološka izhodišča za pripravo določanja cen in zagotavljanja sistemskih storitev v skladu s 74. členom EZ-1**

Vrsta dokumentacije: **Študija**

Naročnik: **Agencija za energijo**
Strossmayerjeva ulica 30
2000 Maribor

Predstavnik naročnika: **Bojan Kuzmič, univ. dipl. inž. el.**

Izvajalec: **ELEK d.o.o.**
Koprska ulica 88
1000 Ljubljana

Odgovorni vodja projekta: **mag. Zvone Košnjek, univ. dipl. inž. el.**

Sodelavci (ELEK): **dr. Miroslav Bugeza, univ. dipl. inž. el.**
Damijan Kopše, univ. dipl. inž. el.

Soizvajalec: **ENERGORA d.o.o.**
Kotnikova ulica 5
1000 Ljubljana

Odgovorna oseba soizvajalca: **Gorazd Skubin, univ. dipl. inž. el.**

Direktor:
mag. Zvone Košnjek, univ. dipl. inž. el.

Podpis:

Datum: 31. 1. 2015

ODGOVORNOST IZVAJALCEV PRI IZDELAVI POSAMEZNIH POGLAVIJ ŠTUDIJE »Metodološka izhodišča za pripravo določanja cen in zagotavljanja sistemskih storitev v skladu s 74. členom EZ-1«

Poglavje študije	Avtorji
1. Uvod in predstavitev problematike	ELEK in ENERGORA
2. Opredelitev postopka in faznosti posameznih aktivnosti za določitev cen	ENERGORA
3. Opredelitev posameznih sistemskih storitev	ELEK
4. Analiza obstoječega stanja	ELEK
5. Sekundarna regulacija delovne moči	ELEK
6. Terciarna regulacija delovne moči	ELEK (razen podpoglavje 6.3 ENERGORA)
7. Zagon agregata brez zunanjega napajanja	ELEK (razen podpoglavje 7.4 ENERGORA)
8. Regulacija napetosti	ELEK (razen podpoglavje 8.3 ENERGORA)
9. Zaključek	ELEK

KAZALO VSEBINE

KAZALO SLIK	III
KAZALO TABEL	IV
SEZNAM UPORABLJENIH KRATIC	V
1 UVOD IN PREDSTAVITEV PROBLEMATIKE	1
2 OPREDELITEV POSTOPKA IN FAZNOSTI POSAMEZNIH AKTIVNOSTI ZA DOLOČITEV CEN	2
3 OPREDELITEV POSAMEZNIH SISTEMSKIH STORITEV	6
3.1 SEKUNDARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI	7
3.2 TERCIARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI	8
3.3 ZAGON AGREGATA BREZ ZUNANJEGA NAPAJANJA	8
3.4 REGULACIJA NAPETOSTI	8
4 ANALIZA OBSTOJEČEGA STANJA	11
5 SEKUNDARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI	13
5.1 IZHODIŠČA	13
5.2 LETNI STALNI STROŠEK ZA ZAGOTAVLJANJE SEKUNDARNE REGULACIJE	17
5.2.1 <i>Stalni strošek premogovno-parnih elektrarn, plinsko-parnih elektrarn in hidroelektrarn</i>	17
5.3 STROŠKI OBRATOVANJA IN VZDRŽEVANJA	18
5.3.1 <i>Stroški obratovanja</i>	18
5.3.1.1 Parna termoelektrarna na premogov prah	18
5.3.1.2 Plinsko-parna elektrarna na zemeljski plin	23
5.3.1.3 Nizko- in srednje-tlačne hidroelektrarne	25
5.3.2 <i>Stroški vzdrževanja</i>	29
5.3.2.1 Del stroškov vzdrževanja premogovne parne elektrarne zaradi delovanja v sekundarni regulaciji	29
5.3.2.2 Del stroškov vzdrževanja PPE zaradi delovanja v sekundarni regulaciji	30
5.3.2.3 Del stroškov vzdrževanja HE zaradi delovanja v sekundarni regulaciji	30
5.4 OPORTUNITETNI STROŠKI ELEKTRARN ZARADI SODELOVANJA V SEKUNDARNI REGULACIJI	31
5.4.1 <i>Oportunitetni strošek termoelektrarn</i>	31
5.4.1.1 Stroškovna analiza prvega primera	32
5.4.1.2 Stroškovna analiza drugega primera	33
5.4.1.3 Stroškovna analiza tretjega primera	33
5.4.2 <i>Oportunitetni strošek hidroelektrarn</i>	34
5.4.2.1 Analiza nastalega oportunitetnega stroška	35
5.5 LETNO POVPREČENJE STROŠKOV, KI SO VEZANI NA ČAS OBRATOVANJA	35
5.6 OPREDELITEV UTEŽNIH FAKTORJEV ZA DOLOČITEV DELEŽA POSAMEZNE TEHNOLOGIJE	36
6 TERCIARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI	37
6.1 OPREDELITEV RELEVANTNIH PROIZVODNIH TEHNOLOGIJ	37
6.1.1 <i>Prilagajanje odjema</i>	37
6.2 OPREDELITEV STROŠKOVNIH POSTAVK	39
6.2.1 <i>Letni strošek investicije</i>	40
6.2.1.1 Plinska turbina v odprtem ciklu	40
6.2.1.2 Črpalna elektrarna	41
6.2.2 <i>Stroški vzdrževanja</i>	41
6.2.2.1 Plinska turbina	41
6.2.2.2 Črpalna elektrarna	42

6.2.3	<i>Stroški obratovanja</i>	42
6.2.3.1	Plinska turbina	42
6.2.3.2	Črpalna elektrarna	44
6.2.4	<i>Ostali stroški neodvisni od obratovanja</i>	46
6.2.4.1	Plinska turbina	46
6.3	OMEJITVE PRI IZVAJANJU NEGATIVNE TERCIARNE REGULACIJE DELOVNE MOČI.....	46
7	ZAGON AGREGATA BREZ ZUNANJEGA NAPAJANJA	48
7.1	OPREDELITEV RELEVANTNIH PROIZVODNIH TEHNOLOGIJ.....	48
7.1.1	<i>Hidroelektrarne</i>	49
7.1.2	<i>Termoelektrarne (plinska tehnologija)</i>	50
7.2	ANALIZA AKTIVACIJ V PRETEKLEM OBDOBJU IN OCENA VERJETNOSTI AKTIVACIJ	51
7.3	OPREDELITEV STROŠKOVNIH POSTAVK.....	53
7.3.1	<i>Letni investicijski strošek</i>	54
7.3.1.1	Plinska turbina primarno namenjena BS	55
7.3.1.2	Oprema za BS v hidroelektrarni	55
7.3.2	<i>Stroški obratovanja in vzdrževanja</i>	56
7.3.2.1	Plinska turbina primarno namenjena BS	56
7.3.2.2	Hidroelektrarna	57
7.3.3	<i>Stroški nakupa in hranjenja goriva</i>	58
7.3.4	<i>Stroški periodičnih preizkusov</i>	59
7.3.4.1	Plinska turbina primarno namenjena BS	59
7.3.4.2	Hidroelektrarna	60
7.3.5	<i>Strošek zagotavljanja BS</i>	61
7.4	SPECIFIČNOST ZAGOTAVLJANJA STORITVE.....	61
7.4.1	<i>Prenosno omrežje 220/400 kV Slovenije in povezava z ostalimi sistemi</i>	61
7.4.2	<i>Osrednja Slovenija</i>	62
7.4.3	<i>Dolenjska, Bela Krajina in Posavje</i>	62
7.4.4	<i>Primorska</i>	63
7.4.5	<i>Zgornja in spodnja savinjska dolina</i>	63
7.4.6	<i>Gorenjska</i>	63
7.4.7	<i>Štajerska, Koroška in Prekmurje</i>	64
8	REGULACIJA NAPETOSTI.....	65
8.1	OPREDELITEV RELEVANTNIH PROIZVODNIH TEHNOLOGIJ.....	65
8.1.1	<i>Hidroelektrarne</i>	66
8.1.2	<i>Termoelektrarne</i>	68
8.2	OPREDELITEV STROŠKOVNIH POSTAVK.....	69
8.2.1	<i>Obratovalni stroški</i>	69
8.2.2	<i>Ostalo (vidik stroškov zaradi prilagoditve obratovalnega diagrama)</i>	72
8.3	SPECIFIČNOST ZAGOTAVLJANJA STORITVE.....	73
9	ZAKLJUČEK.....	74
10	LITERATURA.....	75

KAZALO SLIK

Slika 1: Dnevni diagram obremenitve	13
Slika 2: Prikaz sekundarnega regulacijskega območja, regulacijske rezerve in regulacijske moči za razbremenjevanje	14
Slika 3: Spreminjanje trenutne obremenitve proizvodnega objekta, ki sodeluje v sekundarni regulaciji s pojasnilom	14
Slika 4: Letni histogram obremenitve parne premogove elektrarne	19
Slika 5: Potek specifične porabe toplote v odvisnosti od obremenitve ter sodelovanja v sekundarni regulaciji.....	20
Slika 6: Odvisnost izkoristka kotla od obremenitve in sodelovanja v sekundarni regulaciji	21
Slika 7: Letni histogram obremenitve PPE.....	24
Slika 8: Potek specifične porabe toplote pri PT in PPE kot celoti glede na obremenitev in sodelovanje objekta v sekundarni regulaciji	24
Slika 9: Letna histograma obremenitve srednjetačne (levo) in nizkotlačne (desno) HE	26
Slika 10: Izkoristki pri različnih vrstah vodnih turbin v odvisnosti od obremenitve	28
Slika 11: Oportunitetni stroški ob zagotavljanju sekundarne regulacije v TE.....	32
Slika 12: Oportunitetni strošek HE v primeru sodelovanja v sekundarni regulaciji	34
Slika 13: Zemljevid aktivnosti na področju prilagajanja odjema v Evropi (2013-2014) [9]	38
Slika 14: Obratovalne omejitve ČE pri zagotavljanju TRR.....	45
Slika 15: Zagon plinske turbine	51
Slika 16: Meje obratovalnega diagrama generatorja.....	65
Slika 17: Tipični obratovalni diagram generatorja z izraženimi poli.....	67
Slika 18: Tipični obratovalni diagram turbo-generatorja	68
Slika 19: Obratovalni stroški zaradi izgub pri regulaciji napetosti	71
Slika 20: Obratovalni stroški zaradi spremembe delovne moči pri regulaciji napetosti	72

KAZALO TABEL

Tabela 1: Stroški elektrarn zaradi izvajanja sekundarne regulacije.....	16
Tabela 2: Stroški elektrarn zaradi izvajanja terciarne regulacije	39
Tabela 3: Nekateri največji razpadi EES po svetu v zadnjih letih	52
Tabela 4: Letni stroški elektrarn zaradi zagotavljanja sistemske storitve zagon agregata brez zunanjega napajanja	54

SEZNAM UPORABLJENIH KRATIC

AGC	samodejno prilagajanje proizvodnje (angl. automatic generation control)
BS	zagon agregata brez zunanje napajanja (angl. black start)
CRF	faktor povrnitve kapitala (angl. capital recovery factor)
ČE	črpalna elektrarna
DA	dizel agregat
EES	elektroenergetski sistem
ENTSO-E	evropsko združenje sistemskih operaterjev prenosnega električnega omrežja (angl. The European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EOH	ekvivalentne obratovalne ure
EVORP	enote za vodenje odjema in razpršene proizvodnje
EZ	Energetski zakon
FACTS	naprave za krmiljenje pretokov moči v omrežju (angl. flexible alternating current transmission systems)
HE	hidroelektrarna
KOEL	kurilno olje ekstra lahko (po SIST 1011)
LR	lastna poraba
NDE	nedobavljena električna energija
NEK	Nuklearna elektrarna Krško
PB	plinski blok
PE	plinska elektrarna
PPE	plinsko-parna elektrarna
PT	plinska turbina
SONPO	Sistemska obratovalna navodila prenosnega omrežja električne energije
SOPO	sistemski operater prenosnega omrežja električne energije
SRM	sekundarna regulacijska moč
SRO	sekundarno regulacijsko območje
SRR	sekundarna regulacijska rezerva
TE	termoelektrarna
TEB	Termoelektrarna Brestanica
TEŠ	Termoelektrarna Šoštanj
TET	Termoelektrarna Trbovlje
TRR	terciarna regulacijska rezerva
WACC	uteženi povprečni strošek kapitala (angl. weighted average cost of capital)
ZP	zemeljski plin

1 UVOD IN PREDSTAVITEV PROBLEMATIKE

Energetski zakon (EZ-1 [1]), kot krovni dokument na področju slovenskih energetskih predpisov, med drugim obravnava tudi področje zagotavljanja sistemskih storitev. Sistemske storitve so podrobneje opredeljene v Sistemskih obratovalnih navodilih prenosnega omrežja (SONPO, [2]), kjer je določeno, da je za sistemske storitve zadolžen sistemski operater prenosnega omrežja (SOPO), ki zagotovi ustrezne količine sistemskih storitev. V 74. členu EZ-1 je zapisano, da v primeru, ko SOPO na trgu ne uspe zagotoviti zadostnih sistemskih storitev ali če jih ne uspe nabaviti pod konkurenčnimi pogoji, lahko Agencija za energijo (v nadaljevanju agencija) na zahtevo sistema operaterja brez poseganja v sklenjene pogodbe o dobavi z odločbo naloži enemu ali več proizvajalcem ali odjemalcem elektrike, ki lahko glede na tehnična in ekonomska merila pod najugodnejšimi pogoji ponudijo ustrezne količine sistemskih storitev naj nemudoma sklenejo pogodbo za zagotavljanje sistemskih storitev s sistemskim operaterjem.

Četrty odstavek 74. člena EZ-1 nalaga agenciji, da v obliki splošnega akta pripravi in izda metodologijo določanja cen sistemskih storitev. Vsebina metodologije mora omogočiti, da agencija na pregleden in jasen način določi osnovne parametre in postopke določanja cen sistemskih storitev, način izbire izvajalca, ki bo na podlagi odločbe agencije izvajal naloge zagotavljanja določene sistemske storitve za sistema operaterja in analiza pogojev, ko na trgu sistemskih storitev ni zadostnih ponudb.

Na popolnem trgu je udeležencev dovolj, tako da nobeden od njih ne nadzira večjega dela ponudbe. Udeleženci, ki postavljajo višje oz. nižje cene od tržnih so preprosto prezrti, saj jih nadomestijo ostalo ponudniki. Na ta način dosežemo popolno konkurenčnost, ki vodi do tega, da se stroški proizvodnje izenačijo z vrednostjo dobrin za kupce. Na trgu sistemskih storitev je takšne razmere težko doseči, saj je nabor ponudnikov omejen, poleg tega pa so sistemske storitve bolj ali manj geografsko omejene. Poseg agencije na trg bi bil potreben, ko je povpraševanje po sistemskih storitvah večje od ponudbe oz. v primeru, ko so ponudbe oblikovane na nekonkurenčnem trgu. Ne glede na vrsto navedene situacije je potrebno SOPO omogočiti zagotavljanje sistemskih storitev s strani ponudnikov, ki jih bo določila agencija na podlagi 74. člena EZ-1 in ob tem določila tudi ceno posameznih sistemskih storitev. EZ-1 v tem primeru nalaga agenciji določanje cen sistemskih storitev po principu dejanskih stroškov vključno s primerno stopnjo donosnosti naložbe glede na vložena sredstva, pri čemer upošteva s tem povezana tveganja.

V študiji je podan predlog metodologije za določitev stroškov posamezne sistemske storitve, za katere so opredeljene vse bistvene stroškovne postavke. Metodologija je določena glede na razmere v slovenskem EES in primerljiva s trendi, ki se pojavljajo na trgih v regiji.

2 OPREDELITEV POSTOPKA IN FAZNOSTI POSAMEZNIH AKTIVNOSTI ZA DOLOČITEV CEN

Trgovanje z električno energijo na vseh organiziranih trgih v EU in širše temelji na principu izravnave med ponudbo in povpraševanjem. Poenostavljeno lahko trgovanje z električno energijo opišemo na sledeče. Na eni strani se oblikuje krivulja ponudbe (proizvajalci električne energije), na drugi strani krivulja porabe električne energije. Če so normalne tržne razmere in je ponudbena krivulja višja kot porabniška, potem je presečna točka med obema krivuljama določena z zadnjo ponudbo s strani proizvajalca električne energije, ki je še sprejeta. Tak proizvajalec je v tem primeru mejni (zadnji sprejeti) proizvajalec, ki je bil vključen in sprejet v procesu trgovanja. Ponudbena cena mejnega proizvajalca je merodajna za vse ponudnike (vsi dobijo plačilo po ceni zadnjega sprejetega ponudnika), čeprav so bile njihove ponudbene cene nižje. Opisani poenostavljeni postopek poteka v časovnih periodah in po navadi v normalnih tržnih razmerah, ko je dovolj ponudbe, oziroma je ponudba večja kot je poraba električne energije.

Trguje se lahko z različnimi produkti, od električne energije do posameznih sistemskih storitev.

Zgoraj opisan princip trgovanja z električno energijo v popolnosti velja za likvidne trge. Situacija pa se bistveno spremeni, če posamezen trg ni dovolj likviden. Likvidnost posameznega trga pa je definirana z dovolj veliko ponudbo posameznega energenta, ki kupcu omogoča izbiro. Tak primer vsekakor obstaja na sorazmerno zelo majhnem slovenskem trgu v segmentu sistemskih storitev. Zaradi specifičnosti trga sistemski operater na žalost nima na voljo večje izbire ponudnikov, ki bi zagotavljali likviden trg sistemskih storitev. Zaradi tega prihaja do nesorazmerij med ponudbo in povpraševanjem.

Novi energetske zakon v 74. Členu obravnava primer, da sistemskemu operaterju na trgu s sistemskimi storitvami ni uspelo zagotoviti zadostne ponudbe, kar pomeni, da je nastalo tržno nesorazmerje in je povpraševanje višje od ponudbe. Iz tega izhaja, da bi potencialni ponudniki sistemskih storitev zelo težko bili angažirani na podlagi stroškovnega modela, ampak bi vsekakor uveljavljali višje stroške. Te pa bi bilo zelo težko nadzirati oziroma dokazovati nasprotno.

V taki situaciji se pojavi vprašanje, kako določiti ceno sistemskih storitev v primeru nezadostne ponudbe. Energetske zakon v tem primeru nalaga Agenciji za energijo ugotavljanje cene sistemskih storitev po principu dejanskih stroškov. Ugotovljena cena se nato uporabi pri obračunu stroškov sistemskih storitev sistemskega operaterja. Tu pa se pojavi vrsta dilem:

- Kako priti do podatkov o dejanskih stroških proizvajalcev, ki skladno z Energetskim zakonom opravljajo tržno in ne regulirane dejavnosti?
- Kakšen princip izračuna bo uporabljen, itd.?
- Ali se obračuna jalova energija in kako?
- Kakšen princip obračuna sekundarne regulacije naj se uporabi?

Agencija za energijo ima skladno z novim EZ-1 sicer možnost podatke o stroških proizvajalcev zahtevati tudi od izvajalcev tržne dejavnosti, vendar pa bi bila v vsakem primeru kakovost teh podatkov vprašljiva. Poleg tega pa je to določilo zakona v popolnem nasprotju z osnovami deregulacije in prostega trga. Po tej teoriji naj bi Agencija nadzirala samo regulirani del.

Energetski zakon EZ-1 je logično nadaljevanje oziroma razvoj prejšnjih energetskih zakonov, ki so uvedli deregulacijo energetskega sektorja. Osnovni princip deregulacije energetskega sektorja je delitev posameznih energetskih subjektov na tržne in netržne. Med netržne subjekte spadajo predvsem sistemski operaterji prenosnih in distribucijskih omrežij in market operatorji, medtem ko med tržne dejavnike spada proizvodnja električne energije in prodaja končnim odjemalcem. Netržni subjekti morajo podrobno poročati Agenciji za energijo o vseh stroških, ki so vezani na izvajanje netržne oziroma regulirane dejavnosti. Nasprotno pa vsem tržnim subjektom ni potrebno poročati o stroških, ki so vezani na izvajanje netržne dejavnosti, ampak se prosto odločajo, kako bodo nastopali na energetskih trgih. Subjekti, ki nastopajo na vseh trgih vključno trgu sistemskih storitev imajo v svojem proizvodnem parku načeloma več različnih proizvodnih enot. Nekatere od teh enot so dejansko najbolj primerne za izvajanje sistemskih storitev, vendar pa se lastnik proizvodne enote prosto odloča, ali bo proizvodne zmogljivosti prodal na enem izmed prostih trgov ali na trgu sistemskih storitev. Za lastnika proizvodnih zmogljivosti pa niso pomembni stroški posamezne enote ampak stroški celotnega proizvodnega parka. Zaradi tega bi predstavljal zelo velik problem pridobivanje uporabnih podatkov posamezne proizvodne enote, ki je v proizvodnem parke enega izmed proizvodnih podjetij. Tak primer je hidroagregat na eni izmed elektrarn na reki Dravi, ki je primeren za vključitev v sekundarno regulacijo, vendar je vključen v celotni proizvodni park skupine HSE.

V odvisnosti od narave njihovih proizvodnih enot ali narave odjemnega portfelja, se lahko ti subjekti odločajo za delovanje na več trgih istočasno. Odločajo se na podlagi ponudb, ki jih dobijo iz različnih trgov. Konkretno se tako lahko proizvajalec električne energije odloči, da bo prodal določeno električno energijo, ki jo bo proizvedla njegova enota, na dolgoročnem, kratkoročnem trgu ali pa se bo odločil prodati energijo za izvajanje sekundarne regulacije sistemskemu operaterju. Vsako tako odločitev bo proizvajalec izvedel na podlagi primerjave obeh ponudb.

Iz tega izhaja, da lastnik posameznega proizvodnega objekta lahko velikost razpoložljive moči razporeja med različne prodajne produkte na obeh trgih. Na trgu sistemskih storitev je zagotavljanje rezervne moči za primarno regulacijo delovne energije mandatorna obveznost vsakega proizvodnega objekta v EES. Odločitve o nadaljnji razporeditvi moči na posamezne produkte trga sistemskih storitev pa so odvisne od tehnoloških zmožnosti, možnega plasmaja ter višine zaslužka. Objekt poleg obveznega lahko zagotavlja tudi rezervno moč za sekundarno regulacijo in (ali) rezervno moč za terciarno regulacijo, vse to vpliva na razporeditev moči ter tudi ostalih storitev; kot so breznepetostni zagon agregata, sodelovanje v regulaciji jalove energije, kar v normalnih razmerah ne vpliva na razporeditev moči, vpliva pa na skupni zaslužek.

Preostanek razpoložljive moči se proda na trgu z električno energijo. So pa tudi proizvodni objekti, ki celotno razpoložljivo moč namenjajo trgu sistemskih storitev ali obratno.

Seveda pa je naloga Agencije za energijo oziroma drugih morebitnih regulatornih organov v tem, da pravilno in pravočasno ukrepa v primerih anomalij na trgih z električno energijo. Ukrepa pa lahko z določanjem takih metodologij, ki bodo likvidnost nelikvidnih trgov izboljšale. Med take trge vsekakor spada tudi trg sistemskih storitev. Ob izbiri pravih metodologij, bo na razpolago vedno dovolj

ponudbe za nemoteno delovanje vseh segmentov trga električne energije vključno s trgom sistemskih storitev.

Za določitev metodologije izračuna cen sistemskih storitev načeloma lahko uporabimo dva modela. Prvi model upošteva za določitev stroškov sistemskih storitev »dejanske stroške« za izvajanje določenih sistemskih storitev, drugi model pa predlaga uvedbo nekega virtualnega ponudnika storitev, ki deluje na principu mejnih stroškov. Lahko ga imenujemo mejni ponudnik.

V prvem modelu imamo velik problem ugotavljanja »dejanskih stroškov«, saj ponudniki načeloma ne spadajo v segment regulirane dejavnost ampak se prosto odločajo glede na tržne razmere. V skladu z novim energetskega zakonom so proizvajalci električne energije tudi zavezani k poročanju Agenciji za energijo, vendar je ta dikcija v popolnem nasprotju z osnovnimi principi deregulacije in prostega trga z električno energijo. Nadalje, tudi, če bi Agenciji uspelo dobiti podatke o »dejanskih stroških« bo pod vprašajem točnost oziroma ustreznost teh podatkov. Zaradi tega je v pogojih prostega trga električne energije skoraj nemogoče določiti stroške sistemskih storitev na podlagi »dejanskih stroškov«.

Da bi se izognili zgoraj opisani težavi lahko Agencija uvede princip t. i. mejne elektrarne, ki je najbolj primerna za izvajanje določene storitve. Takega virtualnega ponudnika se nato ustrezno kalibrira glede na lokalno in svetovno ponudbo ter se ga uporabi pri določanju stroškov posamezne sistemske storitve. Po uvedbi ustreznega modela je nato naloga Agencije spremljanje razmer na trgu in ustrezno spreminjanje baznih koeficientov izbranega mejnega ponudnika. S tem se bistveno poenostavi sam proces določanja priznanih stroškov sistemskih operaterjev za izvajanje sistemskih storitev, istočasno pa se poveča preglednost ponudb na posameznih segmentih trga z električno energijo. Na tak način bo Agencija za energijo bistveno lažje nadzirala delovanje trgov in ukrepala v primerih anomalij, na drugi strani pa bodo ponudniki posameznih produktov lahko lažje izbirali med posameznimi povpraševanji in se odločali glede na ponudbo na trgu.

Tako bi se cena storitev v tem primeru izoblikovala na osnovi modela novega virtualnega ponudnika (nov mejni ponudnik). Ta bo sicer navidezen, vendar pa bo odražal dejanske nastale tržne razmere za določen segment sistemskih storitev. Opredeljen bo z vsemi korektnimi atributi; tehnologijo, zmožnostjo, stroški, donosi ter tveganji, ki so potrebni, da se določi nova presečna točka med ponudbo in povpraševanjem. Tako določena mejna cena storitve bo merodajna za vse ponudnike, tudi tiste, ki jim bo 74. člen naložil obvezno opravljanje storitve.

Opisan pristop ni nič drugačen kot se uporablja v praksi, le da rešuje situacijo neravnovesja, obveznega sodelovanja in nove določitve cene storitve.

Mejni ponudnik je tako zadnja elektrarna, ki bo zaprla nivo povpraševanja po posamezni sistemski storitvi. Opisani princip je pri neuravnovešeni ponudbi in povpraševanju dejanski, saj realnega ponudnika, ki bi zapolnil vrzel do ravnotežja ni. Primanjkljaj je tako dejansko manjkajoči delež, ki bi ga zagotovila manjkajoča – mejna elektrarna.

Princip reševanja nastalega problema je možno aplicirati na dve vrsti sistemskih, ki sta najzahtevnejši, to sta:

- rezervna moč za sekundarno regulacijo in
- rezervna moč za terciarno regulacijo.

Virtualna mejna elektrarna ni fizično razpoložljiva na trgu. Njeno tehnologijo in dejanske tehnično-tehnološke in ekonomsko-finančne karakteristike je možno določiti. Parametri virtualne elektrarne za posamezno sistemsko storitev pa bodo osnova za priznavanje stroškov in določanje cene posamezne sistemske storitve, ki jo določi Agencija za energijo.

3 OPREDELITEV POSAMEZNIH SISTEMSKIH STORITEV

Sistemske storitve obsegajo vse podporne tehnične procese, ki v elektroenergetskem sistemu (v nadaljevanju EES) zagotavljajo nemoten prenos električne energije med proizvajalci in odjemalci. Nemoten prenos električne energije je tesno povezan s sigurnim obratovanjem EES na lokalni ravni, na ravni države in na ravni celotne evropske interkonekcije. Zato lahko v procesu zagotavljanja sistemskih storitev sodelujejo vse proizvodne in prenosne elektroenergetske naprave sinhrono povezanega EES, ki ob usklajenem delovanju avtomatskih sistemov zaščite in vodenja, ob dodatnih posegih dežurnega osebja, vplivajo na njegovo sigurno obratovanje.

Zagotavljanje sistemskih storitev v dereguliranem elektroenergetskem okolju v organizacijskem smislu temelji na odnosu med ponudniki storitev in sistemskim operaterjem. Ponudniki storitev upravljajo elektroenergetske naprave, na katerih se lahko izvajajo sistemske storitve.

SOPO predpisuje tehnični nivo storitev in usklajuje komercialne pogoje s ponudniki. Na tehničnem področju je osnovni okvir postavljen s SONPO, ki na področju rezerve moči v največji meri sloni na obratovalnih navodilih združenja ENTSO-E. Finančne vire SOPO črpa iz reguliranega prihodka, ki ga v okviru cene za uporabo elektroenergetskega omrežja določi agencija.

V Sloveniji skladno s SONPO med sistemske storitve uvrščamo:

- regulacijo frekvence in moči,
- regulacijo napetosti,
- pokrivanje odstopanj dejanskih izmenjav regulacijskega območja od načrtovanih vrednosti,
- zagon agregata brez zunanega napajanja,
- pokrivanje tehničnih izgub, ki nastanejo v prenosnem omrežju,
- razbremenjevanje omrežja.

Posamezne sistemske storitve so dolžni nuditi vsi agregati priključeni na prenosno omrežje (npr. primarna regulacija frekvence), medtem ko za druge SOPO sklene pogodbe s proizvajalci, ki razpolagajo s tehnično ustreznimi agregati (npr. terciarna regulacija frekvence, zagon agregata brez zunanega napajanja). V nadaljevanju bodo podrobneje analizirane sistemske storitve, ki jih SOPO zagotovi z javnimi dražbami oz. s pogajanjem s posameznimi ponudniki – sekundarna in terciarna regulacijska rezerva, regulacija napetosti ter zagon agregata brez zunanega napajanja.

Vire terciarne rezerve, katerih odzivni čas - od trenutka, ko sistemski operater pokliče lokalnega upravljavca elektrarne in zahteva njeno vključitev, do trenutka, ko elektrarna doseže zeleno moč - presega petnajst minut, uvrščamo v razred terciarne urne rezerve. Mednje sodijo termoelektrarne med zaustavitvijo, plinske elektrarne ob uporabi normalnega zagona, po katerem agregati polne moči ne dosežejo v petnajstih minutah, in zakupi rezerve v tujini, ki so sistemskemu operaterju na voljo npr. na začetku ure, ki sledi uri, v kateri je prišlo do potrebe po aktiviranju rezerve. Tudi razbremenjevanje odjemalcev, ki ni izvedljivo v petnajstih minutah, lahko sodi v razred terciarne urne rezerve. Odzivni čas

hidroelektrarn je običajno krajši od petnajst minut, zato predpostavimo, da v kakovostnem razredu terciarne urne regulacije ne bodo sodelovale. Razen, če bi v tem razredu zaradi razmer na tržišču dosegale višjo ceno.

Pri virih terciarne urne in minutne rezerve je za systemskega operaterja zelo pomemben nadzor njihove obratovalne pripravljenosti. Da bi bil operater v vsakem trenutku seznanjen z obratovalno pripravljenostjo vira rezerve v mirovanju, mora ponudnik terciarne urne ali minutne rezerve vzpostaviti poseben signal, ki se ciklično osvežuje na objektu in v center vodenja s pomočjo sistema za daljinski nadzor in vodenje posreduje informacijo o obratovalni pripravljenosti objekta.

Terciarna rezerva delovne moči se glede na uporabnost deli na:

- terciarno rezervo delovne moči za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju in
- terciarno rezervo delovne moči za izredne obratovalne dogodke.

Terciarna rezerva delovne moči za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju se praviloma uporablja za pokrivanje nepredvidenih manjših odstopanj od voznega reda, lahko pa tudi za nadomestitev manjkajoče energije v primeru izpadov.

Terciarna rezerva delovne moči za izredne obratovalne dogodke se uporablja ob izpadih večjih proizvodnih enot v sistemu ali v primeru kriznega stanja (pomanjkanje energije na trgu).

3.1 SEKUNDARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI

Sekundarna regulacija skrbi za avtonomnost EES, medsebojno povezanih v interkonekcijo. To se doseže z odpravljanjem odstopanj med proizvodnjo in porabo v tistem sistemu, ki je ravnotežje povzročil. S tem se odstopanje frekvence zaradi delovanja primarne regulacije izniči, izmenjave moči na interkonekcijskih povezavah se vrnejo na dogovorjene vrednosti, obseg rezerv za primarno regulacijo pa se ponovno sprosti. Sekundarna regulacija frekvence se mora aktivirati najkasneje po 30 sekundah in končati najkasneje po 15 minutah.

Skladno z napisanim sekundarna regulacija ne sme biti uporabljena za zmanjševanje nenačrtovanih izmenjav električne energije (odstopanje od potrjenega voznega reda), temveč le za izravnavo trenutnega odstopanja sistema in s tem sprostitev rezerv primarne regulacije.

Zato je potrebno centralizirano delovanje sekundarne regulacije, in sicer s pomočjo sekundarnega regulatorja frekvence, katerega naloga je držati vrednost regulacijskega odstopanja čim bližje vrednosti nič.

Velikost rezerve moči za sekundarno regulacijo je odvisna od tipa elektrarne ter trenutnega obratovalnega stanja sistema. Pri tem je potrebno posebno pozornost posvetiti dvema mejnima obratovalnima stanjema, torej konični obremenitvi, ter stanju, ko je sistem manj obremenjen in so generatorji blizu mej tehničnega minimuma. Razpon izhodne moči, ki jo za regulacijo nudi posamezni vir rezerve, se med obratovanjem s časom spreminja.

Pomemben tehnični parameter elektrarn, ki nudijo sekundarno regulacijo frekvence, je hitrost odziva elektrarne na regulacijske signale iz centra vodenja. V sekundarni regulaciji se je za opredelitev največje hitrosti spremembe izhodne

moči elektrarne uveljavil pojem regulacijski gradient elektrarne. Ker je funkcija izhodne moči agregata v odvisnosti od časa skalarna funkcija, je gradient regulacije matematično enak odvodu izhodne moči po času. Odvod izhodne moči po času se med obratovanjem spreminja. Poleg tega ta sprememba ni odvisna zgolj od kakovosti regulacijske enote, ampak tudi od regulacijskega signala.

3.2 TERCIARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI

Ob nastopu večjih motenj v EES ima pomembno vlogo terciarna regulacijska rezerva (TRR), katere glavna naloga je, da pri izpadu večjih proizvodnih blokov v sistemu pomaga sekundarni regulaciji odpraviti nastalo neravnotežje delovne moči. Za doseganje določene stopnje sigurnosti obratovanja EES morajo biti vedno na voljo proizvodne enote, ki lahko sodelujejo pri terciarni regulaciji.

Terciarno rezervo delovne moči mora zakupiti sistemski operater prenosnega omrežja (SOPO), stroški, ki nastanejo pri tem, pa se krijejo iz omrežnine. SOPO tudi predpiše tehnične pogoje, ki jih mora ponudnik sistemskih storitev izpolnjevati. Obseg rezerve za TRR je določen v SONPO, kjer je TRR definirana kot rezerva delovne moči, s katero mora SOPO pokriti izpad največjega obratujočega agregata (pozitivna TRR) in največje porabniške enote (negativna TRR) v regulacijskem območju. TRR mora biti v polnem obsegu aktivirana v 15 minutah po dani zahtevi.

V okviru rezerve delovne moči za TRR lahko govorimo o pozitivni in negativni TRR. V slovenskem EES se v preteklosti negativne TRR, kot sistemske storitve, ni zagotavljalo, zato se je splošni izraz »terciarna regulacijska rezerva« uporabljajal predvsem v smislu pozitivne TRR. Negativna TRR v primeru izpada večjih porabnikov, pomaga popraviti neravnotežje delovne moči. Višek proizvodnje, ki nastane pri izpadu porabnika, se zmanjša bodisi z zmanjšanjem proizvodnje posameznih elektrarn, bodisi z vključitvijo dodatnih porabnikov.

3.3 ZAGON AGREGATA BREZ ZUNANJEGA NAPAJANJA

V primeru večjih okvar v EES lahko pride do stanja, ko so določena območja ali pa celoten EES brez napajanja, pri čemer govorimo o delnem oz. popolnem razpadu električnega omrežja. Takrat je potrebno imeti na razpolago elektrarne, ki so sposobne samostojnega zagona s pomočjo lastnega vira energije, brez napajanja iz zunanje omrežja (angl. black start; v nadaljevanju je za storitev zagon agregata brez napajanja uporabljena kratica BS), in lahko sodelujejo pri ponovni vzpostavitvi EES. Zagon agregata brez zunanje napajanja je tesno povezan s pojmom otočnega obratovanja, ki opisuje izolirano (del EES se zaradi prekinjenih električnih povezav loči od ostalega EES) obratovanje dela EES, ki ima vsaj eno proizvodno enoto, sposobno regulacije frekvence. Zagonu agregata brez napajanja tako praviloma sledi prehod v otočno obratovanje in sinhronizacija otoka s preostalim EES.

3.4 REGULACIJA NAPETOSTI

Napetost v EES je tesno povezana z jalovo močjo. Odstopanje proizvodnje jalove moči od njenega odjema povzroča spremembe napetosti, ki morajo ostati znotraj

predpisanih meja. Izravnavanje odstopanj jalove moči opravlja regulacija napetosti.

Potrebe po jalovi moči se v slovenskem EES zagotavljajo s proizvodnimi agregati in sinhronskim kompenzatorjem, z regulacijskimi transformatorji pa se doseže ustrezno razporeditev pretokov jalove moči, ki omogoča vzdrževanje napetosti znotraj dovoljenih meja in minimizacijo izgub v prenosnem omrežju. Potrebe elektroenergetskega sistema po jalovi moči se v odvisnosti od obratovalnega stanja EES zelo spreminjajo in so odvisne predvsem od odjema jalove moči končnih odjemalcev, lastne porabe ali proizvodnje jalove moči v omrežjih in vplivov sosednjih elektroenergetskih sistemov. S stališča optimiranja izgub v prenosnem omrežju je najprimernejša razporeditev virov jalove moči čim bližje njeni porabi, kar praktično pomeni, da je približno enakomerna geografska razpršenost virov jalove moči najustreznejša. Število obratujočih proizvodnih agregatov je v največji meri odvisno od cene električne energije na trgu. Obseg sodelovanja pri tovrstni regulaciji pa je omejen z obratovalnim diagramom obratujočih agregatov [3].

Število obratujočih proizvodnih agregatov je v največji meri odvisno od cene električne energije na trgu. Ti agregati in sinhronski kompenzator so tako edini vir jalove moči s katerimi izvajamo regulacijo napetosti in jalove moči. Obseg sodelovanja pri tovrstni regulaciji je omejen z obratovalnim diagramom obratujočih agregatov, za katerega ugotavljamo, da v nekaterih obratovalnih stanjih še komaj omogoča regulacijo jalove moči in napetosti zahtevane kakovosti, zato je zaradi potrebe po čim bolj enakomerni razporeditvi virov jalove moči potrebno zakupiti ves razpoložljivi obseg jalove moči v slovenskem prostoru. V nasprotnem primeru bi bilo za zagotavljanje predpisane kakovosti regulacije jalove moči in napetosti potrebno občasno izvajati bolj radikalne ukrepe, kot so prerazporejanje proizvodne med obratujočimi agregati z namenom povečevanja razpoložljivega obsega razpoložljive jalove moči, zaganjanje zaustavljenih agregatov itd. Ti ukrepi so tudi finančno veliko manj ugodni, kot je zakup celotnega razpoložljivega obsega jalove moči.

V literaturi lahko zasledimo delitev napetostne regulacije na dve vrsti: regulacijo jalovih virov ter regulacijo, ki vodi elemente prenosnega omrežja. V prvi skupini napetostna regulacija uravnava jalovo proizvodnjo posameznega vira in s tem zagotavlja ustrezno amplitudo vozliščne napetosti. Neposredno lahko vpliva na napetostni profil le v napetostno reguliranih vozliščih, ki vsebujejo nastavljive vire jalove moči, v ostalih pa le posredno preko pretokov jalovih moči.

Poglavitni viri jalove moči so generatorji, dušilke, kondenzatorske baterije, sinhronski kompenzatorji in naprave FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Slednje omogočajo poljubno usmerjanje pretokov delovne moči ter boljšo izrabo prenosnih poti s pomočjo močnostne elektronike. Mednje sodijo nastavljivi vzdolžni kompenzator, nastavljivi prečni kompenzator in univerzalni prečni transformator, ki hkrati omogoča regulacijo kota prenosa in višine napetosti. Kljub temu, da transformatorji z reguliranimi odcepi ne proizvajajo jalove moči, omogočajo preusmerjanje jalovih moči iz enega napetostnega nivoja na drugega, zato so pomembno orodje za izvedbo napetostne regulacije in jih v ta namen obravnavamo skupaj z napetostnimi viri.

Najpogostejši vir jalove moči je sinhronski generator. V sklopu elektrarne jih navadno vzporedno deluje več. Vsak od njih ima pripadajoči regulator vzbujanja, na nivoju elektrarne pa lahko njihovo delovanje usklajuje skupinski regulator. Elektrarno smo poenostavljeno modelirali kot en sam generator z regulatorjem

vzbujanja in jo v besedilu poimenovali generatorsko vozlišče. Vozlišča, v katerih ni virov jalove moči, imenujemo bremenska vozlišča. V njih amplitude napetosti ni mogoče nastavljanje neodvisno od delovnega stanja EES-a. Njihov napetostni profil se nastavlja posredno preko regulacije napetosti reguliranih vozlišč in prestavnega razmerja transformatorjev z reguliranimi odcepi.

Po svetu so regulacijski viri in postopki pogosto organizirani v hierarhičen sistem regulacije napetosti, ki je do različne mere avtomatiziran. Zaradi različnih nalog, ki jih opravlja in zaradi izredno širokega razpona časovnih konstant (od par sto milisekund do več ur) napetostno regulacijo navadno sestavljajo trije nivoji:

- primarna regulacija,
- sekundarna regulacija in
- terciarna regulacija.

Poleg njih potrebujemo za uspešno regulacijo še načrtovanje obratovanja (kratkoročno in dolgoročno). Z njim oblikujemo dnevne, tedenske in mesečne načrte obratovanja, s katerimi določimo najboljšo strategijo regulacije.

4 ANALIZA OBSTOJEČEGA STANJA

Kot je bilo omenjeno, je za zagotavljanje sistemskih storitev v slovenskem EES zadolžen SOPO (javno podjetje ELES, d.o.o.). Pri nakupu regulacijske rezerve ELES poda povpraševanje po potrebnih količinah delovne moči, ki so določene v SONPO. Za storitev zagona agregata brez napajanja in regulacije napetosti, pa so glede na potrebe izbrani ponudniki razporejeni po EES, višina nadomestila za te storitvi pa je določena v pogodbi o zagotavljanju sistemskih storitev in temelji na številu agregatov, s katerimi posamezen ponudnik razpolaga. V nadaljevanju je predstavljen način nakupa in količine nabavljenih sistemskih storitev v zadnjih nekaj letih.

Ponudnike sistemskih storitev za leto 2013 je ELES izbral leta 2011, skupaj za leti 2012 in 2013. Za sistemsko storitev zagotavljanja terciarne regulacije frekvence in moči je ponudnike izbral na javni dražbi, ponudnike za izvajanje preostalih sistemskih storitev pa z neposrednimi pogajanjmi s potencialnimi ponudniki. Za dražbo za nakup TRR je ELES predvidel tri produkte, ki so bili definirani na podlagi statistične analize preteklih aktivacij TRR. Za leto 2013 je ELES predvidel naslednji obseg rezerv delovne moči:

- za sekundarno regulacijo frekvence: ± 80 MW,
- za terciarno regulacijo frekvence: 348 MW.

ELES je decembra 2012 objavil razpis za dolgoročni nakup sistemskih storitev za obdobje po letu 2014. Predmet pogajanj je bil nakup naslednjih sistemskih storitev:

- rezerve jalove moči za regulacijo napetosti v obdobju 2014–2018,
- zagon agregatov brez zunanega napajanja v obdobju 2014–2018,
- ± 60 MW za sekundarno regulacijo v obdobju 2014–2018.

Predmet razpisa iz leta 2012 je bil tudi nakup TRR, vendar je bil ta del razpisa kasneje razveljavljen. Za nakup TRR je ELES konec leta 2013 izvedel tri javne dražbe, na katerih je del TRR kupil za obdobje od leta 2014 do 2018, del pa za leto 2014, in sicer naslednje produkte:

- TRR za obdobje 2014 – 2018: 144 MW,
- TRR za leto 2014: 192 MW,
- TRR z vodenjem odjema in razpršene proizvodnje za leto 2014: 12 MW.

Novembra 2014 je bila razpisana javna dražba za nakup rezerv delovne moči za TRR za obdobje 2015–2018. Rezultat dražbe (december 2014) je bil nakup naslednjih sistemskih storitev:

- TRR z vodenjem odjema in razpršene proizvodnje za leto 2015: 15 MW;
- TRR za obdobje 2015–2018: 50 MW;
- TRR za leto 2015: 139 MW - za ta produkt ni bila sprejeta nobena ponudba¹.

¹ Dražba za nakup električne energije potrebne za izvajanje terciarne regulacije frekvence za leto 2015 je bila neuspešna, saj so vse prejete ponudbe presegle zamejene cene. ELES je v soglasju s ponudnikom takoj po zaključeni dražbi pristopil k pogajanju in uspel dogovoriti nakup električne energije potrebne za izvajanje terciarne regulacije frekvence za leto 2015 v višini 139 MW s ceno rezervacije 39.500 €/MW/leto in ceno energije 260 €/MWh [4].

Aktivnosti ELES-a so šle tudi v smeri priprave sporazuma o deljenju TRR na regionalni ravni. Januarja 2014 je bil s strani slovenskega (ELES), hrvaškega (HOSP) in bosanskega (NOS BiH) SOPO podpisan Sporazum o zagotavljanju skupne rezerve za povrnitev frekvence (TRR) v regulacijskem bloku Slovenija-Hrvaška-Bosna in Hercegovina [5]. Sporazum predvideva, da od skupno potrebnih 696 MW TRR v regulacijskem bloku SHB za 256 MW poskrbi ELES, 256 MW HOSP in 184 MW NOS BiH. Sporazum določa tudi deljeno zagotavljanje negativne TRR, pri čemer bo ELES zagotovil 76 MW, HOSP 51 MW in NOS BiH 93 MW od skupaj 220 MW potrebne negativne TRR.

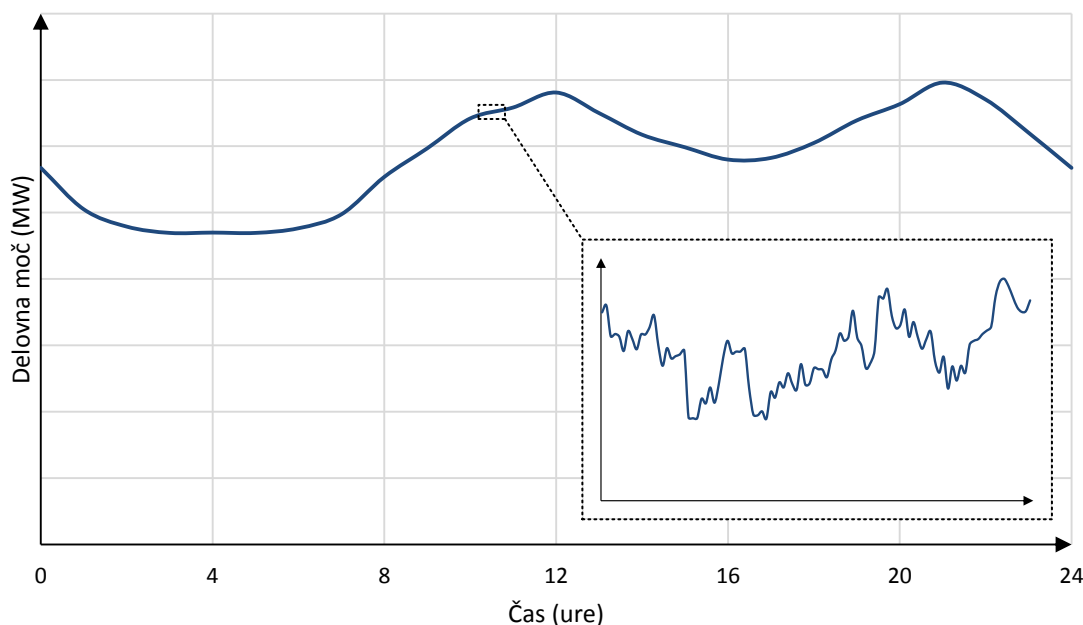
Ponudnika opisanih sistemskih storitev sta bila v preteklosti večinoma oba slovenska proizvodna stebra (podjetji HSE in GEN energija), razen za TRR, kjer je bil del rezerv zakupljen tudi v tujini (leta 2013 od podjetja EFT). Za sistemske storitve, za katere so bili ponudniki izbrani z neposrednimi pogajanjem, iz javno dostopnih poročil ni moč razbrati, katere proizvodne enote so bili ponudniki posameznih sistemskih storitev [6].

5 SEKUNDARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI

5.1 IZHODIŠČA

EES mora v vsakem trenutku zadovoljiti potrebe porabnikov ter izgube moči v prenosnem in distribucijskem omrežju.

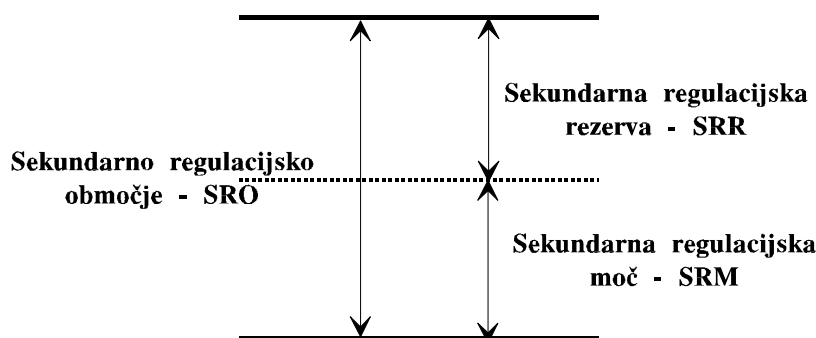
Potrebe po moči v EES se lahko zelo hitro spreminjajo (off-on obratovanje velikih porabnikov), naključni vklopi in izklopi, lahko pa ravnotežje v moči poruši izpad katere od proizvodnih enot. Na takšne vrste dogodkov mora biti sistem pripravljen tako, da ves čas vzdržuje zadovoljiv nivo rezervne moči, ki jo je potrebno ustrezno stroškovno obravnavati. Tudi diagram obremenitve EES ni gladka krivulja, ampak je v podrobnostih zelo oscilirajoč – slika 1.



Slika 1: Dnevni diagram obremenitve

Sekundarna regulacija delovne moči je namenjena odpravi manjših odstopanj, ki so povzročene zaradi različnih vzrokov. Regulacija pomaga vzdrževati frekvenco interkonekcijske povezave glede na aktualno porabo in vozne rede ter pretoke moči med kontrolnimi področji.

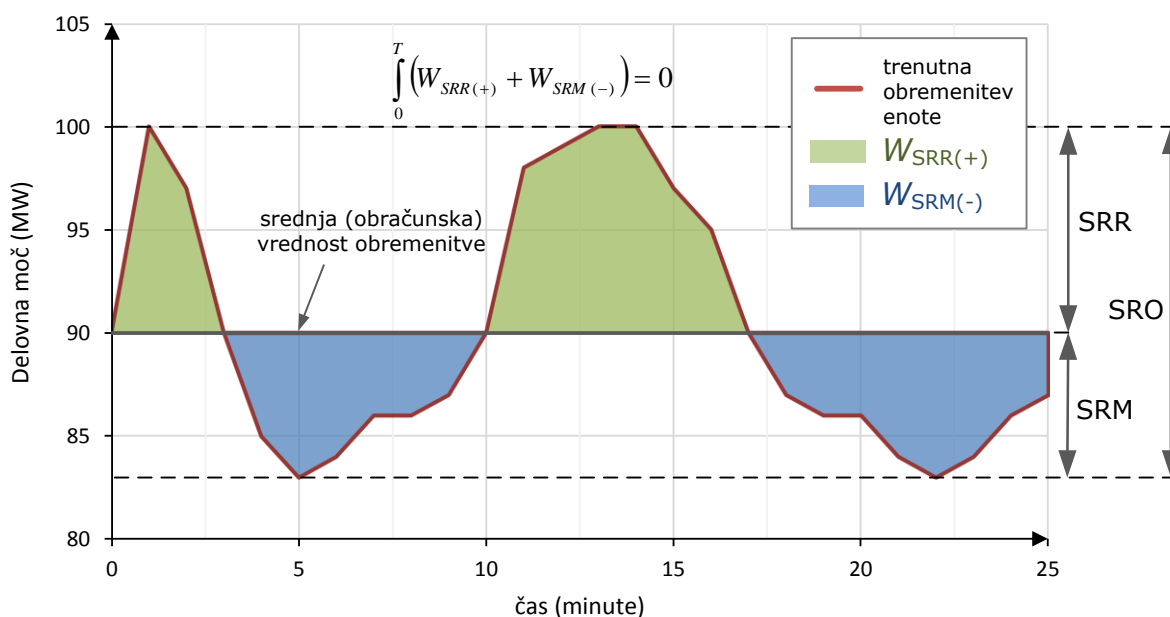
Celotno rezervno moč za sekundarno regulacijo opredeljuje t. i. območje sekundarne regulacije (SRO), ki ga sestavljata rezerva moči za sekundarno regulacijo (SRR) in sekundarna rezerva moči za razbremenjevanje (SRM). Vsi opredeljeni pojmi so shematsko prikazani na sliki 2.



Slika 2: Prikaz sekundarnega regulacijskega območja, regulacijske rezerve in regulacijske moči za razbremenjevanje

Sekundarno regulacijo delovne moči zagotavljajo prvenstveno elektrarne (enote), ki so zato tehnološko usposobljene in ne morejo biti polno angažirane na trgu z električno energijo, saj morajo biti v vsakem trenutku na razpolago, da zagotovijo potrebno dodatno rezervno moč. Enote, ki so vključene v storitev morajo biti opremljene signalom AGC (angl. automatic generation control), ki zahteva hitre odzive (MW/min) v cilju vzpostavitve ravnotežja odjema in proizvodnje. Primer delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji prikazuje slika 3.

Elektrarna ima delovno točko za električno moč nastavljeno na 90 MW, vendar pa se aktualna moč spreminja v odvisnosti od signala AGC. Sekundarni regulacijski obseg znaša ± 20 MW. Časovni integral odstopanja moči (W_{SRR+} in W_{SRR-}) je enak 0. Elektrarna bo dobila na trgu z električno energijo plačilo v višini $90\text{MW}\cdot\text{h}$, medtem ko je $+20$ MW namenjala SRR za kar pa ni prejela plačila na trgu z elektriko. Denarno nadomestilo za to moč mora tako pokriti plačilo za izvajanje in sodelovanje v sekundarni regulaciji delovne moči.



Slika 3: Spreminjanje trenutne obremenitve proizvodnega objekta, ki sodeluje v sekundarni regulaciji s pojasnilom

Zmožnosti elektrarn za zagotavljanje rezervne moči glede na tehnološko pripadnost so zelo različne. Najprimernejše so t. i. tehnologije z visoko stopnjo obratovalne fleksibilnosti.

Mednje sodijo:

- srednjetačne in visoko tlačne HE,
- plinsko parne elektrarne na zemeljski plin,
- parne elektrarne bodisi na tekoča goriva ali zemeljski plin, manj na premog.

Ostale tehnologije proizvodnje električne energije so manj uporabne, kot je primer nuklearne elektrarne (počasnejši odziv), ki sodeluje le tam, kjer ni ostalih možnosti ali bodisi zaradi ekonomskih karakteristik (visoki stroški), kot je to primer pri plinskih turbinah, čeprav so izredno obratovalno prilagodljive. Podobno je s pretočnimi hidroelektrarnami, ki tudi niso primerne za sodelovanje pri tovrstnih storitvah:

Načelno, rezervno moč za sekundarno regulacijo zagotavljajo enote, ki so nameščene na področju, ki ga vodi sistemski operater, kar pomeni, da so enote, ki so vključene v zagotavljanje storitve lahko tudi tehnološko sub-optimalne.

Stroški, ki za zagotavljanje rezervne moči za sekundarno regulacijo, nastajajo na sledečih področjih:

1. letnih stalnih stroškov, ki so posledica investicijskih stroškov,
2. delov stroškov obratovanja in vzdrževanja in
3. oportunitetnih stroškov zaradi trga z električno energijo.

Tabela 1: Stroški elektrarn zaradi izvajanja sekundarne regulacije

Sekundarna regulacija				
Tip elektrarne:	Prašna premogovna elektrarna (PE)	Plinsko-parna elektrarna (PPE)	Nizkotlačna HE (HE _n)	Srednjetačna HE (HE _s)
Strošek investicije:	letni strošek investicije (LIS_{PE})	letni strošek investicije (LIS_{PPE})	letni strošek investicije (LIS_{HE_n})	letni strošek investicije (LIS_{HE_s})
Stroški obratovanja:	<ul style="list-style-type: none"> gorivo (s_{goriva}): <ul style="list-style-type: none"> povečanje specifične porabe toplote (q_{sp}) zmanjšanje izkoristka kotla (η_k) dodatni emisijski kuponi (s_{CO_2}) 	<ul style="list-style-type: none"> gorivo (s_{goriva}): <ul style="list-style-type: none"> povečanje specifične porabe toplote (q_{sp}) dodatni emisijski kuponi (s_{CO_2}) 	/	<ul style="list-style-type: none"> dodatne izgube (s_{izg_SRO}) zmanjšanja izkoristka turbine (s_{t_SRO})
Stroški vzdrževanja:	del stroškov vzdrževanja ($S_{vzd_PE_SRO}$)	del stroškov vzdrževanja ($S_{vzd_PPE_SRO}$)	del stroškov vzdrževanja ($S_{vzd_HE_n_SRO}$)	del stroškov vzdrževanja ($S_{vzd_HE_s_SRO}$)
Oportunitetni stroški:	<ul style="list-style-type: none"> primer 1 (S_{OPP_TE1}) primer 2 (S_{OPP_TE2}) primer 3 (S_{OPP_TE3}) 	<ul style="list-style-type: none"> primer 1 (S_{OPP_TE1}) primer 2 (S_{OPP_TE2}) primer 3 (S_{OPP_TE3}) 	<ul style="list-style-type: none"> primer 1 (S_{OPP_HE1}) 	<ul style="list-style-type: none"> primer 1 (S_{OPP_HE1})

5.2 LETNI STALNI STROŠEK ZA ZAGOTAVLJANJE SEKUNDARNE REGULACIJE

5.2.1 Stalni strošek premogovno-parnih elektrarn, plinsko-parnih elektrarn in hidroelektrarn

Letni stalni strošek za izvajanje sekundarne regulacije posameznega objekta nastane kot posledica zakupa moči ter tako pokritje dela celotnih investicijskih stroškov posameznega objekta, bodisi premogovne, plinsko-parne ali hidroelektrarne. Celotni stroški so letno razmejeni, upoštevan je donos na sredstva ter upošteva se delež, ki ga obsega sekundarna regulacijska rezerva glede na celotno električno moč energetskega objekta.

Skupni investicijski stroški posamezne tehnologije (IS_T) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta. Strošek proizvodne tehnologije (HE, TE, PPE,...) obsega predvidoma vse komponente, t. i. TPC (angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost²), ki poleg cene tehnologije na trgu, lokalno pogojenih specifičnih stroškov, zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

Zaradi večletne življenjske dobe in donosa na sredstva izračun letnega investicijskega stroška (LIS_T) za posamezno analizirano tehnologijo sledi enačbi:

$$LIS_T = IS_T \cdot CRF \quad (1)$$

Pri čemer je CRF anuitetni faktor (angl. Capital Recovery Factor), ki se izračuna z enačbo:

$$CRF = \frac{1}{\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right)} \quad (2)$$

Pri čemer je:

DS diskontna stopnja in

L_T ekonomska življenjska doba posamezne tehnologije T.

Faktor CRF je odvisen od proizvodne tehnologije, predvsem v delu, ki se nanaša na ekonomsko življenjsko dobo projekta. Ponavadi so ekonomske življenjske dobe različne ta posamezne tehnologije. Faktor eksplicitno ne upošteva amortizacije, kot jo poznamo iz računovodskih standardov, vendar njegova višina zagotavlja tako amortizacijo kot donos na sredstva. Treba je poudariti, da vse strokovne institucije (mednarodne agencije, vladne agencije ...) uporabljajo tovrstni pristop, kot prevladujoči za vrednotenje in analize na področju objektov proizvodnje električne energije (metodologija je opisana v [7]).

² »Overnight investment costs« se nanašajo na stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicija (»preko noči«).

Pri upoštevanju vrednosti za diskontno stopnjo se lahko izhaja iz tehtanega povprečja stroškov kapitala – WACC

Ker nas ne zanima celotni letni strošek investicije v celoti, ampak le tisti del, ki je v neposredni povezavi z zagotavljanjem moči sekundarne regulacije posamezne tehnologije, je potrebno za ugotovitev letnega stroška investicije za zagotavljanje sekundarne regulacije upoštevati le pripadajoč delež (d_{SRR}), po enačbi:

$$d_{SRR_T} = \frac{P_{SRR_T}}{P_{inst_T}} \quad (3)$$

Pri čemer je:

P_{SRR_T} le pozitivni del moči regulacijskega obsega – moč za sekundarno regulacijsko rezervo, ki ga tehnološki objekt T zagotavlja,

P_{inst_T} inštalirana električna moč tehnološkega objekta T.

Torej, letni strošek za zagotavljanje moči za sekundarno regulacijo iz katere koli proizvodnje tehnologije (HE, PPE ali premogovne-parne elektrarne) z upoštevanjem enačb (1), (2) in (3) znaša:

$$LIS_{T_SRR} = LIS_T \cdot d_{SRR_T} = IS_T \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1+DS)^{L_T}} \right) \right]} \cdot \frac{P_{SRR_T}}{P_{inst_T}} \quad (4)$$

Tovrstni letni strošek predstavlja po denarnem obsegu najvišjo posamezno stroškovno komponento, ki bo opredeljevala celotne stroške za sekundarno regulacijo za posamezno proizvodno tehnologijo.

5.3 STROŠKI OBRATOVANJA IN VZDRŽEVANJA

5.3.1 Stroški obratovanja

Stroškovna komponenta obratovanja predstavlja variabilno komponento skupnih stroškov, ki so posledica zagotavljanja sekundarne regulacije v elektrarni.

5.3.1.1 Parna termoelektrarna na premogov prah

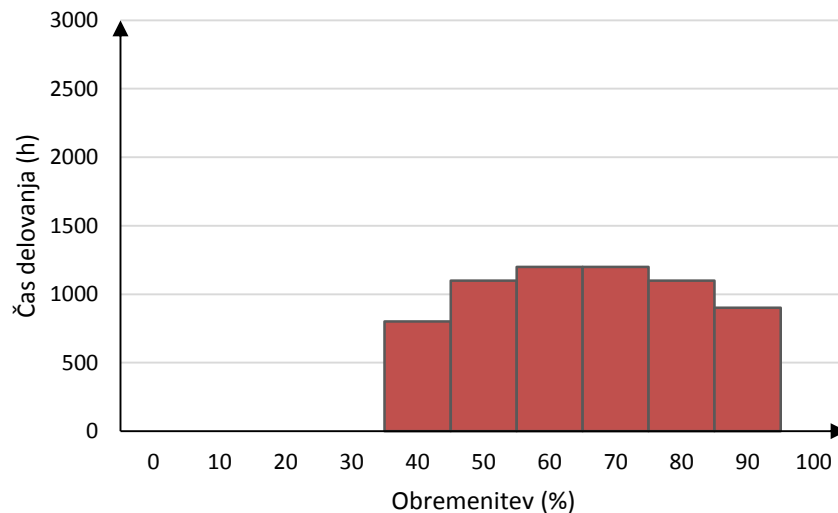
AGC zahteva hitre spremembe v obremenitvi premogovne enote znotraj 15 minut, ki največkrat trajajo 30 s. Regulacija se neposredno izvaja preko ventilov na vhodu v parno turbino. Hitri odziv se doseže s tistim(i) ventil(i)om, ki ni polno odprt. To zahteva neposredno povezavo med ACG in regulacijo turbinskih ventilov. Posredno se morajo odzvati tudi druge regulacije, ki se navezujejo na dobavo in oskrbo z energentom ter oskrbe z zgorevalnim zrakom, odvodom dimnih plinov,...

Variabilni stroški premogovne enote so zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji višji, kot če bi obratovala pri konstantni obremenitvi zaradi:

- slabšega izkoristka kotla ter
- slabšega termičnega izkoristka ob pogojih enake izhodne moči.

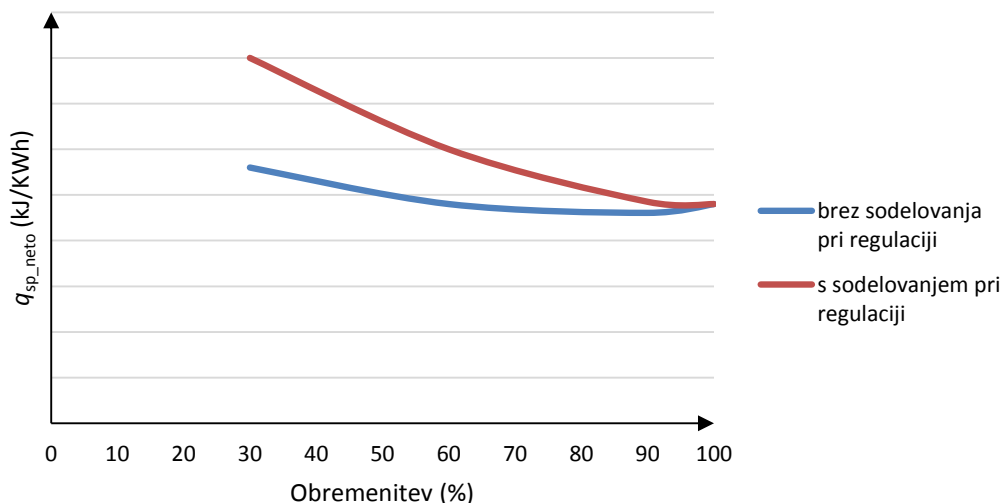
Vse to vpliva na višjo porabo primarnega vira in posledično višje emisije odpadnih plinov, tudi CO₂.

Za premogovno elektrarno lahko predpostavimo, da ima sledeč vzorčni letni histogram obremenitve.



Slika 4: Letni histogram obremenitve parne premogove elektrarne

Zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji se spremeni termični izkoristek oziroma poveča se specifična poraba toplote $q_{sp,i}$ za enako količino proizvedene električne energije na pragu objekta $P_{e,i}$ – v vsaki točki (i) obremenitve elektrarne (slika 5).



Slika 5: Potek specifične porabe toplote v odvisnosti od obremenitve ter sodelovanja v sekundarni regulaciji

$$q_{sp_SRO_i} > q_{sp_i}$$

$$q_{sp_SRO_i} = \frac{VTM_{t_SRO_i}}{P_{e_i}} \quad (5)$$

in

$$q_{sp_i} = \frac{VTM_{t_i}}{P_{e_i}} \quad (6)$$

Pri čemer je:

$VTM_{t_SRO_i}$ vhodna toplotna moč v parno turbino ob delovanju v sekundarni regulaciji ob obremenitvi i ,

VTM_{t_i} vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije ob obremenitvi i ,

P_{e_i} električna moč na pragu pri obremenitvi i .

Zaradi delovanja objekta v sekundarni regulaciji se poveča zahteva po višji vhodni toplotni moči v turbino iz goriva za enako količino električne moči na pragu objekta. Potrebno je poznati karakteristične veličine v vseh obratovalnih točkah i za primere delovanja v sekundarni regulaciji oziroma brez.

Proizvedena električna energija (GWh) v času obremenitve T_i znaša

$$W_{e_i} = P_{e_i} \cdot T_i \quad (7)$$

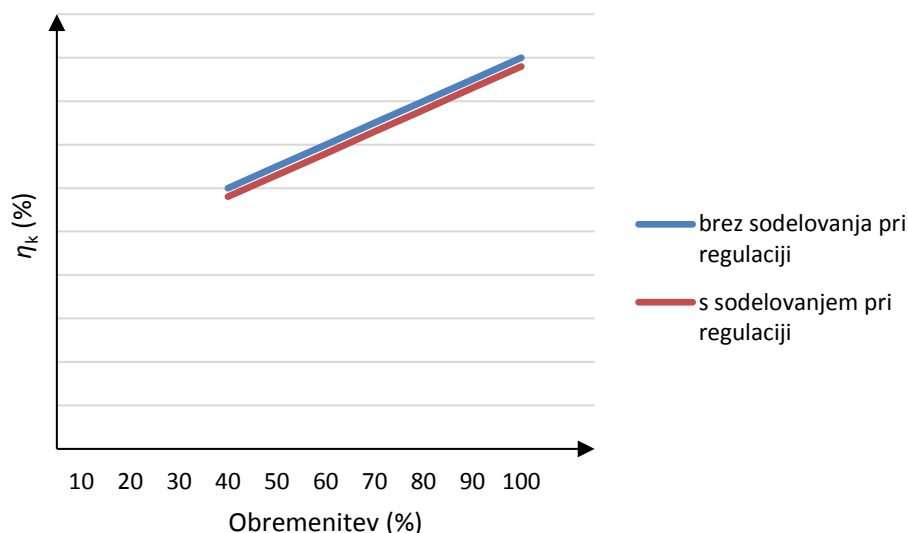
Oziroma na letnem nivoju:

$$W_L = \sum_{i=1}^n W_{e,i} \quad (8)$$

Kjer je n število obremenitvenih stopnic (na sliki 4 je letna obremenitev definirana v šestih stopnjah).

Delovanje elektrarne v regulaciji vpliva tudi na izkoristek kotla, ki je zaradi tega nižji (slika 6). Potrebna vhodna toplotna moč goriva VTM_{goriva_i} (MJ/s) se razlikuje ali je elektrarna v sekundarni regulaciji ali ne. Tako pri obremenitvi i v primeru izvajanja sekundarne regulacije vhodna toplotna moč znaša:

$$VTM_{\text{goriva_SRO}_i} = \frac{VTM_{t,i}}{\eta_{k_SRO,i}} \quad (9)$$



Slika 6: Odvisnost izkoristka kotla od obremenitve in sodelovanja v sekundarni regulaciji

Oziroma vhodna toplotna moč goriva v primeru brez regulacije:

$$VTM_{\text{goriva}_i} = \frac{VTM_{t,i}}{\eta_{k,i}} \quad (10)$$

Pri čemer je $\eta_{k_SRO,i}$ izkoristek kotla pri obremenitvi i v regulaciji oziroma $\eta_{k,i}$ brez regulacije.

Izračuni stroška za izvajanje sekundarne regulacije na premogovnem bloku sledijo spodnjim enačbam, pri čemer se izvedejo za oba ločena primera, z in brez sekundarne regulacije. Na koncu se vse izvede na različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije.

Potrebna vhodna toplotna energija iz goriva v času T_i je določena:

$$VTE_{\text{goriva}_i} = VTM_{\text{goriva}_i} \cdot T_i \quad (11)$$

Pri čemer je potrebna količina premoga pri obremenitvi i ob upoštevanju spodnje kurilnosti H_i goriva določena po enačbi:

$$K_{\text{goriva}_i} = \frac{VTE_{\text{goriva}_i}}{H_i} \quad (12)$$

Porabljenno gorivo za letno delovanje elektrarne skupaj znaša:

$$K_{\text{goriva}} = \sum K_{\text{goriva}_i} \quad (13)$$

Tako je letni strošek za gorivo:

$$s_{\text{goriva}} = VTE_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{goriva}} \quad (14)$$

kjer je c_{goriva} specifični strošek premoga na vneseni GJ energije.

Zaradi različnih količin goriva, so različne tudi letne emisije odpadnih plinov. Posledično tako količina emitiranega CO_2 znaša:

$$K_{\text{CO}_2} = K_{\text{goriva}} \cdot EF_i \quad (15)$$

Pri čemer je EF_i emisijski faktor, ki je specifičen za vrsto goriva. Posledično je strošek za CO_2 enak:

$$s_{\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2} \quad (16)$$

Kjer je cena kupona CO_2 (c_{CO_2}) izražena v EUR/t CO_2 .

Izračuni se izvedejo za primera, ko objekt deluje v sekundarni regulaciji in ko ne deluje. Dobljen rezultat podaja:

- povečan obseg porabe goriva v analizirani periodi oziroma kot povečan strošek zanj,
- povečan obseg emisij odpadnih plinov, to je CO_2 , in stroškov zanj.

Strošek za izvajanje sekundarne regulacije s_{SRO} je sestavljen iz naslednjih komponent:

$$\Delta s_{\text{goriva}} = s_{\text{goriva}_\text{SRO}} - s_{\text{goriva}} \quad (17)$$

$$\Delta s_{\text{CO}_2} = s_{\text{CO}_2_\text{SRO}} - s_{\text{CO}_2} \quad (18)$$

$$s_{SRO} = \Delta s_{CO_2} + \Delta s_{goriva} \quad (19)$$

Izračuni variabilnega dela stroškov za izvajanje sekundarne regulacije veljajo za obdobje, ko je elektrarna v obratovanju, ki pa je zaradi planske in neplanske ter tržne nerazpoložljivosti krajše od enega leta, za kar veljajo pogodbe za sistemske storitve v Sloveniji. Zato je potrebno zgornje izračune urno povprečiti in nato prenesti na letni nivo.

5.3.1.2 Plinsko-parna elektrarna na zemeljski plin

Zadnjih deset let je bila plinsko-parna tehnologija proizvodnje električne energije v Evropi v kategoriji objektov z inštalirano močjo nad 10 MW najbolj pogosto uporabljena v velikih elektrarniških novogradnjah.

Največja velikost posameznih plinskih turbin je v zadnjem obdobju hitro naraščala, tako so v obratovanju že plinsko-parne enote (PPE) z močjo od 700 MW v izvedbi 1+1 (1x plinska turbina + 1x toplotni utilizator s parno turbino). Niso pa redke elektrarne, ki dograjujejo oziroma na novo postavljajo komplekse proizvodnih kapacitet v velikosti $k \times (400-700) \times \text{MW}$.

Izkoristki današnjih enot krepko presegajo 50 %, večje enote presegajo 60 %, v primeru zadostnega toplotnega odjema v SPTE principu energijski izkoristki presegajo 80 %.

Signal za sekundarno regulacijo je termoenergetskemu sistemu pripeljan na plinsko turbino, neposredno na gorilniški sistem. Takšna izvedba je potrebna zaradi narave hitrega odziva, saj je plinska turbina bistveno boljša v sledenju AGC signala, kot je to v primeru parne turbine, ki zakasnjeno odreagira zaradi toplotne vztrajnosti.

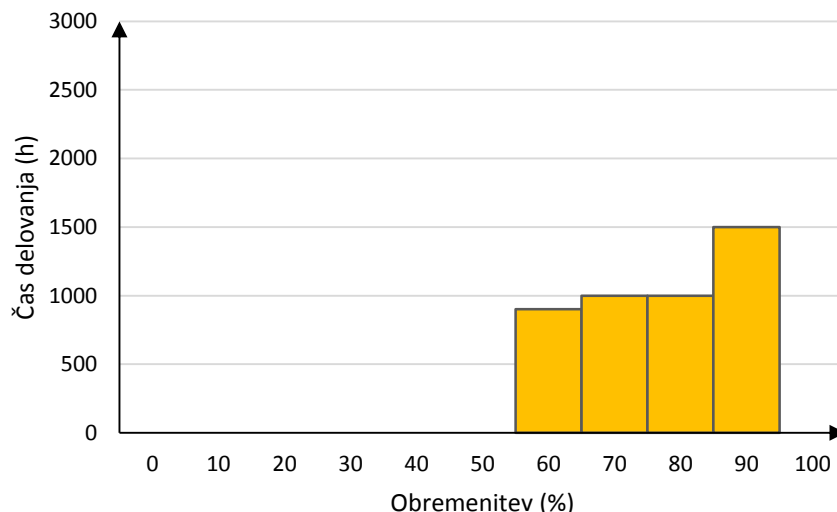
Regulacija mora biti smiselno izvedena, saj se lahko zgodi, da zaradi zakasnjene odziva oba dela, plinski in parni, odreagirata v nasprotni smeri. To je pomembno predvsem pri hitrih spremembah, ko PT že dobi nasprotno signale (npr. za znižanje moči, medtem ko parni del z zakasnitvijo sledi še povečanju moči iz PT iz prejšnje periode).

Izračuni obratovalne komponente stroškov pri PPE sledijo logiki in enačbam, ki so predstavljene v predhodnem poglavju.

Pri PPE, vključitev v sekundarno regulacijo vpliva na:

- povečano specifično porabo toplote, torej termični izkoristek in posledično gorivo ter
- povečane izpuste odpadnih plinov.

Tudi za PPE je za izračun stroškov sekundarne regulacije potrebno poznati letno razporeditev obremenitve in njeno trajanje. Vzorčni letni histogram obremenitve PPE je prikazan na sliki 7.

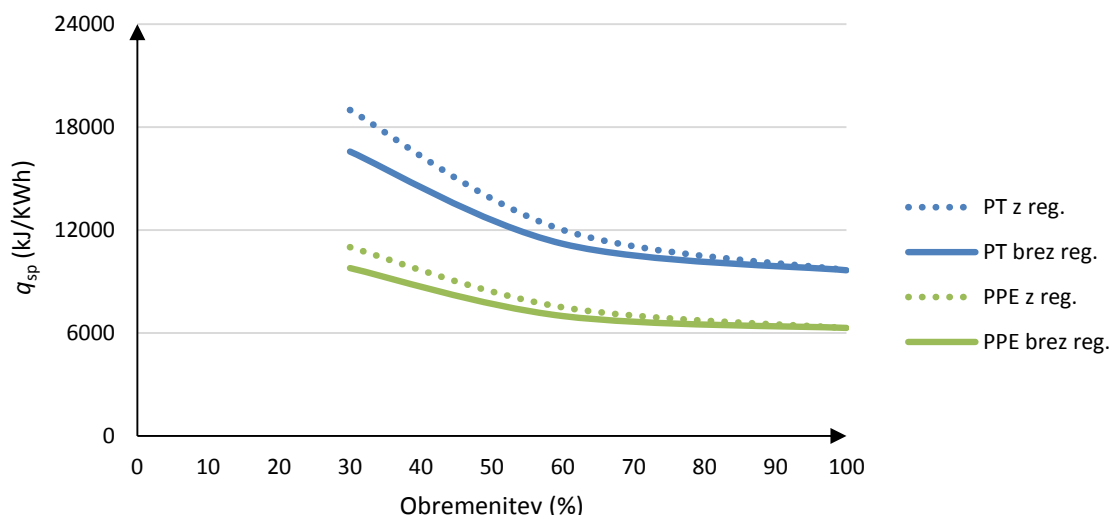


Slika 7: Letni histogram obremenitve PPE

V nasprotju s premogovno parno tehnologijo tu ni neposrednega vpliva na izkoristek utilizatorja (kotla na odpadne pline), oziroma se zanemari, saj je prispevek parnega dela k skupni moči elektrarne le tretjinski.

Potrebna specifična poraba toplote, ki odraža termični izkoristek, je tudi pri tej tehnologiji proizvodnje električne energije različna, glede na to ali objekt zagotavlja regulacijsko rezervo ali ne (slika 8).

Spremembe zaradi tehnoloških značilnosti niso toliko izrazite, kot je to v primeru klasične premogovne elektrarne, predvsem ker se sekundarna regulacija izvaja le na plinskem delu elektrarne, ki je bistveno bolj prilagodljiv kot parni.



Slika 8: Potek specifične porabe toplote pri PT in PPE kot celoti glede na obremenitev in sodelovanje objekta v sekundarni regulaciji

Izračuni za PPE sledijo enačbam za premogovno elektrarno od (6) do (8) in od (11) do (19). Ob tem je potrebno poudariti, da so spremembe na termičnem

izkoristku pri PPE manjše kot pri parni premogovi elektrarni, kot so manjše tudi specifične emisije CO₂. Pri zemeljskem plinu znašajo le tretjino tistih iz premoga (specifično gledano), po drugi strani pa je cena goriva toliko višja, kar vpliva na spremembo višine obratovalnih stroškov zaradi sodelovanja PPE v sekundarni regulaciji.

5.3.1.3 Nizko- in srednje-tlačne hidroelektrarne

Hidroelektrarne (HE) so obratovalno zelo prilagodljivi elektroenergetski objekti z značilnim hitrim odzivom.

HE se delijo po različnih kriterijih, ki so lahko npr.:

- način koriščenja vode (pretočne, akumulacijske),
- način obratovanja (pasovne – osnovne, vršne),
- način obratovanja,
- padec (nizkotlačne, srednjetačne, visokotlačne),
- inštalirana moč,
- lega strojnice,
- dodatni namen (kontrola poplav, zaščita okolja, rekreacijskih namenov, namakanju, itd.).

Za nizkotlačne HE je značilen padec do višine 25 m, medtem ko padec pri srednjetačnih HE znaša med 25 in 250 m. HE z višjimi padci uvrščamo med visokotlačne HE.

V nasprotju s TE imajo HE naslednje prednosti:

- bistveno boljši odzivni čas,
- nimajo stroškov zagonov in zaustavitev,
- skupni električni izkoristek je bistveno manj prizadet tudi pri nižjih obremenitvah ter
- bistveno manj obratovalnih omejitev.

Pri programski delitvi na nizkotlačne in srednjetačne HE, lahko ugotovimo, da so slovenske HE pretežno nizkotlačne, s padci do 25 m, pretočno-akumulacijskega tipa. Opremljene so z vertikalnimi Kaplanovimi turbinami, s po dvema ali tremi agregati v elektrarni.

Od srednjetačnih HE pri nas deluje le ena, in sicer HE Moste z neto padcem, ki znaša približno 50 m. HE Moste ima tedensko akumulacijo in je opremljena s spiralnima Francisovima turbinama ter dvema agregatoma v strojnici.

Izhodna električna moč HE je funkcija:

$$P_e = f(Q, H_N, \eta_T, \eta_G) \quad (20)$$

kjer je:

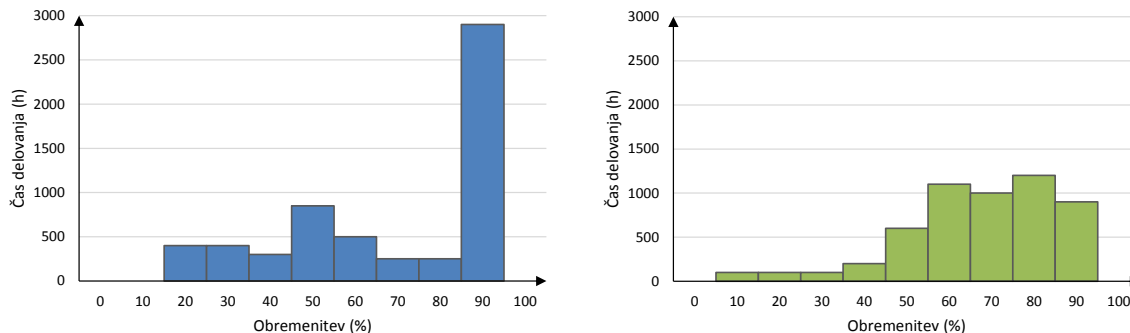
Q vodni pretok (m³/s),

H_{neto} neto padec (m),

η_t izkoristek turbine in

η_g izkoristek generatorja.

Predvidena letna vzorčna obremenitev HE je prikazana na sliki 9.



Slika 9: Letna histograma obremenitve srednjetlačne (levo) in nizkotlačne (desno) HE

Regulacija izhodne moči je pri HE prvenstveno odvisna od vodnega pretoka Q , medtem ko se koncept obratovalnega padca H prilagaja vrsti elektrarne. Pretočne HE obratujejo po dotoku in maksimalnem padcu, medtem ko akumulacijske elektrarne vodo koristijo glede na natok in velikost akumulacije, pri čemer se jim spreminja tudi neto padec in posledično izhodna moč.

Skupni izkoristek HE (zmnožek η_t in η_g) je na nivoju med 80 in 90 %, kar je bistveno več kot v primeru TE, kjer se skupni izkoristek giblje med 45 % pri parnih premogovih elektrarnah in do 61 % pri PPE.

Sekundarna regulacija moči na HE povzroča:

- povečano vrtnčenje vode na celotni poti do turbine in posledično povečane izgube in s tem manjši neto padec ter
- vpliva na izkoristek turbine.

5.3.1.3.1 Izgube hidroelektrarne, ki sodeluje v sekundarni regulaciji

Zaradi sodelovanja pri sekundarni regulaciji, kjer izhodna moč hitro variira, se pojavlja dodatno vrtnčenje vode, ki povzroča dodatne izgube. Te se kažejo kot dodatna izguba padca.

5.3.1.3.1.1 *Nizkotlačne hidroelektrarne*

Za nizkotlačne elektrarne so značilne kratke poti vode od akumulacije do sesalne cevi in iztoka, zato so posledično nižje izgube. Zaradi teh dejstev lahko te izgube na tem segmentu zanemarimo.

5.3.1.3.1.2 *Srednjetlačne hidroelektrarne*

Po ugotovitvah se izgube zaradi hitrih sprememb in vrtnčenja vode povečajo za izgubni faktor f_{izg_SRO} ($f_{SRO} > 1$), ki ugotavlja povečanje na vodni poti zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji. V tej višini je potrebno priznati tudi

zmanjšano moč na pragu elektrarne in posledično nižjo letno proizvodnjo električne energije W_{L_SRO} .

Letni nivo dodatnih izgub W_{izg_SRO} zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji znaša:

$$W_{SRO_izg} = W_L - W_{L_SRO} = \frac{W_L \cdot h_{izg}}{H_B - h_{izg}} [f_{izg_SRO} - 1] \quad (21)$$

Kjer je :

W_L letna proizvodnja električne energije, ko elektrarna ni vključena v regulacijo,

W_{L_SRO} letna proizvodnja električne energije, ko elektrarna je vključena v regulacijo,

H_B bruto padec HE,

H_{izg} izgube padca ($H_B - H_N$).

Strošek zaradi dodatnih izgub pri delovanju v sekundarni regulaciji S_{SRO} vrednotimo v odvisnosti od tega v kakšnem cenovnem režimu dela elektrarna, po navadi vršnem:

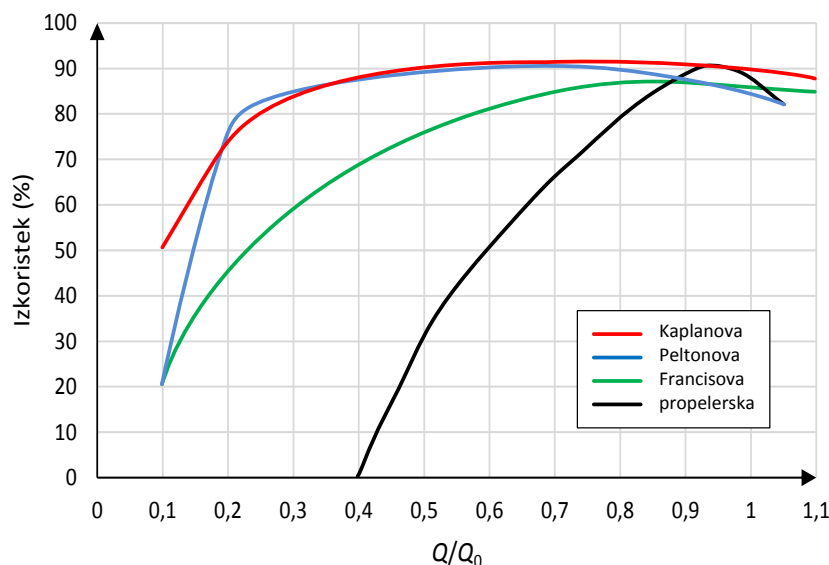
$$S_{SRO_izg} = W_{SRO_izg} \cdot c_{EE_peak} \quad (22)$$

pri čemer je c_{EE_peak} , cena produkta trapeza na borzi z električno energijo v izbranem obdobju.

5.3.1.3.2 Turbinski izkoristek

Izkoristek turbine je odvisen od obremenitve (slika 10), vendar visok v primerjavi s termodinamičnim pri TE. To pride do izraza še posebej, ker gre za več strojev v eni hidroelektrarni.

Izkoristki generatorja znašajo več kot 95% in so zaradi delovanja objekta v sekundarni regulaciji neprizadeti.



Slika 10: Izkoristki pri različnih vrstah vodnih turbin v odvisnosti od obremenitve

Potek turbinskega izkoristka je konveksne oblike, kar pomeni, da je pri večini turbin ni najvišji pri polni moči, najvišji je v obsegu med 60 in 90% maksimalnega natoka.

Sekundarna regulacija zaradi narave potrebne rezerve zahteva delovanje pri nižjih pretokih, kot so maksimalni. To dejansko pomeni, da v tem primeru turbinski izkoristek pri pretokih, ki so nižji od maksimalnih, ni bistveno prizadet in njegova sprememba ne povzroča dodatnih stroškov.

5.3.1.3.2.1 Nizkotlačne hidroelektrarne

V nizkotlačnih HE po vgradnji prevladujejo Kaplanove turbine. Za te je značilno, da je zaradi dvojne regulacije krivulja izkoristka položna in visoka neglede na obremenitev. Večinoma je v HE vgrajenih več strojev, kar omogoča doseganje visokih turbinskih izkoristkov pri zelo različnih obratovalnih stanjih in izhodnih močeh. Dodatne izgube zaradi sodelovanja enote v sekundarni regulaciji zato lahko zanemarimo.

5.3.1.3.2.2 Srednjetlačne hidroelektrarne

Srednjetlačne HE imajo večinoma vgrajene Francisove turbine, ki so le enojno regulirane preko vodilnih lopatic, zato sodelovanje v sekundarni regulaciji znižuje turbinski izkoristek η_t za faktor f_{t_SRO} . Velja, da je $f_{t_SRO} < 1$. Vse to vpliva na nižjo letno proizvodnjo W_{t_SRO} zaradi delovanja v regulaciji po enačbi:

$$W_{t_SRO} = W_L \cdot [1 - f_{t_SRO}] \quad (23)$$

Strošek dodatnih izgub na turbini zaradi delovanja v sekundarni regulaciji S_{t_SRO} vrednotimo v odvisnosti od tega v kašnem cenovnem režimu dela elektrarna:

$$S_{t_SRO} = W_{t_SRO} \cdot c_{EE_peak} \quad (24)$$

Srednjetlačne hidroelektrarne delujejo v trapeznem diagramu oz. v času vršnih cen električne energije na trgu zato je v izračunih upoštevana cena trapezne energije na borzi (c_{EE_peak}).

5.3.2 Stroški vzdrževanja

Hitre spremembe prilagajanja obremenitve povzročajo hitrejše trošenje opreme, ki je vključena v verigo tehničnih komponent, ki omogočajo sekundarno regulacijo delovne moči.

Trošenje opreme se odraža z zmanjšanjem življenjske dobe posamezne opreme v TE ali HE.

Po ocenah se življenjska doba vitalne opreme, ki je vključena v posredno ali neposredno funkcijo zagotavljanja regulacije zmanjša tudi za tretjino do polovico. Druga številka velja za TE, saj visoke temperature in tlaki dodatno vplivajo na zmanjšanje življenjske dobe. Za HE velja prva številka, saj so stroji počasneje vrteči, tlaki bistveno nižji, višjih temperatur kot so ambientne pa ni, razen v električnih strojih.

Pri vseh tipih elektrarn smo izhajali iz enakega postopka določitve stroškov vzdrževanja opreme, ki so posledica zagotavljanja sekundarne regulacije. Temelj ocene izhaja iz razmerja moči namenjene sekundarni regulaciji proti celotni inštalirani moči elektrarne.

Povzročeni stroški vzdrževanja zaradi sekundarne regulacije se izračunajo kot del letne investicijske vrednosti upoštevaje razmerje sekundarne regulacijske rezerve in inštalirane moči enote.

5.3.2.1 Del stroškov vzdrževanja premogovne parne elektrarne zaradi delovanja v sekundarni regulaciji

Premogovne parne elektrarne so po navadi vključene v sistem cikličnega izvajanja remontov.

Ti so po obsegu razdeljeni v tri dolžine trajanja; kratki, srednji in daljši remont, razporejeni na tri do štiri leta ter povezani z vzdrževanjem posamične komponente, npr. kotla, hladnega konca elektrarne, turbine, okoljskih naprav,...

V vmesnem času se izvršujejo le inšpekcijski pregledi in tekoče vzdrževanje zaradi napak na posameznih komponentah.

Opredeli se povprečno letno vrednost remontnih stroškov (s_{vzd}).

Del stroškov, ki odpade na vzdrževanje in je povezan z izvajanjem sekundarne regulacije $s_{vzd_PE_SRR}$, je določen s sledečo enačbo:

$$s_{vzd_PE_SRR} = s_{vzd_PE} \cdot \frac{P_{SRR_PE}}{P_{inst_PE}} \quad (25)$$

5.3.2.2 Del stroškov vzdrževanja PPE zaradi delovanja v sekundarni regulaciji

PPE, s svojim plinskim delom, lahko dosegajo izredne hitre in po amplitudi relativno velike prilagoditve v obremenitvi. To je razlog, zakaj so izredno uporabne v sodelovanju v sekundarni regulaciji moči, oziroma na splošno v zagotavljanju hitro razpoložljive rezervne moči.

Regulacija moči se izvaja na plinski turbini preko količine vnesenega goriva in posledično prilagajanja temperature in količine dimnih plinov. Posledica hitrih temperaturnih sprememb so visoke obremenitve vročih delov tako v plinski turbini kot tudi v kotlu na odpadno toploto. Tovrstni način obratovanja povišuje ekvivalentne obratovalne ure (EOH) elektrarni. Pogostost in višina potrebnega vzdrževanja posameznih kritičnih komponent je vezana predvsem na število EOH.

Torej, če elektrarna dela v pasu, z nekaj deset zagoni letno in obratuje brez velikih sprememb v obremenitvi, potem je število EOH bližje dejanskim obratovalnim uram. Če pa gre za trapezno elektrarno, ki se zaustavlja večkrat dnevno in sodeluje v prevzemanju hitrih sprememb v obremenitvi, potem je število EOH številčno bistveno višje, kot je dejansko elektrarna bila v obratovanju na mreži.

Del stroškov vzdrževanja, ki je povezan z izvajanjem sekundarne regulacije $S_{vzd_PPE_SRR}$ tako znaša:

$$S_{vzd_PPE_SRO} = S_{vzd_PPE} \cdot \frac{P_{SRO_PPE}}{P_{inst_PPE}} \quad (26)$$

5.3.2.3 Del stroškov vzdrževanja HE zaradi delovanja v sekundarni regulaciji

Zaradi bistveno nižjih tlakov in temperatur so zahteve po vzdrževanju v HE bistveno nižje kot pri termoelektarnah, tudi stroškovno.

To se odraža na povprečni višini stroškov za vzdrževanje HE, ki je primerljivo z TE na nižjih nivojih. Vendar tudi pri tej tehnologiji hitre spremembe v obremenitvi skrajšujejo življenjsko dobo posameznih komponent, ki so zadolžene za prilagajanje obremenitvi. To so predvsem zaporni organi in pa oboje lopatice na turbini. Povečujeta se obraba in pa poveča se stopnja kavitacije, kar ponovno zahteva povečani obseg vzdrževanja.

Del stroškov vzdrževanja, ki je povezan z izvajanjem sekundarne regulacije $S_{vzd_PPE_SRR}$ pri HE sledi enačbi:

$$S_{vzd_HE_SRR} = S_{vzd_HE} \cdot \frac{P_{SRR_HE}}{P_{inst_HE}} \quad (27)$$

5.4 OPORTUNITETNI STROŠKI ELEKTRARN ZARADI SODELOVANJA V SEKUNDARNI REGULACIJI

Ob obravnavi tovrstnega stroška se bo s tehnološkega vidika segment razdelil na področje termoelektrarn in hidroelektrarn, saj se proizvodni tehnologiji soočata z različnim pristopom doseganja zaslužka na trgu z električno energijo.

Potrebno je poudariti, da gre za stroškovno komponento, čeprav govorimo o priložnostnem zaslužku.

Elektrarna lahko deluje na enem ali drugem trgu, lahko tudi na obeh hkrati, vse v cilju maksimizacije prihodkov.

O oportunitetnem strošku lahko govorimo takrat, ko bi elektrarna, ki je vključena v pokrivanje sistemske storitve, na trgu z električno energijo lahko zaslužila več, pa zaradi zagotavljanja rezervne moči, le te ne more prodati po priložnostni ceni.

Govorimo o oportunitetnem strošku zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji, ker je nastal kot potencialna izguba zaslužka na trgu z električno energijo.

Z vzpostavitvijo trga z električno energijo se je spremenila tudi filozofija delovanja elektrarn na njem. Pred tem je bila osnovna logika delovanja elektrarn prilagajanje obremenitvi sistema. Elektrarne so se vključevale glede na skupne potrebe, glede na optimizacijo variabilnih stroškov – logika »load following« koncepta.

Z uveljavitvijo trga elektrarne delovanje podrejajo nivoju cen na trgu, ki seveda sledi tudi obremenitvi, vendar med ceno in obremenitvijo ni več 100% povezave, ampak so še drugi vplivi.

5.4.1 Oportunitetni strošek termoelektrarn

Pri TE, ki zagotavlja sekundarno regulacijo mora biti trenutna obremenitev tolikšna, da lahko zagotavlja najmanj rezervo v višini P_{SRR} .

To pomeni, da je najvišja trenutna obremenitev največ v višini $P_{\text{prag_max}} - P_{SRR}$. Ta obremenitev ni nujno tudi tista, ki bi operaterju zagotavljala maksimalni zaslužek, zato govorimo o oportunitetnem strošku, ki nastane ko elektrarna deluje v sekundarni regulaciji. To razliko si želi operater nadoknaditi. Razmere ponazarja slika 11.

V primeru, **da TE ni v regulaciji**, potem se optimalno vključuje, ko je cena na trgu višja od variabilnih stroškov. Njen zaslužek je maksimalen, kar pomeni, da deluje z $P_{\text{prag_max}}$. To je na sliki 11 ponazorjeno z modro črto.

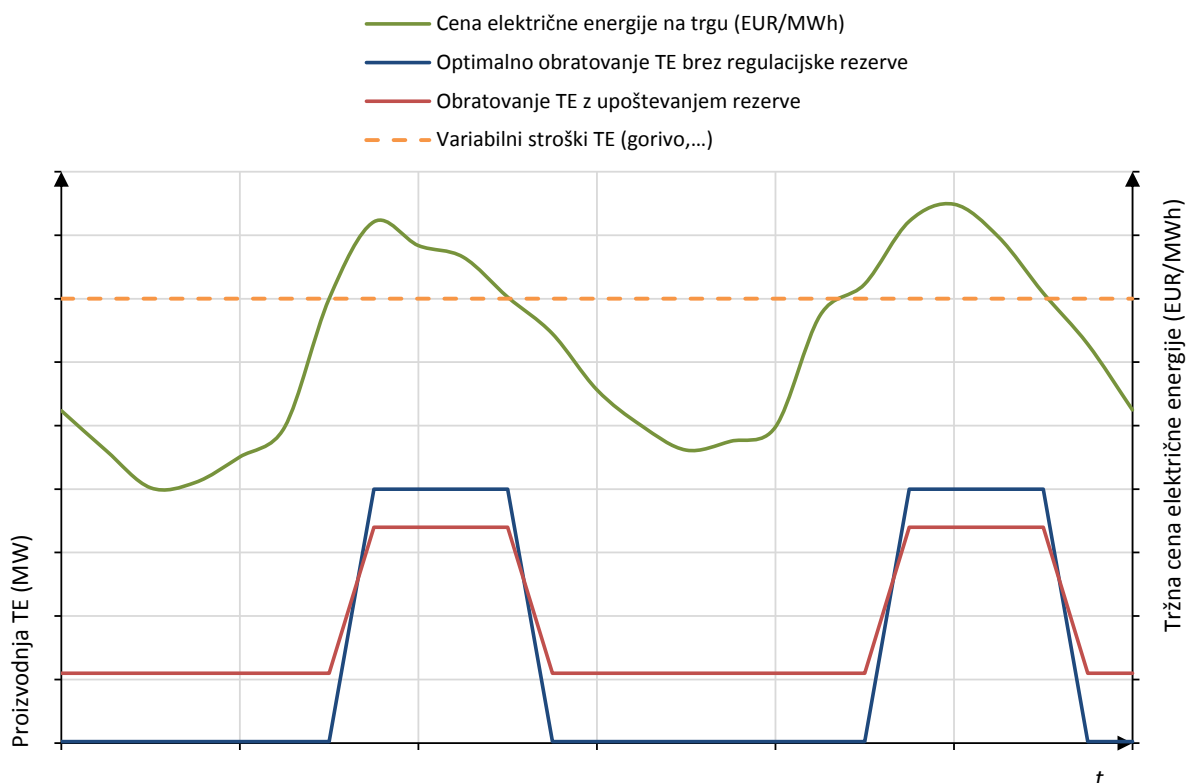
Opredelimo tri primere, ko nastopijo oportunitetni stroški zaradi sodelovanja elektrarne v regulaciji.

1. V primeru, **da TE je v regulaciji**, potem je njena največja moč na trgu $P_{\text{prag_max}} - P_{SRR}$ ob pogoju, da je cena na trgu višja od variabilnih stroškov – **prvi primer**.
2. Ko je sekundarne regulacijske storitve premalo tudi v urah, ko je cena na trgu nižja od variabilnih stroškov elektrarne, mora delovati tudi v teh

primerih – t. i. »must run unit« - **drugi primer**, pri čemer je ta primer bolj kot ne redek, a ne neverjeten.

3. Ko je interes elektrarne za angažma s $P_{\text{prag_min}}$, a mora biti zaradi zagotavljanja sekundarne regulacijske moči za razbremenitev trenutna moč za to rezervo višja.

Vsa opisana obratovalna stanja, pri čemer je drugi še bolj evidenten, nastajajo za elektrarno stroški oziroma izguba prihodka. To mora pokriti oportunitetni strošek za izvajanje sekundarne regulacije.



Slika 11: Oportunitetni stroški ob zagotavljanju sekundarne regulacije v TE

5.4.1.1 Stroškovna analiza prvega primera

Iz diagrama letnih obremenitvenih stopenj za TE (slika 7) razberemo koliko ur ($t_{\text{max_SRO}}$) je elektrarna obratovala na moči $P_{\text{prag_max}} - P_{\text{SRR}}$. To je blizu obremenitve pri 90%. Količina električne energije, ki bi bila lahko proizvedena $W_{\text{OPP1_TE}}$, a ni bila, znaša:

$$W_{\text{OPP1_TE}} = P_{\text{SRR}} \cdot t_{\text{max_SRO}} \quad (28)$$

Cena po kateri bi se to prodalo, je cena vršne energije ($C_{\text{EE_peak}}$), vendar elektrarna takrat ni delovala, zato je potrebno odšteti variabilne stroške. Torej je priložnostni strošek enak:

$$s_{OPP1_TE} = W_{OPP1_TE} \cdot (c_{EE_peak} - v_{var_TE}) \quad (29)$$

V kategorijo variabilnih stroškov termoelektrarn (premogovne in plinsko-parne elektrarne) štejemo:

- gorivo,
- nakup pravic za emisijo CO₂ v dejanskih vrednostih,
- ostalo: snovi, vode, kemikalije ... v pavšalni vrednosti.

V primeru, ko bi bili variabilni stroški brez vključene sekundarne regulacije (v_{var_TE}) višji od cene vršne energije, bi za s_{OPP1_TE} upoštevali vrednost 0.

5.4.1.2 Stroškovna analiza drugega primera

Iz diagrama na sliki 7 razberemo čas, ko je TE delovala z najnižjo močjo t_{min_SRO} , seveda ob pogoju, da so bila eksplicitna navodila sistema operaterja za to storitev.

Količina električne energije, ki bi je bila proizvedena W_{OPP2_TE} , znaša:

$$W_{OPP2_TE} = (P_{min_prag} + P_{SRM}) \cdot t_{min_SRO} \quad (30)$$

Cena po kateri bi se prodala električna energija ustreza nočni ceni (c_{EE_night}), vendar je potrebno elektrarni nadoknaditi stroške do višine variabilnih. Torej je priložnostni strošek enak:

$$s_{OPP2_TE} = W_{OPP2_TE} \cdot (v_{var_TE} - c_{EE_night}). \quad (31)$$

V primeru, da je nočna cena na trgu višja, kot so variabilni stroški elektrarne, potem je vrednost s_{OPP2_TE} enaka nič.

5.4.1.3 Stroškovna analiza tretjega primera

Tretji primer je izvedenka drugega, pri čemer ni navodil SOPO za delovanje, ampak gre zgolj zato, da TE ob minimalni moči P_{prag_min} , ker mogoče nima smisla zaustavitve (odločitev operaterja elektrarne), deluje na minimalni moči, neglede ali na trgu cena pokriva vsaj variabilne stroške. Elektrarna mora zaradi delovanja v sekundarni regulaciji imeti minimalno moč povišano za moč razbremenjevanja. Torej:

$$W_{OPP3_TE} = P_{SRM} \cdot t_{min_SRO} \quad (32)$$

In oportunitetni strošek TE znaša

$$s_{OPP3_TE} = W_{OPP3_TE} \cdot (v_{var_TE} - c_{EE_night}) \quad (33)$$

5.4.2 Oportunitetni strošek hidroelektrarn

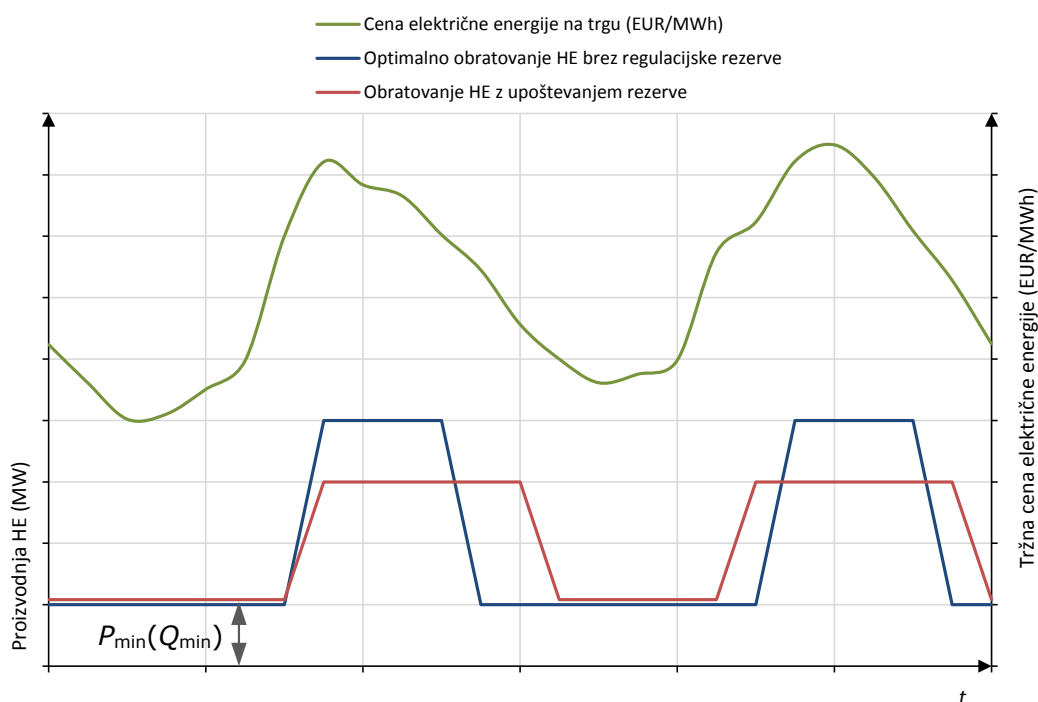
Pri HE je oportunitetni strošek še nekoliko bolj specifičen, saj mora elektrarna vključena v sekundarno regulacijo, ne le imeti v vsakem trenutku ustrezno rezervo, ampak mora ob tem še optimirati razpoložljiv koristni volumen akumulacije ob upoštevanju sprotnih dotokov.

Cilj operaterjev HE je maksimizirati uporabo akumulacije za čas visokih cen električne energije. Razmere prikazuje slika 12.

Običajno je HE na polni moči med visokimi cenami električne energije, tako maksimizira zaslužek na trgu v primeru, da ne sodeluje v sekundarni regulaciji – modra črta na sliki 12. Vendar analize dosedanjega delovanja HE kažejo, da tudi HE v časih višjih cen električne energije ne delujejo na polni moči, razlog zato pa tiči v dejstvu, da najboljše izkoristke vodne turbine dosega med 60 in 90% obremenitve.

Pa vendar, sodelovanje HE v sekundarni regulaciji zahteva regulacijsko rezervo najmanj v višini P_{SRR} , kar izkazuje slika 12. To rezultira, da je treba ure delovanja na trgu razširiti na čas, ki pade izven optimalnih – maksimalne razporeditve – oportunitetni strošek, rdeča črta na sliki 12.

Sodelovanje v sekundarni regulaciji lahko ob visokih vodostajih pripelje tudi do prelivanja vode, saj se HE praktično preseli v delovanje v pasu, vendar je na razpolago dovolj vode za polno angažiranje.



Slika 12: Oportunitetni strošek HE v primeru sodelovanja v sekundarni regulaciji

5.4.2.1 Analiza nastalega oportunitetnega stroška

Iz obratovalnega diagrama za HE razberemo ure (t_{\max_SRO}), ko je elektrarna obratovala na moči $P_{\text{prag_max}} - P_{\text{SRR}}$. Količina električne energije, ki bi bila lahko proizvedena v vršnem delu $W_{\text{OPP1_HE}}$, znaša:

$$W_{\text{OPP1_HE}} = P_{\text{SRR}} \cdot t_{\max_SRO} \quad (34)$$

Oportunitetni strošek tako znaša:

$$S_{\text{OPP1_HE}} = W_{\text{OPP1_HE}} \cdot (c_{\text{EE_peak}} - c_{\text{EE_base}}) \quad (35)$$

saj je HE za »zamaknjeno« električno energijo dobila plačilo na trgu v višini najmanj $c_{\text{EE_base}}$.

5.5 LETNO POVPREČENJE STROŠKOV, KI SO VEZANI NA ČAS OBRATOVANJA

Elektrarne se soočajo z dvema osnovnima kategorijama stroškov: s stalnimi, ki se vrednotijo na letnem nivoju in s spremenljivimi, ki so odvisni od časa ko elektrarna deluje. Vse elektrarne se soočajo s plansko in neplansko nerazpoložljivostjo, to je z remontmi in s prisiljenimi izpadi, kar tudi pasovnim enotam obratovalne ure skrajšuje na manj kot 8760 ur, kot traja celo leto. Stalni stroški že v osnovi izražajo letni nivo, medtem ko so varabilni (pri TE gorivo, pravice za emisijo CO₂, ostalo, pri HE pa so takšnega karakterja nastale izgube) vezani na dejanske obratovalne ure

Ker so sistemske storitve vrednotene na letnem nivoju, kar pomeni, da morajo odražati stroške za 8760 ur delovanja, je potrebno variabilne stroške povprečiti glede na obratovalne ure in jih prenesti na letni nivo, to je 8760 ur. Splošni princip letnega povprečenja predstavlja spodnja enačba:

$$V_{\text{var_pop}} = \frac{8760 \cdot \sum_{i=1}^n V_{\text{var_Ti}}}{t_{\text{ob}}} \quad (36)$$

kjer je:

$V_{\text{var_pop}}$ preračunana letna vrednost vseh variabilnih stroškov proizvodne tehnologije T,

$V_{\text{var_Ti}}$ posamezne variabilne komponente stroškov vezane na obratovalne ure t_{ob} .

5.6 OPREDELITEV UTEŽNIH FAKTORJEV ZA DOLOČITEV DELEŽA POSAMEZNE TEHNOLOGIJE

Stroški za zagotavljanje sekundarne regulacije se razlikujejo, bodisi ali gre hidroelektrarno ali termoelektrarno, oziroma še podrobneje, za katero od tehnologij proizvodnje električne energije je vprašanje.

Ključev delitve oziroma priznanja upravičenih stroškov je lahko več.

Ena od metod je **mejna metoda**, kar pomeni, da se iz razvojnih načrtov ugotovi, katera elektrarna (TE ali HE, in njena tehnologija z osnovnimi podatki, potrebnimi za izračun) bo naslednja v izvrševanju razvojnih načrtov (energetski koncept) in se vse njene specifične stroške (EUR/ MW/leto in EUR/MWh) prizna izvajalcem storitve za določen obseg, skladen z odločitvijo po členu 74.

Drugi pristop, bi lahko temeljil na uporabi utežnih faktorjev, ki bi bili izračunani na osnovi deležev, ki jih imajo TE in HE v portfelju posameznega ponudnika oziroma izvajalca po členu 74. Delež je lahko ugotovljiv na osnovi podatkov o letni proizvodnji ali inštalirani moči iz preteklega obdobja.

Tako ima ponudnik skupno letno proizvodnjo električne energije v višini Z GWh. Y GWh je proizvedel iz nizekotlačnih HE in U GWh iz TE na premog.

Deleži iz HE (d_{HE}) in TE (d_{TE}) so tako:

$$d_{HE} = \frac{Y}{Z} \quad (37)$$

$$d_{TE} = \frac{U}{Z} \quad (38)$$

Po 74. členu bi ponudnik moral zagotavljati sekundarni regulacijski obseg SRO v višini $\pm N$ MW. Tako se mu prizna denarno nadomestilo K za izvajanje zgoraj definiranega obsega SRO v višini (EUR):

$$K = d_{TE} \cdot N \cdot \left(\text{vsi letni stroški } SRO_{TE_premog} \right) + d_{HE} \cdot N \cdot \left(\text{vsi letni stroški } SRO_{HE_nizekotlacne} \right) \quad (39)$$

6 TERCIARNA REGULACIJA DELOVNE MOČI

6.1 OPREDELITEV RELEVANTNIH PROIZVODNIH TEHNOLOGIJ

V EES morajo biti vedno na voljo proizvodne enote, ki lahko sodelujejo pri terciarni regulaciji. Rezerva celotne moči za terciarno regulacijo mora biti v polnem obsegu aktivirana v 15 minutah po podani zahtevi.

Zelo pomemben je t. i. čas nerazpoložljivosti po aktivaciji, ki dejansko postavlja tehnološke omejitve sodelovanja različnih enot v terciarni regulaciji. To je čas, ko rezerve ni mogoče aktivirati, nanaša pa se predvsem na kategorijo prilagajanje odjema ter črpalne elektrarne. Obe navedeni tehnologiji, ki sta v različnih EES v uporabi za TRR, imata ravno omejitve na strani časa zagotavljanja rezerve in časa ponovnega angažiranja rezerve v sistemu. Prilagajanje odjema je časovno omejeno, predvsem v tistih segmentih, ko je vezan na tehnološke postopke (aluminij in železarne), medtem ko so ČE omejene s potrebno trajno rezervacijo vode v zgornjem bazenu. Čas ponovne aktivacije je tako vezan na čas ponovnega napolnjenja bazena.

Zato rezervne naloge v polnem in časovno (ne)omejenem roku lahko znotraj sistema nudijo le tehnološko usposobljene naprave. To so:

- plinske turbine v odprtem procesu, ki razpolagajo z rezervo goriva,
- hidroelektrarne z večjo akumulacijo ter
- trajno obratujoče pasovne elektrarne z nepolnim tržnim angažmajem.

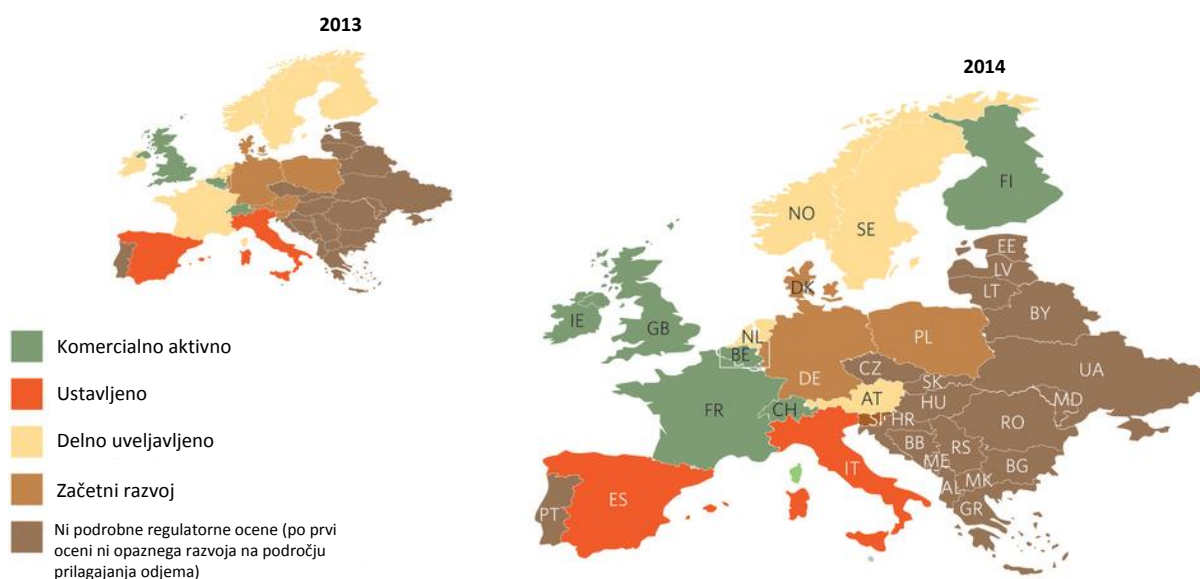
V primerjavi s prvo kategorijo sta druga in tretja ugodnejši z vidika koristi in obratovalnih stroškov v celotni življenjski dobi naprave, vendar pa so umestitev v prostor, čas izgradnje ter višina investicije tisti dejavniki, ki te rešitve omejujejo oziroma onemogočajo. Pri obratujočih pasovnih napravah pa ni pogoste prakse (slabši izkoristek, vidik »polno za prazno« pri plinsko-parnih elektrarnah), da bi elektrarne obratovale pri znatno nižjih močeh ter tako zagotavljale terciarno rezervo, razen za namen zagotavljanja moči za primarno in sekundarno regulacijo. To bi bila ena od možnosti v primeru, da bi se pogodbeno razmerje skrajšalo (npr. na teden ali manj) kot je to praksa v nekaterih državah na severu Evrope.

Največkrat in za največji del potreb se za TRR v EES uporabljajo plinske turbine v odprtem procesu.

6.1.1 Prilagajanje odjema

Na konvencionalen način se sistemske storitve zagotavljajo s pomočjo proizvodnih enot, ki so na razpolago v EES. Z razvojem koncepta pametnih omrežij in liberalizacijo trgov z električno energijo ter sistemskimi storitvami, se je kot ena izmed možnosti pokazalo zagotavljanje sistemskih storitev na uporabniški strani, s pomočjo prilagajanja odjema (angl. demand response). Prilagajanje odjema se je tradicionalno uporabljalo predvsem za zasilno razbremenjevanje in prilagajanje koničnega odjema ter cenovno prilagajanje odjema [8]. Za zagotavljanje sistemskih storitev so tehnični pogoji zahtevnejši, kot pri omenjenih aplikacijah, predvsem v smislu hitrosti in natančnosti.

Energijska komponenta je relativno majhna glede na potrebno moč, poleg tega pa je sistemske storitve potrebne zagotavljati skozi celotno leto in ne le npr. ob koničnih obremenitvah.



Slika 13: Zemljevid aktivnosti na področju prilagajanja odjema v Evropi (2013-2014) [9]

Večina odjemalcev nima možnosti neposrednega nastopa na trgu, zato je potreben posrednik (agregator), ki združi več manjših odjemalcev (sklene pogodbe z njimi) in oblikuje produkt, ki ga je mogoče tržiti kot sistemsko storitev. Agregator iz več bremen oblikuje eno navidezno breme, s katerim lahko zagotavlja storitve, ki jih s posameznimi bremenami ne bi bilo mogoče zagotavljati. Ključne naloge agregatorja so dolgoročne in kratkoročne napovedi porabe in prilagodljivosti bremen, trženje storitve, plačilo storitev odjemalcev, optimizacija obratovanja [9].

Za zagotavljanje sistemskih storitev mora biti nivo avtomatizacije prilagajanja odjema izredno visok. Za širšo uveljavitev koncepta bo potrebno vzpostaviti ustrezno infrastrukturo ter tehnično prilagoditi primerne porabnike. Poleg tega bodo potrebne finančne vzpodbude za vključitev odjemalcev v programe prilagajanja odjema.

Stroškovni vidik zagotavljanja TRR s pomočjo prilagajanja odjema je nekoliko težje opredeliti. Odjemalce, ki bi sodelovali pri prilagajanju odjema, lahko razdelimo na večje industrijska bremena in manjše odjemalce. Pri industrijskih bremenih ni vpogleda v dejanske stroške, saj gre običajno za poslovno skrivnost. Podobno je pri manjših odjemalcih, kot so gospodinjstva, težko oceniti kakšen strošek pomeni zanje prilagajanje bremena. Strošek prilagajanja odjema je tako določen s povpraševanjem in ponudbo ter pripravljenostjo odjemalcev na sodelovanje, ki je običajno odvisna od finančnih vzpodbud.

S pomočjo prilagajanja odjema je mogoče zagotavljati tako pozitivno (v EES je pomanjkanje električne moči) kot negativno rezervo (v EES je višek električne moči). Slovenski SOPO je v zadnjih letih za zagotavljanje pozitivne TRR na dražbah kupal tudi produkt, ki je osnovan na prilagajanju odjema. Ta se izvaja s pomočjo enote za vodenje odjema in razpršene proizvodnje (EVORP). Gre za

enoto, ki je sestavljena iz enega ali več individualnih ponudnikov vodenja odjema ali iz enega ali več individualnih ponudnikov vodenja odjema ter enega ali več individualnih ponudnikov razpršene proizvodnje, in je sposobna zmanjšati moč odjema električne energije do 100 % pogodbene moči najkasneje v petnajstih minutah od podane zahteve s strani kupca. Proizvodne enote v sestavi EVORP so priključene na distribucijsko omrežje ali notranje omrežje uporabnika. V sklopu EVORP je vsaj en individualni ponudnik vodenja odjema, ki regulacijo izvaja z znižanjem odjema. EVORP ima center vodenja s 24 urnim dežurstvom in klicnim centrom [10].

6.2 OPREDELITEV STROŠKOVNIH POSTAVK

V tabeli je prikazan pregled stroškovnih postavk zagotavljanja TRR. V nadaljevanju je analizirano zagotavljanje pozitivne TRR s pomočjo plinske turbine v odprtem ciklu, ter zagotavljanje pozitivne in negativne TRR s pomočjo ČE, pri čemer je obravnavan le črpalni obratovalni režim (ČE kot porabnik električne energije).

Tabela 2: Stroški elektrarn zaradi izvajanja terciarne regulacije

Terciarna regulacija		
Tip elektrarne:	Plinska turbina v odprtem ciklu (pozitivna TRR)	Črpalna elektrarna (negativna in pozitivna TRR)
Strošek investicije :	<ul style="list-style-type: none"> letni strošek investicije celotnega objekta (LIS_{PT}) 	<ul style="list-style-type: none"> delež letnega stroška investicije celotnega objekta ($LIS_{\check{C}E}$)
Letni stroški obratovanja:	<ul style="list-style-type: none"> strošek dela (LS_{UO}) strošek goriva (s_{goriva}) nakup pravic za emisijo CO_2 (s_{CO_2}) strošek DEMI-vode (s_{DEMI}) ostali stroški (s_{ost_obr}) 	<ul style="list-style-type: none"> strošek električne energije za črpanje
Letni stroški vzdrževanja	a) do 100 obratovalnih ur ($S_{vzd_PT_<100}$) b) 100–500 obratovalnih ur ($S_{vzd_PT_<100-500}$) c) več kot 500 obratovalnih ur ($S_{vzd_PT_>500}$)	/

6.2.1 Letni strošek investicije

6.2.1.1 Plinska turbina v odprtem ciklu

Komponente investicijskih stroškov za plinske turbine so specifične in v osnovi drugačnega koncepta, kot proizvodne tehnologije, ki so bile obravnavane v predhodnih poglavjih.

Specifične so v toliko, ker se glavna oprema (gen-set paket) pridobi v modularni in že sestavljeni obliki, ki jo je potrebno umestiti v prostor, priključiti navezovalne elemente, dodati preostalo opremo ter jo priključiti v energetska omrežje. Največji segment investicijske vrednosti odpade na gen-set paket.

Pri oceni investicijske vrednosti je potrebno biti pozoren na:

- padanje investicijske vrednosti gen-setov v odvisnosti od višine inštalirane moči naprave,
- pri terciarni regulaciji je zaradi narave storitve celotna investicija objekta vključena v povrnitev stroškov, kar je drugače kot pri sekundarni regulaciji, ko je to le en manjši delež.

Iz prve alineje izhaja, da je potrebno izhajati iz najmanj dveh velikostnih razredov PT, predlog, razred moči med 20 in 50 MW ter 100 do 140 MW. Obstajajo tudi enote moči 400 MW, vendar glede na velikost slovenskega EES niso aktualne.

Iz druge alineje izhaja, da je treba opravičiti posamezne komponente investicije v opremo. V cilju izvajanja storitve tako ni potrebe po dvogorilniškem sistemu ali dodatnih čistilnih napravah. Potrebno je opredeliti tudi ali gre za »green-field« investicijo ali na obstoječi elektrarniški lokaciji. Skratka, potrebno je postaviti vprašanje presoje obsega investicijske opreme.

Stroškovne komponente celotne investicijske vrednosti so strukturirane kot:

- stroški investicije v ureditev lokacije:
 - odkup zemljišča,
 - priprava gradbišča,
 - priključitev na plinsko omrežje ali v sistem oskrbe s tekočim gorivom,
 - priključitev na elektroenergetsko omrežje,
 - izgradnja pomožnih objektov in komunalne opreme,
- stroški investicije glavne in pomožne opreme ter ostalega, ki jih sestavljajo:
 - investicijska in projektna dokumentacija,
 - gradbena dela,
 - gen-set paket,
 - transport, ostala strojna in elektro oprema, montaža, zagon, testiranje,
 - inženiring ter
 - nepredvideni stroški.

Oceno investicije opredeljuje t. i. TPC, ki predstavlja osnovo za investicijski strošek - IS_{PT} .

Izračun letnega investicijskega (LIS_{PT}) plinske turbine uporabljene za zagotavljanje terciarne regulacije sledi enačbam (1) in (2).

V tem primeru nas zanima celotni letni strošek investicije, saj je celotni objekt vključen v storitev, torej LIS_{PT} ni delni, ampak celotni, in znaša:

$$LIS_{PT} = IS_{PT} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right) \right]} \quad (40)$$

6.2.1.2 Črpalna elektrarna

Za ČE je predvideno, da poleg nudenja TRR komercialno obratuje tudi na trgu z električno energijo, tako da je moč, ki jo nameni za TRR, manjša od nazivne inštalirane moči. Skladno temu je pri letnem investicijskem strošku ($LIS_{\check{C}E}$) zajet le delež celotnega stroška, ki je sorazmeren moči za TRR.

Investicijski strošek ČE ($IS_{\check{C}E}$) obsega vse komponente, t. i. TPC (Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost), ki poleg cene tehnologije na trgu, lokalno pogojenih specifičnih stroškov, zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

$$LIS_{\check{C}E_TRR} = IS_{\check{C}E} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right) \right]} \cdot \frac{P_{TRR}}{P_{TUR} + P_{TRR}} \quad (41)$$

kjer je:

$IS_{\check{C}E}$ investicijski strošek ČE,

DS diskontna stopnja,

L_T ekonomska življenjska doba posamezne tehnologije T,

P_{TRR} delovna moč za TRR,

P_{TUR} inštalirana moč ČE v turbinskem obratovalnem režimu.

6.2.2 Stroški vzdrževanja

6.2.2.1 Plinska turbina

Stroški vzdrževanja so načelno vezani na število obratovalnih ur, ki jih PT opravijo letno, čeprav jih štejemo v kategorijo stalnih stroškov.

Pri industrijski izvedbi PT se izračunavajo t. i. ekvivalentne obratovalne ure (EOH), kjer se upošteva poleg dejanskih ur delovanja tudi število startov, vrste

zagona,.., medtem ko so pri letalskih PT, te kategorije ni. Vzdrževalni stroški s_{vzd} se tako vežejo na obratovalne ure in so odvisni od višine investicije.

Tako lahko opredelimo tri nivoje vzdrževalnih stroškov:

- vzdrževalni stroški do 100 obratovalnih ur letno – $s_{vzd_PT_<100}$:

$$s_{vzd_PT_<100} = d_{vzd_PT_<100} \cdot IS_{PT} \quad (42)$$

- vzdrževalni stroški med 100 in 500 obratovalnimi urami letno ($s_{vzd_PT_100-500}$):

$$s_{vzd_PT_100-500} = d_{vzd_PT_100-500} \cdot IS_{PT} \quad (43)$$

- in vzdrževalni stroški nad 500 obratovalnih ur letno - $s_{vzd_PT_>500}$:

$$s_{vzd_PT_>500} = d_{vzd_PT_>500} \cdot IS_{PT} \quad (44)$$

ne glede na vrsto plinske turbine. Pri čemer je $d_{vzd_PT_x}$ delež, ki odpade na celotne stroške investicije.

6.2.2.2 Črpalna elektrarna

Predpostavljeno je, da je za TRR namenjen le manjši delež celotnih kapacitet ČE, iz česar sledi, da so na ta račun stroški vzdrževanja relativno nizki in niso všteti v stroške.

6.2.3 Stroški obratovanja

6.2.3.1 Plinska turbina

6.2.3.1.1 Stroški dela

Stroški osebja so povezani z oceno potrebnega števila osebja, da lahko enota normalno deluje. Predlagamo, da se za izračun števila upravičenega osebja ($UO_{št_PT}$) uporabi dvofazna enačba, ki je odvisna od instalirane moči enote (P_{inst}).

$$UO_{št_PT} = A + B \cdot P_{inst} \quad (45)$$

Kjer sta A in B faktorja.

Letni strošek za obratovalno osebje - LS_{UO_PT} znaša:

$$LS_{UO_PT} = UO_{št} \cdot PLSZ \quad (46)$$

Pri čemer je *PLSZ* povprečni letni strošek na zaposlenega v energetiki (bruto plača, dajatve, idr.).

6.2.3.1.2 Stroški goriva, okoljskih dajatev in ostalega

Stroški goriva, okoljskih dajatev, uporaba DEMI vode za nižanje emisij NO_x (če ni DLN-gorilnikov) in ostali drobni stroški nastanejo, v primeru zagona in aktivacije terciarne regulacijske rezerve.

6.2.3.1.2.1 *Stroški goriva*

V skupnih stroških goriva je potrebno upoštevati tudi gorivo za delovanje v času, ko je bila aktivirana terciarna rezerva. Poraba goriva je odvisna od značilnosti letnega, zato je potrebno upoštevati ali enota kot vhodni energent uporablja zemeljski plin ali ekstra lahko kurilno olje. Poraba goriva PT $K_{\text{goriva_PT}}$ je določena:

$$K_{\text{goriva_PT}} = \frac{t_{\text{ob_TRR}} \cdot P_{\text{net_lok_TRR}} \cdot q_{\text{sp_pov}} \cdot f_{\text{deg}}}{H_i} \quad (47)$$

Kjer je :

$t_{\text{ob_TRR}}$	čas angažiranja TRR (čas od sinhronizacije enote z omrežjem),
$P_{\text{net_lok_TRR}}$	povprečna neto električna moč za TRR oddana v omrežje,
$q_{\text{sp_pov}}$	povprečna specifična poraba toplote med angažiranjem TRR,
H_i	spodnja kurilnost goriva,
f_{deg}	degradacijski faktor PT, >1

Strošek goriva za angažiranje TRR ($S_{\text{goriva_PT}}$) znaša:

$$S_{\text{goriva_PT}} = K_{\text{goriva_PT}} \cdot C_{\text{goriva}} \quad (48)$$

Kjer je C_{goriva} , strošek nabave goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne.

6.2.3.1.2.2 *Stroški okoljskih dajatev – nakup pravic za emisijo CO₂*

Stroški zajemajo nakup pravic za emisijo CO₂, ki se izračunava iz količine porabljenega goriva. Izračuni sledijo enačbama (15) in (16).

6.2.3.1.2.3 *Stroški demineralizirane vode*

V plinskih turbinah se za zniževanje emisije NO_x ob uporabi KOEL dostikrat (odvisno od tehnološke izvedbe ali DLN) uporablja injiciranje demineralizirane vode (v nadaljevanju DEMI-voda). Zato je pri PT, kjer se uporablja ta metoda zniževanja emisij NO_x, tovrstni strošek tudi upoštevati.

Porabljena količina DEMI-vode ($K_{\text{DEMI_PT}}$) znaša:

$$K_{\text{DEMI_PT}} = K_{\text{goriva_PT}} \cdot f_{\text{DEMI_PT}} \quad (49)$$

Kjer je $K_{\text{goriva_PT}}$ količina porabljenega goriva in $f_{\text{DEMI_PT}}$ faktor, ki določa porabo DEMI-vode.

Strošek DEMI-vode $s_{\text{DEMI_PT}}$ je:

$$s_{\text{DEMI_PT}} = K_{\text{DEMI_PT}} \cdot c_{\text{DEMI}} \quad (50)$$

Kjer je c_{DEMI} enaka proizvodni ceni DEMI-vode.

6.2.3.1.2.4 Ostali stroški odvisni od obratovanja

V to kategorijo so uvrščeni predvsem stroški povezani s čistili za izpiranje PT, maziva, drobne inventar in so odvisni od proizvedene električne energije:

$$s_{\text{ost_obr_PT}} = f_{\text{ost_obr_PT}} \cdot W_{\text{e_neto}} \quad (51)$$

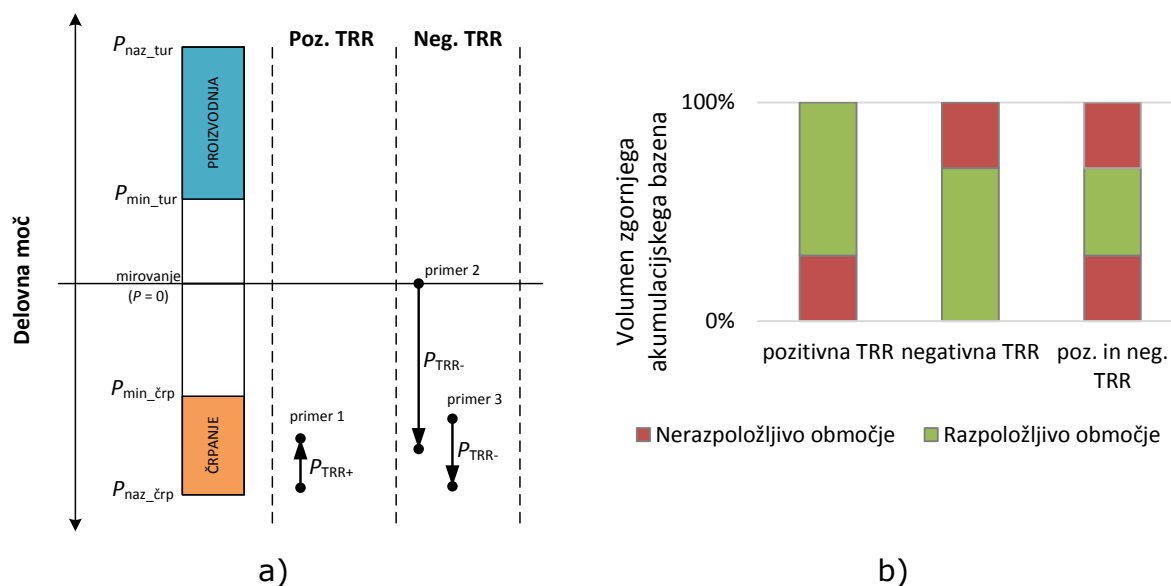
Kjer je $f_{\text{ost_obr}}$ faktor, ki določa delež ostalih stroškov, in $W_{\text{e_TRR}}$ neto proizvedena električna energija ob angažiranju TRR.

6.2.3.2 Črpalna elektrarna

Črpalna elektrarna (ČE) lahko obratuje v generatorskem ali črpalnem režimu, zaradi česar lahko nastopa kot ponudnik pozitivne in negativne TRR. Upravljalec ČE lahko sistemskemu operaterju ponudi TRR v obsegu celotne inštalirane moči ČE, pri čemer je potrebno upoštevati obratovalne omejitve ČE, lahko pa za TRR nameni le del kapacitet, kar je odvisno od ekonomskih in tehničnih parametrov.

V času aktivacije TRR se lahko ČE nahaja v različnih delovnih točkah, vendar pa mora imeti v vsakem trenutku možnost spremembe delovne moči v višini zakupljene TRR. Pri nudenju pozitivne TRR mora imeti ČE možnost povečanja proizvodnje oz. zmanjšanja črpalne moči, pri nudenju negativne TRR pa možnost povečanja črpalne moči oz. zmanjšanje proizvodnje (slika 14 a).

Za spremembo obratovalnega režima in nudenje TRR v zahtevanem časovnem intervalu je ključnega pomena zadostna količina vode v zgornjem akumulacijskem bazenu oz. razpoložljiv volumen za črpanje vode. Pri nudenju pozitivne TRR, akumulacijski bazen ne sme biti prazen, ampak je potrebna trajna rezervacija vode za zagotavljanje TRR v dogovorjenih količinah. Pri nudenju negativne TRR akumulacijski bazen ne sme biti poln, pri kombinaciji pozitivne in negativne TRR pa mora biti nivo vode med polnim in praznim (slika 14 b).



Slika 14: Obratovalne omejitve ČE pri zagotavljanju TRR

Pri obratovalnih stroških ČE, ki zagotavlja TRR, so analizirani trije primeri (slika 14 a) za ČE v črpalnem režimu obratovanja, ki so predstavljeni v nadaljevanju.

V **prvem primeru** je obravnavano nudenje pozitivne TRR, pri čemer je ČE pred aktivacijo v črpalnem režimu in za potrebe TRR zmanjša moč črpanja. V tem primeru nastanejo (oportunitetni) stroški, ker je črpanje (predvidoma) prestavljeno v časovno obdobje z višjimi cenami električne energije.

V **drugem primeru** ČE zagotavlja negativno TRR. Pred aktivacijo TRR je ČE v mirovanju, nato pa preide v črpalni obratovalni režim.

V **tretjem primeru** ČE prav tako zagotavlja negativno TRR. Pred aktivacijo TRR obratuje v črpalnem režimu, nato pa moč črpanja poveča.

Predstavljeni primeri zagotavljanja TRR, so izvedeni v črpalnem obratovalnem režimu. Porabljena električna energija za črpanje ($W_{\text{črp}}$) enaka:

$$W_{\text{črp}} = P_{\text{TRR}} \cdot t_{\text{TRR}} \quad (52)$$

kjer je:

P_{TRR} delovna moč za TRR

t_{TRR} trajanje aktivacije TRR

Strošek električne energije je enak produktu porabljene energije in cene električne energije. Pri tem je odvisno, v katerem obratovalnem stanju je bila ČE pred aktivacijo.

$$S_{\text{črp}} = W_{\text{črp}} \cdot c_{EE_{\text{črp}}} \quad (53)$$

Cena električne energije za črpanje ($C_{EE_črp}$) je odvisna od predpostavk v posameznem primeru:

Primer:	Cena električne energije:
1. primer	$C_{EE_črp} = C_{EE_base} - C_{EE_night}$
2. primer	$C_{EE_črp} = C_{EE_base}$
3. primer	$C_{EE_črp} = C_{EE_night}$

6.2.4 Ostali stroški neodvisni od obratovanja

6.2.4.1 Plinska turbina

Ostali stroški so neodvisni od obratovanja; gre za zavarovanje opreme, drobni inventar ter dajatve, ki se izračunavajo kot delež od investicijske vrednosti opreme.

$$s_{ost_PT} = f_{ost_PT} \cdot IS_{PT} \quad (54)$$

kjer je f_{ost_PT} določen kot procentualna vrednost.

6.3 OMEJITVE PRI IZVAJANJU NEGATIVNE TERCIARNE REGULACIJE DELOVNE MOČI

Poseben primer izvajanje negativne terciarne regulacije je izklapljanje določenih porabnikov na zahtevo sistemskega operaterja. Izvajanje take storitve poteka po zgoraj navedenem postopku. Za pravilno izvajanje take storitve pa je potrebno ustrezno opremiti vsakega porabnika, ki bo sodeloval v negativni terciarni regulaciji. Med to spada ustrezna merilna in odklopna tehnika in prenos podatkov od bremena do sistemskega operaterja oziroma koncentradorja storitve. Pod koncentradorja storitve lahko umestimo določeno podjetje, ki se ukvarja s temi storitvami in na eni strani sklepa pogodbo z odjemalci, ki želijo sodelovati v negativni terciarni regulaciji in jim v zameno za določeno možnost prekinjanja dobave nudi denarno nadomestilo. Na drugi strani pa ta ista pravna oseba ponudi storitev sistemskemu operaterju preko trga sistemskih storitev.

Tehnično sistem lahko nemoteno deluje, vendar pa lahko v določenih primerih, ko pravila igre niso ustrezno definirana, pride do izkrivljanja trga z električno energijo.

Problem leži v tem, da vsak odjemalec, ki sklene pogodbo za izvajanje negativne terciarne regulacije, sklene tudi pogodbo o dobavi električne energije. Teoretično tako lahko sklene posamezen odjemalec eno pogodbo o izvajanju negativne terciarne regulacije z enim ponudnikom in drugo pogodbo o dobavi električne energije z drugim ponudnikom. S sklenjeno pogodbo o dobavi električne energije postane ta odjemalec tudi član ponudnikove bilančne skupine. Nadalje ima ta odjemalec v svoji pogodbi o dobavi lahko napisano tudi dogovorjeno tolerančno

območje. To tolerančno območje je definirano v količini kWh (MWh) v določenem obdobju. Obdobje je praviloma določeno na mesečni oziroma letni ravni. Tako se lahko odjemalčeva poraba giba v določenem tolerančnem pasu brez penalizacije, saj vsa tveganja nihanja odjemalčeve porabe prevzame dobavitelj električne energije v okviru uravnavanja porabe celotne bilančne skupine.

V primeru, da je določen odjemalec sklenil tudi pogodbo o sodelovanju v negativni terciarni rezervi s ponudnikom, ki ni tudi njegov dobavitelj pa lahko pride ob aktiviranju negativne terciarne regulacije do odmikov napovedane porabe osnovne bilančne skupine. S tem načinom bo tako odjemalec povzročil odstopanje od napovedane porabe osnovne bilančne skupine in bo povzročil ponudniku, s katerim je sklenil osnovno pogodbo o dobavi električne energije, odstopanja. Tako bo osnovni dobavitelj za odstopanje penaliziran, medtem ko bo vse pozitivne učinke deležen odjemalec.

Da do tega ne bi prihajalo, je nujno potrebna ustrezna regulativa v okviru pravil za delovanje trga, ki bo take anomalije odpravil.

7 ZAGON AGREGATA BREZ ZUNANJEGA NAPAJANJA

Zagon agregatov iz breznapetostnega stanja je postopek ponovne vzpostavitve normalnega delovanja elektroenergetskega sistema po delnem ali popolnem razpadu prenosnega sistema katerega posledica je bil velik izpad porabnikov električne energije. V glavnem vse elektrarne, ki so priključene na prenosno omrežje, potrebujejo za zagon zunanji vir napajanja. V normalnih razmerah delovanja elektroenergetskega sistema tako dobijo elektrarne zunanji vir napajanja iz prenosnega ali distribucijskega omrežja. V izrednih razmerah kot je razpad elektroenergetskega sistema, pa take elektrarne ne morejo samostojno začeti proizvajati električno energijo. Zato mora biti v vsakem energetskem sistemu na voljo tudi določeno število posebnih elektrarn, ki so sposobne začeti s proizvodnjo električne energije tudi brez zunanjega vira napajanja.

Take elektrarne, ki lahko pričnejo z obratovanjem iz breznapetostnega stanja, imajo na voljo dodano pomožno napajanje v sklopu same elektrarne. Običajno je to pomožno napajanje izvedeno s pomočjo manjših dizel agregatov. Velikost pomožnih agregatov je definirana glede na zahteve glavne proizvodne enote, načeloma pa naj bi bila moč pomožnih agregatov v razponu od 1 do največ 15 MW. Ti pomožni agregati so zgrajeni tako, da startajo s pomočjo baterij ali kakšnih drugih oblik shranjevanja energije. Po uspešnem startu glavnega agregata, se ta priključi na prenosno omrežje in tako omogoči ostalim agregatom ponovni začetek obratovanja. Istočasno pa delujoči agregati proizvajajo električno energijo za napajanje določene količine uporabnikov. Pri tem pa mora biti poraba električne energije vedno v ravnotežju s proizvedeno.

S stališča zanesljivega delovanja elektroenergetskega sistema bi bilo najbolj učinkovito, če bi vse proizvodne enote, ki so priključene bodisi na prenosno bodisi na distribucijsko omrežje, imele možnost zagona iz breznapetostnega stanja. Tako bi bilo v primeru razpada elektroenergetskega sistema možno pričeti s procesom ponovne vzpostavitve normalnega obratovalnega stanja simultano z vsemi proizvodnimi enotami naenkrat. Na ta način bi se čas motnje bistveno skrajšal in tudi porabniki bi bili ponovno napajani občutno hitreje.

Ker bi taka konfiguracija proizvodnih enot pomenila bistveno povečanje investicijskih in obratovalnih stroškov, je v vsakem elektroenergetskem sistemu na voljo samo določeno število agregatov, ki so prilagojeni za zagon iz breznapetostnega stanja. Ti agregati so strateško nameščeni na točkah, kjer je možno najučinkoviteje izvajati ponovno vzpostavitev normalnega obratovalnega stanja po nastali motnji. Pri pregledu ostalih sistemov glede zagona agregatov iz breznapetostnega stanja je bilo izkustveno ugotovljeno število oziroma odstotek potrebnih agregatov v vsakem sistemu. Ta vrednost se giblje v območju 33 % vseh instaliranih agregatov.

7.1 OPREDELITEV RELEVANTNIH PROIZVODNIH TEHNOLOGIJ

Proizvodne enote namenjene BS morajo ustrezati specifičnim tehnično-tehnološkim zahtevam v EES. Osnovni pogoj je, da lahko proizvodna enota zažene agregate z lastnimi zagonskimi viri, brez pomoči zunanjega omrežja. Nadalje mora biti enota sposobna zagotavljati napajanje kritičnih porabnikov v

procesu ponovne vzpostavitve EES. Dodatne zahteve, ki jih mora izpolnjevati enota za BS oz. so priporočene, so naslednje:

- sposobnost napajanja kritičnih bremen, kot je npr. zagon drugih elektrarn, ki nimajo sposobnosti BS, napajanje nujne lastne rabe in varna zaustavitev jedrskih elektrarn, napajanje kritične plinske infrastrukture, itd.;
- zagotavljanje redundance z več BS-enotami na kritičnih področjih;
- sposobnost zagotavljanja napajanja znotraj predvidenih časovnih okvirov;
- tehnične sposobnosti:
 - vzdrževanje ustreznega napetostnega profila (možnost proizvodnje in porabe jalove moči (npr. pri vklapljanje dolgih neobremenjenih daljnovodov));
 - regulacija frekvence znotraj predpisanih meja;
 - vzdrževanje ustreznih pretokov moči;
 - dinamična stabilnost (ustrezna zmožnost skočne obremenitve);
- možnost izvedbe več zaporednih BS, zaradi morebitnih težav pri vzpostavljanju omrežja (pri priklopljanju prenosnega in distribucijskega omrežja, ali pa pri samem zagonu enote);
- ustrezna izbira lokacije (električna bližina kritičnih bremen, dolžina zagonskih poti, geografska razporeditev enot za BS, redundanca);
- raznolikost in zanesljivost virov goriva, ki omogočajo avtonomno delovanje v predpisanem časovnem okviru;
- oprema, ki omogoča varno zaustavitev enote brez pomoči zunanjih virov in vzdrževanje pripravljenosti za ponovni zagon;
- visoka razpoložljivost in obratovalna zanesljivost enote;
- vprašanje kompleksnosti (npr. kako kompleksna je vzpostavitev otoka iz izbrane lokacije);
- pretekle izkušnje z določeno enoto in rezultati preteklih testiranj;
- izvajanje rednih pregledov in testov vse opreme, ki je potrebna za BS.

7.1.1 Hidroelektrarne

HE se po svetu zelo pogosto uporabljajo za BS. Ob zagonu HE je potrebna relativno majhna moč, ki se jo običajno zagotovi z dizel agregatom (v nadaljevanju DA). Običajno je med BS potrebno napajati naslednje porabnike:

- oljetlačne naprave segmentnih zapornic,
- črpalke mazalnega olja ležajev generatorjev,
- preostale nujne porabnike (ventilatorji transformatorja, nujna razsvetljava, itd.).

Pri HE z agregati reda moči nekaj deset MW je za BS potreben DA z močjo nekaj sto kVA (običajni okrog 500 kVA), s katerim so v Sloveniji HE načeloma vedno opremljene, saj je potreben za premik zapornic v primeru izpada preostalih virov napajanja.

Prednosti zagotavljanja BS s pomočjo HE:

- hiter zagon agregatov;

- majhna potrebna zagonska moč;

Slabosti zagotavljanja BS in otočnega obratovanja s pomočjo HE:

- omejitve obratovanja ob neugodnih hidroloških razmerah (še posebej pri pretočnih elektrarnah brez oz. z majhno akumulacijo).;
- dinamična stabilnost pri prevzemanju skočnih sprememb (odvisno od tipa turbine);
- omejitve obratovalne denivelacije;

7.1.2 Termoelektrarne (plinska tehnologija)

Poleg HE z večjimi akumulacijami so plinske elektrarne (PE) najbolj pogost vir zagotavljanja BS. V PE se uporabljajo plinske turbine (PT) dveh tipov:

- industrijski tip plinske turbine (angl. *frame, industrial, heavy-duty gas turbine*),
- letalski tip plinske turbine (angl. *aeroderivative gas turbine*).

Med plinskimi turbinami so najbolj uporabne izvedbe na osnovi letalskih motorjev. Zaradi manjših gabaritov in teže ter s tem vztrajnostnega momenta za zagon zahtevajo manj zagonske moči, ki jo običajno zagotovimo z DA. Zagonski DA za zagon tovrstnih PT ranga velikosti med 20 in 50 MW imajo moči ranga med 250 in 400 kW.

Industrijske PT so zaradi gabaritov, teže ter robustnosti izvedbe primernejše za skočne obremenitve, vendar je potrebna bistveno večja zagonska moč, ki znaša med 4–7 % nazivne moči turbine, zato se tovrstne turbine redkeje uporabljajo za potrebe BS.

PT morajo biti za potrebe zagotavljanja BS opremljene z virom zagonske moči, ki je lahko izveden z:

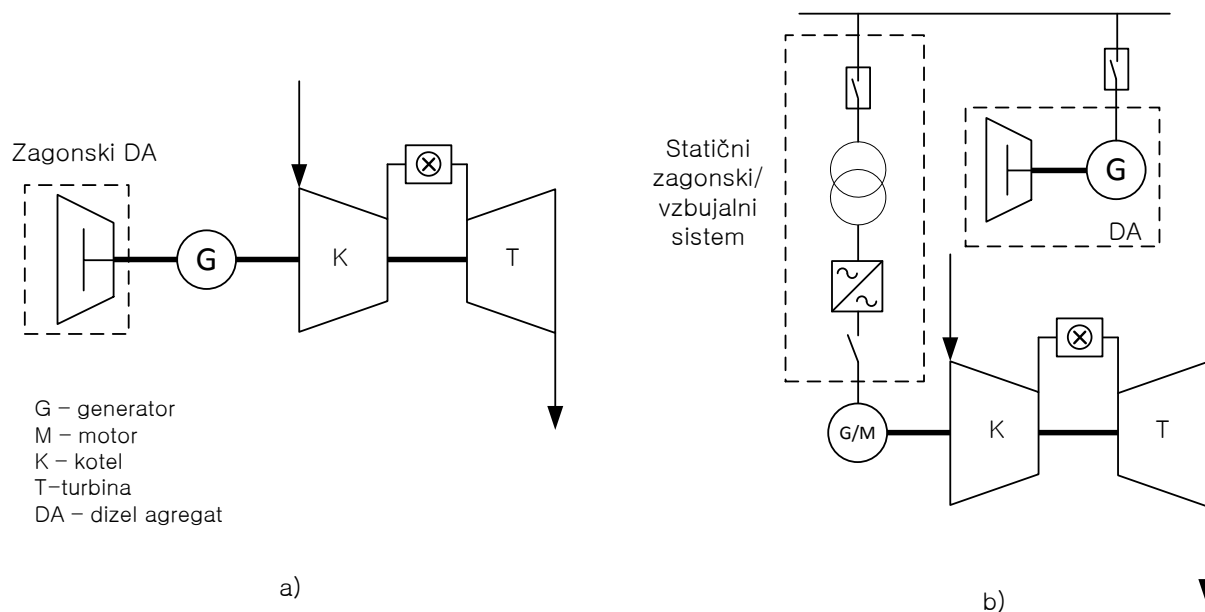
- DA, ki je preko elektromotorja neposredno povezan in vključen v zagonu PT;
- DA, ki je neposredni vir energije za statični zagonski sistem PT, ta je preko sistema z elementi močnostne elektronike napaja motor/generator (v enem sklopu; slika 15 b));
- z DA, ki zagotavlja neposredno mehansko moč za zagon PT (slika 15 a)).

PT mora biti projektirana tako, da zagotavlja napetostni profil in stabilno sprejema skočne obremenitve v času graditve otoka; eden od pogojev je tudi stabilno obratovanje brez bremena, na lastni rabi, ki lahko traja dalj časa;

Dodatna oprema PT za potrebe BS zajema poleg DA še:

- ustrezno opremo za vodenje bloka med BS;
- ustrezno zalogo goriva za čas zagotavljanja BS; tuja praksa: med 20–40 urami oziroma 3–7 dni.

Med upoštevajočimi stroški je potrebno zagotoviti tudi pokritje dela stroškov obratovanja, vzdrževanja, testiranja in zalog goriva.



Slika 15: Zagon plinske turbine

Prednosti zagotavljanja BS in otočnega delovanja s PT:

- eden najbolj uporabnih virov za BS v EES;
- za zagon je potreben DA z relativno majhno močjo (velikost odvisno od tipa PT);
- visoka zanesljivost in obratovalna razpoložljivost plinske tehnologije;
- stabilno delovanje le na lastni rabi;
- stabilno obratovanje pri skočnih spremembah;
- dobra osnova za zagon večjih agregatov;
- primerno zagotavljanje napetostnega in frekvenčnega odziva;
- hitri zagon (10 min do sinhronizacije);
- odlično razmerje med potrebnim prostorom in močjo;
- najprimernejši vir za otočno obratovanje in graditev otoka.

Slabosti in omejitve zagotavljanja BS in otočnega obratovanja s PT:

- višji specifični investicijski stroški kot pri pomožni opremi HE;
- velikost prevzemanja skočnega bremena je odvisna od tipa in velikosti PT.

7.2 ANALIZA AKTIVACIJ V PRETEKLEM OBDOBJU IN OCENA VERJETNOSTI AKTIVACIJ

Do razpadov omrežij lahko pride iz različnih vzrokov. EES so načeloma grajeni tako, da je kljub izpadu posameznih elementov (v splošnem se uporablja N-1 kriterij) oskrba večine porabnikov neprekinjena. Vzroke za razpade EES bi lahko v grobem razdelili na:

- naravne vzroke (nevihte, žled, potresi, geomagnetne nevihte, itd.),
- tehnične vzroke (kratki stiki, okvara opreme, preobremenitev omrežja, itd.)

- človeški faktor (stikalne napake, napačna in nezadostna komunikacija med operaterji, sabotaža, itd.)[11].

Pogosto je vzrok za razpad sistema kombinacija manjših dogodkov, ki povzročijo »domino-efekt« in vodi v katastrofo večjih razsežnosti.

Razpadi EES v manjšem obsegu se po svetu pojavljajo relativno pogosto, medtem ko so taki v večjem obsegu na srečo dokaj redki, vendar lahko prizadenejo tudi tehnološko najnaprednejše EES. S širitvijo EES, večanjem porabe električne energije in vedno večjo odvisnostjo od nje imajo razpadi vedno večje posledice za odjemalce. V tabeli 3 so predstavljeni nekateri največji razpadi EES v zadnjem desetletju [12],[11]. Običajno je bila oskrba z električno energijo prekinjena za nekaj ur, v nekaterih primerih pa je popolna ponovna vzpostavitev velikih EES trajala tudi več dni. V tabeli 3 je za nekatere razpade v oklepaju podano tudi njihovo trajanje, pri čemer je potrebno dodati, da se velik EES gradi postopoma, tako da določeni odjemalci dobijo napajanje prej kot drugi.

Tabela 3: Nekateri največji razpadi EES po svetu v zadnjih letih

Datum (trajanje)	Država	Št. prizadetih prebivalcev
14. 8. 2003 (3h do 2 dni)	ZDA/Kanada	60 mio.
28. 8. 2003 (3h do 3 dni)	Italija	50 mio.
23. 9. 2003 (8h)	Danska/Švedska	4 mio.
4. 11. 2006 (2h)	UCTE-omrežje	15 mio.
10. 11. 2009 (7h)	Brazilija	80 mio.
4. 2. 2011 (4h)	Brazilija	53 mio.
14. 1. 2012	Turčija	20 mio.
30. in 31. 7. 2012	Indija	620 mio. (največji do danes)
12. 8. 2014 (6h)	Malta	0,4 mio.

Iz podatkov v tabeli 3 lahko vidimo, da lahko razpad EES prizadene izredno velika območja, zaradi česar lahko posledično nastane ogromna škoda. Stroške zaradi električnih mrkov lahko razdelimo na neposredne (npr. zamenjava okvarjenih elementov EES) in posredne (npr. materialna škoda zaradi nenačrtovane prekinitve proizvodnih procesov, izpad dohodkov zaradi nezmožnosti opravljanja storitev). Dosežejo lahko izjemno visoke zneske, zaradi česar je čim hitrejša vzpostavitev oskrbe izjemnega pomena.

Kot je bilo rečeno se razpadi EES večjih razsežnosti zgodijo relativno redko. V zgodovini slovenskega EES je bilo do sedaj nekaj razpadov, ki so prizadeli večje območje, med katerimi lahko omenimo naslednje:

- vsejugoslovanski razpad leta 1980, ki je trajal nekaj ur; NEK takrat še ni obratovala (končevali so se zagonski preizkusi);
- razpad EES Slovenije in Hrvaške leta 1986 (NEK je bila takrat zaustavljena, prišlo je do težav pri zagonu TEB, v NEK so po tem dogodku podvojili kapaciteto rezervnih baterij);
- zgodilo se je še kar nekaj dogodkov, ko so bile razmere kritične in ni veliko manjkalo do širšega razpada EES (npr. leta 2003 ob kriznem napetostnem

stanju po defektu v RTP Tumbri (HR); ob italijanskem razpadu leta 2003; razdelitev omrežja UCTE leta 2006 zaradi vdora vetrne energije).

Ob razpadu EES nastane velika ekonomska škoda tudi zaradi prekinitve dobave električne energije, ki jo lahko zmanjšamo s čim hitrejšo vzpostavitvijo EES. Leta 2010 je ELEK izdelal študijo, v kateri je bila na podlagi vhodnih podatkov za leto 2009 ocenjena škoda, ki jo utrpijo gospodinjstva, industrija in ostala široka raba zaradi prekinitev oskrbe z električno energijo [13]. V študiji so bile za vrednotenje škode izbrane tri različne uveljavljene metode, in sicer metoda vrednotenja neposrednih stroškov (angl. direct cost) ter metodi, ki ocenjujeta pripravljenost odjemalcev na plačilo oz. sprejetje kompenzacije zaradi prekinjene oskrbe z električno energijo (angl. »willingness to pay« in »willingness to accept«).

Na podlagi podatkov o količini nedobavljene električne energije (NDE) za gospodinjstva, industrijo in ostalo široko rabo, ki je znašala za leto 2009 na ravni celotne Slovenije 4,04 GWh, in omenjenih metodologij za oceno škode je bilo ugotovljeno, da je strošek NDE znašal leta 2009 27,2 mio. EUR (po metodi neposrednih stroškov – DC) oz. 16,5 mio. EUR (povprečje vseh uporabljenih metod – P).

5-urni razpad celotnega slovenskega EES, bi tako na osnovi izsledkov omenjene študije [13] povzročil škodo v višini 31 mio. EUR, 48-urni pa 484 mio. EUR, pri čemer so upoštevane zgornje mejne vrednosti različnih uporabljenih metodologij.

Hitra ponovna vzpostavitev EES je bistvenega pomena za zmanjšanje stroškov NDE. Pri tem imajo ključno vlogo elektrarne, ki so sposobne hitrega zagona iz teme in stabilnega otočnega obratovanja do sinhronizacije otokov, za kar so primerne predvsem PT in HE z akumulacijami.

7.3 OPREDELITEV STROŠKOVNIH POSTAVK

Pri opredelitvi stroškovnih postavk nudenja sistemske storitve BS smo se osredotočili na tehnologiji plinskih elektrarn in hidroelektrarn, ki sta v slovenskih razmerah najprimernejši za ta namen. Stroške BS smo definirali za naslednji tehnologiji:

- v prvem primeru je obravnavana PT, ki je pred izgradnjo nominirana in primarno namenjena zagotavljanju BS, oz. gre za nadomestitev obstoječe PT, enota je namenjena samo izvajanju sistemskih storitev in ne nastopa na trgu z električno energijo;
- v drugem primeru so ovrednoteni stroški zagotavljanja BS z uporabo obstoječe HE, ki je izključno namenjena tržnemu obratovanju, za katero so opredeljeni stroški opreme, ki je potrebna za izvajanje BS.

V tabeli 4 je podana razdelitev stroškov, ki smo jo upoštevali pri posamezni proizvodni tehnologiji.

Tabela 4: Letni stroški elektrarn zaradi zagotavljanja sistemske storitve zagon agregata brez zunanje napajanja

Zagon agregata brez zunanje napajanja		
Tip elektrarne:	Plinska turbina v odprtem ciklu	Hidroelektrarna (oprema za BS)
Strošek investicije:	Letni razmejeni strošek investicije – celoten objekt (LIS_{PT})	Letni razmejeni strošek investicije - dodatna oprema za BS (LIS_{HE_BS})
Stroški obratovanja in vzdrževanja:	<ul style="list-style-type: none"> strošek posadke (S_{UO_PT}) vzdrževanje celotnega objekta (S_{Vzd_PT}) ostali stroški (zavarovanj, drobni material, itd.; $S_{ost_obr_PT}$) 	<ul style="list-style-type: none"> vzdrževanje DA (S_{Vzd_DA}) ostali stroški (zavarovanje opreme za BS, drobni material, itd.; $S_{O\&V_ost_HE}$)
Stroški nakupa in hranjenja goriva	<ul style="list-style-type: none"> letni razmejeni strošek goriva za PT (S_{goriva_nakup}) hranjenje goriva za PT ($S_{goriva_hranjenje}$) 	<ul style="list-style-type: none"> letni razmejeni strošek goriva za DA (S_{goriva_nakup}) hranjenje goriva za DA ($S_{goriva_hranjenje}$)
Stroški periodičnih preizkusov	<ul style="list-style-type: none"> gorivo ($S_{goriva_PT_PP}$) CO₂ kuponi ($S_{CO2_PT_PP}$) 	<ul style="list-style-type: none"> posadka za preizkuse ($S_{UO_HE_PP}$) gorivo za DA ($S_{goriva_DA_PP}$) oportunitetni strošek med preizkusi porabljene vode ($S_{OPP_HE_PP}$)

7.3.1 Letni investicijski strošek

Letni investicijski strošek (LIS_T) posamezne tehnologije je izračunan na isti način kot v primeru stroškov sekundarne regulacije (enačbi (1) in (2)). Če enačbi združimo dobimo enačbo:

$$LIS_T = IS_T \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right) \right]} \quad (55)$$

kjer je:

IS_T investicijski strošek objekta oz. opreme, s katero zagotavljamo BS,

DS diskontna stopnja,

L_T amortizacijska doba objekta.

V nadaljevanju so definirani investicijski stroški (IS_T) pri zagotavljanju BS s plinsko elektrarno in hidroelektrarno.

7.3.1.1 Plinska turbina primarno namenjena BS

Pri stroških zagotavljanja BS s plinsko elektrarno upoštevamo polno investicijsko vrednost objekta, saj upoštevamo, da objekt ne sodeluje na trgu z električno energijo in se izgradi z namenom zagotavljanja sistemskih storitev, čemur je prilagojena tudi tehnološka oprema. Za potrebe BS bi bila ustrezna plinska turbina v odprtem ciklu, velikostnega reda 20-30 MW. V izračunu letnega investicijskega stroška (IS_{PT}) so upoštevane naslednje komponente:

- gen-set (zajema set generatorja in turbine),
- ostala oprema ter montaža in prevoz,
- gradbena dela,
- inženiring,
- ostali nepredvideni stroški.

Investicijski strošek smo razmejili na obdobje 50 let (L_T), ki je daljše od ocenjene življenjske dobe tovrstnih objektov (30 let), saj bi objekt glede na pretekle izkušnje obratoval redko (večinoma za potrebe preizkusov) in bi ob ustreznem vzdrževanju lahko obratoval daljše časovno obdobje.

Pri tem je potrebno omeniti, da je nemogoče natančno določiti kdaj in kako pogosto bo BS potreben v EES. Grobo oceno bi lahko podali na podlagi preteklih statistik in stopnje zanesljivosti EES. Upoštevati je potrebno, da EES obratujejo vse bolj na robu svojih zmogljivosti, tudi zaradi deregulacije trgov in vedno večjega deleža OVE.

7.3.1.2 Oprema za BS v hidroelektrarni

V nadaljevanju smo določili stroški zagotavljanja BS s pomočjo hidroelektrarne. Glede na razmere v slovenskem EES smo upoštevali, da gre za elektrarno z inštalirano močjo med 30 in 50 MW. Tovrstni objekti večino prihodkov ustvarijo na trgu z električno energijo in jim zagotavljanje BS pomeni dodaten zaslužek. Zaradi tega smo v primeru HE upoštevali le investicijski strošek za dodatno opremo, ki je potrebna za BS.

Pri HE, ki je vključena v zagotavljanje BS, je za njegovo izvedbo ključna oprema ustrezen DA. Za potrebe BS zadostuje DA velikostnega reda 500 kVA z dodatno opremo. V strošek investicije so za primer HE (IS_{HE_BS}) zajete naslednje postavke:

- DA vključno s stroški montaže;
- ostala oprema (sistemi vodenja in regulacije za otočno obratovanje);
- gradbena dela;
- ostali nepredvideni stroški;

Za opremo za BS v HE upoštevamo ekonomsko življenjsko dobo (L_T) 20 let.

7.3.2 Stroški obratovanja in vzdrževanja

Objekt namenjen BS, ki ni udeležen na trgu z električno energijo, večino časa miruje, zaradi česar so stroški obratovanja in vzdrževanja (O&V) povezani predvsem z vzdrževanjem opreme in stroški osebja. Proizvodna enota, ki poleg nudenja BS še komercialno obratuje, večino stroškov O&V, krije iz naslova komercialnega obratovanja, tako da so k stroškom zagotavljanja BS všteti le stroški O&V opreme potrebna za BS. V nadaljevanju so podrobneje definirani stroški O&V za zagotavljanje BS s pomočjo PT in HE.

7.3.2.1 Plinska turbina primarno namenjena BS

Stroški obratovanja in vzdrževanja PT, primarno namenjene zagotavljanju BS, zajemajo:

- strošek osebja (LS_{UO_PT}),
- strošek vzdrževanje celotnega objekta (s_{vzd_PT}),
- ostali stroški (zavarovanje, drobní inventar, itd.) ($s_{O\&V_ostali_PT}$).

Stroški osebja so povezani z oceno potrebnega števila osebja ($UO_{št_PT}$), ki zagotavlja normalno zagotavljanje BS, in povprečnim letnim stroškom na zaposlenega v energetiki ($PLSZ$). Letni strošek za obratovalno osebje (LS_{UO_PT}) znaša:

$$LS_{UO_PT} = UO_{št_PT} \cdot PLSZ \quad (56)$$

Stroški vzdrževanja plinske elektrarne (s_{vzd_PT}) so ocenjeni na podlagi ocen, ki jih najdemo v literaturi in praktičnih izkušnjah s tovrstnimi objekti. Upoštevamo stroške vzdrževanja pri minimalnih letnih obratovalnih urah. Letni strošek vzdrževanja (s_{vzd_PT}) izračunamo kot delež investicijske vrednosti:

$$s_{vzd_PT} = d_{vzd_PT} \cdot IS_{PT} \quad (57)$$

kjer je:

d_{vzd_PT} delež stroška vzdrževanja PT glede na njen strošek investicije,
 IS_{PT} investicijski strošek PT.

V stroških vzdrževanja in obratovanja PT upoštevamo tudi nekatere ostale stroške, kot je npr. zavarovanje. Letno vrednost ostalih stroškov ($s_{O\&V_ostali_PT}$) izračunamo kot delež investicijske vrednosti:

$$s_{O\&V_ostali_PT} = d_{O\&V_ostali_PT} \cdot IS_{PT} \quad (58)$$

kjer je:

$d_{O\&V_ostali_PT}$ delež ostalih stroškov vzdrževanja in obratovanja PT glede na strošek investicije,
 IS_{PT} investicijski strošek PT.

Celotni stroški obratovanja in vzdrževanja PT, primarno namenjene BS, ($s_{O\&V_PT}$) so enaki vsoti zgoraj opisanih komponent:

$$s_{O\&V_PT} = Ls_{UO_PT} + s_{vzd_PT} + s_{O\&V_ost_PT} \quad (59)$$

7.3.2.2 Hidroelektrarna

Pri vrednotenju stroškov O&V za zagotavljanje BS s pomočjo HE upoštevamo le dodatna potrebna oprema za BS, tako da so z njo povezani tudi stroški O&V, ki zajemajo:

- vzdrževanje DA (s_{vzd_DA}),
- ostali stroški obratovanja in vzdrževanja (zavarovanje opreme potrebne za BS, drobni material, itd.) ($s_{O\&V_ostali_HE}$).

Letni strošek vzdrževanja DA izračunamo z enačbo:

$$s_{vzd_DA} = d_{vzd_DA} \cdot IS_{DA} \quad (60)$$

kjer je:

d_{vzd_DA} delež stroška vzdrževanja DA glede na njegov investicijski strošek,

IS_{DA} investicijski strošek DA.

V stroških vzdrževanja in obratovanja upoštevamo, tudi nekatere ostale stroške, kot je npr. zavarovanje. Ostale stroške ($s_{O\&V_ost_HE_BS}$) prav tako izračunamo kot delež investicijske vrednosti:

$$s_{O\&V_ost_HE_BS} = d_{O\&V_ost_HE_BS} \cdot IS_{HE_BS} \quad (61)$$

kjer je:

$d_{O\&V_ost_HE_BS}$ delež ostalih stroškov vzdrževanja in obratovanja DA glede na strošek investicije,

IS_{HE_BS} investicijski strošek DA in ostale opreme namenjene BS.

Skupni letni stroški obratovanja in vzdrževanja opreme za BS v HE ($s_{O\&V_HE}$) so enaki vsoti:

$$s_{O\&V_HE_BS} = s_{vzd_DA} + s_{O\&V_ost_HE_BS} \quad (62)$$

7.3.3 Stroški nakupa in hranjenja goriva

Proizvodna enota, namenjena zagotavljanju BS, mora imeti zalogo energenta, ki omogoča zagon lastnih agregatov in otočno obratovanje do ponovne vzpostavitve EES. V SONPO ta zahteva ni definirana, v tujini pa se zahtevani časi zmožnosti otočnega obratovanja razlikujejo in se gibljejo nekje med 16–40 ur.

Izračun stroška nabave in hranjenja goriva je enak za obe analizirani tehnologiji, razlika je le v potrebnih količinah goriva. PT potrebuje zalogo tekočega goriva za zagon in obratovanje do konca ponovne vzpostavitve EES, hidroelektrarna pa potrebuje le manjšo zalogo goriva za zagonski DA.

Strošek nakupa zaloge goriva za potrebe BS je razmejen na daljše obdobje (OR) in je enak:

$$s_{\text{goriva_nakup_T}} = \frac{K_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{goriva_nabava}}}{OR} \quad (63)$$

kjer je:

K_{goriva} količina goriva, ki ga mora imeti proizvodna enota na zalogi za potrebe BS,

c_{goriva} nabavna cena goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne.

OR obdobje razmejitve stroška (v letih).

Potrebno količino goriva (K_{goriva}) določimo na podlagi tehničnih karakteristik posamezne tehnologije in ocene potrebnega časa obratovanja do ponovne vzpostavitve sistema.

Strošek hranjenja goriva je enakovreden oportunitetnim stroškom hranjenja goriva v večjih rezervoarjih in se izračuna z enačbo:

$$s_{\text{goriva_hranjenje_T}} = K_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{kapacitet}} \quad (64)$$

kjer je:

K_{goriva} količina zalog tekočega goriva za potrebe BS,

$c_{\text{kapacitet}}$ cena kapacitet za hranjenje tekočega goriva.

Vodilo za določitev cene kapacitet za hranjenje tekočega goriva ($c_{\text{kapacitet}}$) je nadomestilo za zagotavljanje obveznih rezerv nafte in njenih derivatov, ki je določeno v *Uredbi o določitvi in načinu obračunavanja posebnega nadomestila za izvrševanje gospodarske javne službe oblikovanja obveznih rezerv nafte in njenih derivatov* [14].

Celotni strošek nabave in hranjenja zalog goriva ($s_{\text{goriva_T}}$) za potrebe zagotavljanja BS je enak:

$$s_{\text{NH_goriva_T}} = s_{\text{goriva_nakup_T}} + s_{\text{goriva_hranjenje_T}} \quad (65)$$

7.3.4 Stroški periodičnih preizkusov

Predlagamo, da se v stroške zagotavljanja sistemske storitve BS, vključi tudi periodično izvajanje preizkusov pripravljenosti. Predvidimo lahko izvajanje dveh različnih preizkusov.

Prvi preizkus (preizkus pripravljenosti za BS) traja eno uro in se izvaja vsaj trikrat letno. Preizkus obsega zagon plinske turbine iz mirovanja s pomočjo DA. Ko PT doseže sinhronske vrtljaje, se testira priklop na izpraznjene zbiralke in vzpostavitev lastnega otoka – lastna raba enote. Nato sledi sinhronizacija z zunanjim omrežjem ter obratovanje eno uro na polni moči. Preizkus BS se izvaja vsaj trikrat letno.

Drugi preizkus (preizkus pripravljenosti za BS in otočno obratovanje) traja tri ure in se izvaja vsaj enkrat na tri leta. Ta preizkus predstavlja obsežnejši preizkus zmogljivosti BS in otočnega obratovanja, ki predvideva tudi obremenitev in stabilizacijo turbine. Zagon turbine se izvede enako kot pri preizkusu BS, nato se izvede še priklop bremen (skočna obremenitev agregata). Preizkus se izvaja enkrat na tri leta.

Skupaj so letno predvidene štiri ure obratovanja za potrebe periodičnih preizkusov. Stroški periodičnih preizkusov so za posamezno tehnologijo opisani v nadaljevanju.

7.3.4.1 Plinska turbina primarno namenjena BS

Letni strošek periodičnih preizkusov BS s pomočjo PT je odvisen od letnega števila obratovalnih ur za potrebe preizkusov (t_{PP}) in zajema naslednje stroškovne postavke:

- strošek porabljenega goriva ($s_{goriva_PT_PP}$);
- strošek emisijskih kuponov ($s_{CO_2_PT_PP}$).

Količina porabljenega goriva ($K_{goriva_PT_PP}$) se za PT izračuna z enačbo (47), strošek goriva za periodične preizkuse ($s_{goriva_PT_PP}$) pa znaša:

$$s_{goriva_PT_PP} = K_{goriva_PT_PP} \cdot c_{nabave_goriva} \quad (66)$$

kjer je:

c_{nabave_goriva} nabavna cena goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne,

$K_{goriva_PT_PP}$ količina porabljenega goriva za periodične preizkuse.

Količina emisij CO₂ ($K_{CO_2_PT_PP}$) se za PT izračuna z enačbo (15). Z upoštevanjem cene emisijskih kuponov za CO₂, zanaša njihov strošek med periodičnimi preizkusi ($s_{CO_2_PT_PP}$):

$$s_{CO_2_PT_PP} = K_{CO_2_PT_PP} \cdot c_{CO_2} \quad (67)$$

kjer je:

c_{CO_2} strošek emisijskih kuponov, ki vključuje vse stroške do elektrarne,

$K_{CO_2_PT_PP}$ količina emisij CO₂ med periodičnimi preizkusi.

Skupni strošek goriva in emisijskih kuponov za periodične preizkuse je enak:

$$S_{PP_PT} = S_{goriva_PT_PP} + S_{CO_2_PT_PP} \quad (68)$$

7.3.4.2 Hidroelektrarna

Letni strošek periodičnih preizkusov BS s pomočjo HE zajema naslednje stroškovne postavke:

- strošek osebja za preizkuse;
- strošek porabljenega goriva DA;
- oportunitetni strošek vode (stvar debate!).

Osebje za normalno obratovanje HE ni všteto med stroške za zagotavljanje BS, ampak je za čas periodičnih preizkusov izračunan ekvivalentni strošek obratovalnega osebja, ki je potrebno za izvajanje preizkusov.

Strošek goriva ($s_{goriva_DA_PP}$) je izračunan na enak način kot pri PT z enačbo (66). V primeru HE upoštevamo le porabo DA, ki je med periodičnimi preizkusi relativno majhna. Količino porabljenega goriva DA izračunamo s poenostavljeno enačbo:

$$K_{goriva_DA} = t_{ob} \cdot poraba_{DA} \quad (69)$$

v kateri je:

t_{ob} čas obratovanja DA med preizkusi v urah,

$poraba_{DA}$ urna poraba goriva DA v litrih na uro.

Med periodičnimi preizkusi za BS v HE bi se porabila določena količina vode, s katero bi bilo mogoče ustvariti električno energijo, kar upoštevamo kot oportunitetni strošek vode ($s_{OPP_HE_PP}$):

$$S_{OPP_HE_PP} = t_{ob} \cdot c_{EE_peak} \quad (70)$$

kjer je c_{EE_peak} cena vršne električne energije na trgu.

Skupni stroški periodičnih preizkusov BS v HE se izračunajo z enačbo:

$$S_{PP_HE} = S_{goriva_DA_PP} + LS_{UO_PP_HE} + S_{OPP_HE_PP} \quad (71)$$

7.3.5 Strošek zagotavljanja BS

Skupni stroški zagotavljanja sistemske storitve BS so sestavljeni iz komponent, predstavljenih v prejšnjih podpoglavjih, in jih izračunamo z enačbo:

$$S_{BS} = LIS_T + S_{O\&V_T} + S_{NHgoriva_T} + S_{PP_T} \quad (72)$$

Indeks T označuje posamezno proizvodno tehnologijo, ki je v primeru sistemske storitve zagotavljanja BS, plinska elektrarna ali hidroelektrarna.

7.4 SPECIFIČNOST ZAGOTAVLJANJA STORITVE

Glede na dano topologijo slovenskega prenosnega omrežja je smiselna izvedba resinhronizacije preko interkonekcijskih vodov s sosednjimi državami na nivoju 220 in 400 kV ter lokalna vzpostavitev energetskega sistema na nivoju 110 kV s pomočjo agregatov, ki so sposobni za zagon iz breznapetostnega stanja. Takih otokov oziroma možnosti ponovne sestavitve naj bi bilo od 6 do 8.

Pri določanju posameznih otokov igra ključno vlogo ozemljitev nevtralnih točk transformatorjev. Te so pomembne za pravilno delovanje zaščite elementov elektroenergetskega omrežja. V slovenskem prenosnem omrežju so na 400 in 220 kV napetostnem nivoju ozemljene vse nevtralne točke transformatorjev, medtem ko na 110 kV nivoju samo nekatere. Za konfiguracijo ozemljevanja nevtralnih točk transformatorjev je zadolžen sistemski operater, ki je tudi zadolžen za nastavitve parametrov zaščite in za ukrepanje v nenormalnih obratovalnih okoliščinah. Poleg ozemljitve nevtralnih točk je pomembna tudi struktura agregatov ki so prirejeni za zagon brez zunanjega vira. Ta dva parametra tudi v grobem definirata področje posameznega otoka.

V nadaljevanju bomo opisali potencialne možne scenarije vzpostavitve delovanja elektroenergetskega sistema po razpadu v različnih variantah.

7.4.1 Prenosno omrežje 220/400 kV Slovenije in povezava z ostalimi sistemi

V primeru celotnega razpada slovenskega elektroenergetskega sistema, lahko sistemski operater prične s ponovnim sestavljanjem prenosnega omrežja iz smeri Italije, Avstrije ali Hrvaške. V koordinaciji s sosednjimi sistemskimi operaterji poskuša pridobiti sinhronizacijsko napetost po DV 220 kV Divača – Padriciano ali 400 kV Divača – Redipuglia, DV 220 kV Podlog – Obersielach, 2 x DV 400 kV Maribor – Kainachtal, 2 x DV 400 kV Krško – Tumbri, DV 400 kV Divača – Melina in 220 kV Divača – Pehlin ali DV 220 kV Cirkovce – Žerjavinec. Prioriteta je sklenitev 400 kV zanke in posredovanje napetosti do NE Krško v čim krajšem času. Tu je potrebno paziti na dvig napetosti zaradi neobremenjenih daljnovodov.

Istočasno poteka sestavljanje posameznih 110 KV lokalnih omrežij. Do sinhronizacije posameznih otokov s prenosnim omrežjem poteka v posameznih transformatorskih postajah napetostnih nivojev 400/220/110 kV v skladu s sistemskimi obratovalnimi navodili in posebnimi navodili za ukrepanje ob izrednih razmerah.

7.4.2 Osrednja Slovenija

Visokonapetostno omrežje osrednje Slovenije predstavljata dve ključni transformatorski postaji RTP Beričevo in RTP Kleče ter TE TO Ljubljana in TE Trbovlje. Preko transformatorskih postaj 220/110 kV Kleče in 400/220/110 kV Beričevo je omrežje povezano na glavno prenosno omrežje Slovenije. Termoelektrarna toplarna Ljubljana je sicer prirejena za otočno obratovanje v izrednih razmerah, vendar pa ni prirejena za zagon agregatov iz breznapetostnega stanja. Prav tako je v primeru izpadov glavnih transformatorskih zelo težko vzdrževati ravnotežje med celotno porabo in možno proizvodnjo. To pride še posebej do izraza če TE Trbovlje ne bo obratovalo. V primeru razpada tega dela omrežja je možna izvedba ponovne sinhronizacije in vzpostavitve normalnega obratovalnega stanja samo preko posredovanja napetosti iz sosednjih lokalnih omreži ali iz 220 ali 400 kV napetostnega nivoja. Najbolj verjetna sinhronizacija bi verjetno potekala tudi s posredovanjem 110 kV napetosti iz Posavskega bazena, kjer je ključna elektrarna za ponovno vzpostavitev omrežja TE Brestanica Ta elektrarna ima v svojem naboru zadostno število agregatov za napajanje precejšnjega dela odjemalcev tako na področju Posavja kot tudi dela osrednje Slovenije.

7.4.3 Dolenjska, Bela Krajina in Posavje

Hrbtenico 110 kV omrežja Dolenjske in Posavja predstavljata RTP Krško in 2 x 110 kV daljnovodna povezava, ki poteka od HE Vrhovo preko HE Boštanj, HE Blanca, TE Brestanica do RTP Krško. V tem delu omrežja je na voljo dovolj proizvodnih virov, ki omogočajo zagon agregatov iz breznapetostnega stanja. Teoretično je možno zagon iz breznapetostnega stanja izvesti iz vsake HE, vendar je uspešnost izvedbe sinhronizacije omrežja precej odvisna od trenutne hidrologije. V takem primeru, bi se morala sinhronizacija omrežja izvesti zelo hitro. Tako bi drugi proizvodni viri lahko prevzeli obremenitev porabe.

Zato je najbolj optimalen možni scenarij izvedba ponovne sinhronizacije omrežja iz TE Brestanica. Zaradi narave elektrarne, je ta ključna ne samo za izvedbo zagona iz breznapetostnega stanja in ponovne vzpostavitve normalnega obratovalnega stanja, ampak predstavlja tudi dodaten vir napajanja za JE Krško. Ker so pričakovanja, da bi se ponovno vzpostavljanje omrežja po motnji izvajalo v daljšem obdobju je to ključen proizvodni vir, ki omogoča obratovanje dela omrežja v nenormalnih pogojih v daljšem časovnem obdobju. Ključna je seveda zaloga primarnega vira energije, ki bo omogočila normalno delovanje elektrarne v zahtevanem obdobju. To obdobje je najmanj 8 ur. Zaradi sorazmerno močne povezave tega dela omrežja z omrežjem osrednje Slovenije je to omrežje tudi izvor energije za vzpostavitev omrežja na področju osrednje Slovenije. Seveda pa je potreben čas za vzpostavitev obeh omrežij v tem primeru bistveno daljši. Posebno pozornost v tem delu omrežja je potrebno posvetiti tudi varnosti JE Krško, zato ima ta del omrežja postavljene izredno visoke zahteve glede zanesljivosti obratovanja elementov energetskega sistema.

7.4.4 Primorska

Omrežje 110 kV nivoja na področju Primorske sega od Kobarida na severu do RTP Lucija in RTP Il. Bistrica na jugu. Ključni elementi tega dela omrežja so RTP Divača, HE Doblar, ČHE Avče, HE Plave in HE Solkan. Poleg tega pa je z dvema 110 kV daljnovodoma povezano s Hrvaškim 110 kV prenosnim sistemom. Specifika tega dela sistema je, da se vzpostavljanje normalnega obratovalnega stanja po motnji lahko začne iz treh virov oziroma treh poti. Prva pot je pridobitev napetosti iz 220 kV nivoja preko TR 220/110 kV v RTP Divača in posredovanje le te na sever proti hidroelektrarnam in na jug z zaključitvijo 110 kV zanke preko hrvaškega omrežja. Druga pot je zagon agregatov v hidroelektrarnah iz breznapetostnega stanja ter posredovanje napetosti do RTP Divača. Tretja pot pa je pridobitev 110 kV napetosti iz sosednjega hrvaškega sistema in posredovanje napetosti do RTP Divača. Tretja varianta pride v poštev samo, če je prišlo samo do delnega razpada sistema in ne do totalnega električnega mrka tudi v sosednjih sistemih.

7.4.5 Zgornja in spodnja savinjska dolina

Omrežje Zgornje in spodnje savinjske doline je sicer zelo bogato s proizvodnimi zmogljivostmi, vendar pa so ti na žalost neprimerni za zagon iz breznapetostnega stanja razen dveh plinskih blokov. Tako je ta del omrežja vezan na posredovanje napetosti iz sosednjih delov sistema iz smeri Sl. Gradca, Cirkovcev, Laškega oziroma Rač ali pa preko transformatorske postaje v Podlogu. Najbolj učinkovita izvedba ponovnega zagona bi bila takojšnje obratovanje plinskih blokov za potrebe napajanja klasičnih termoblokov (blok 4, 5 in 6). Preko te kombinacije bi lahko ostali klasični termo bloki dokaj hitro dobili ustrezno energijo za ponovni zagon proizvodnje, ki je ključna za hitro vzpostavitev normalnega obratovalnega stanja na širšem področju. Ključni parameter pri tem je izredno hitro posredovanje ustrezne energije do blokov 4, 5 ali 6, da ti ne izgubijo parametrov za hiter ponovni zagon. V kolikor je ta čas predolg, bo potekal ponovni zagon termoblokov predvidoma nekaj ur, kar bo bistveno vplivalo na zanesljivost obratovanja sistema v pohavarijskem času.

7.4.6 Gorenjska

Ključni elementi 110 kV omrežja Gorenjske so hidroelektrarne Moste, Mavčiče in Medvode ter transformatorske postaje Okroglo, Kleče in Beričevo. Postopek ponovne vzpostavitve omrežja po razpadu lahko poteka iz HE Moste, ki naj bi v normalnih obratovalnih razmerah imela dovolj akumulacije v jezeru, da bi se postopek ponovne sinhronizacije uspešno zaključil. Teoretično je možno pričeti s ponovno sinhronizacijo tudi z ostalima dvema hidroelektrarnama, vendar pa je tu ključni parameter hidrologija reke Save v danem trenutku. Zaradi pomanjkanja proizvodnih zmogljivosti oziroma neravnovesja med proizvodnjo in porabo, je za popolno delovanje 110 kV omrežja Gorenjske in napajanja vseh potrošnikov nujno potrebna vključitev vsaj enega izmed transformatorjev 400/110 kV in 220/110 kV v RTP Okroglo, Kleče in Beričevo.

7.4.7 Štajerska, Koroška in Prekmurje

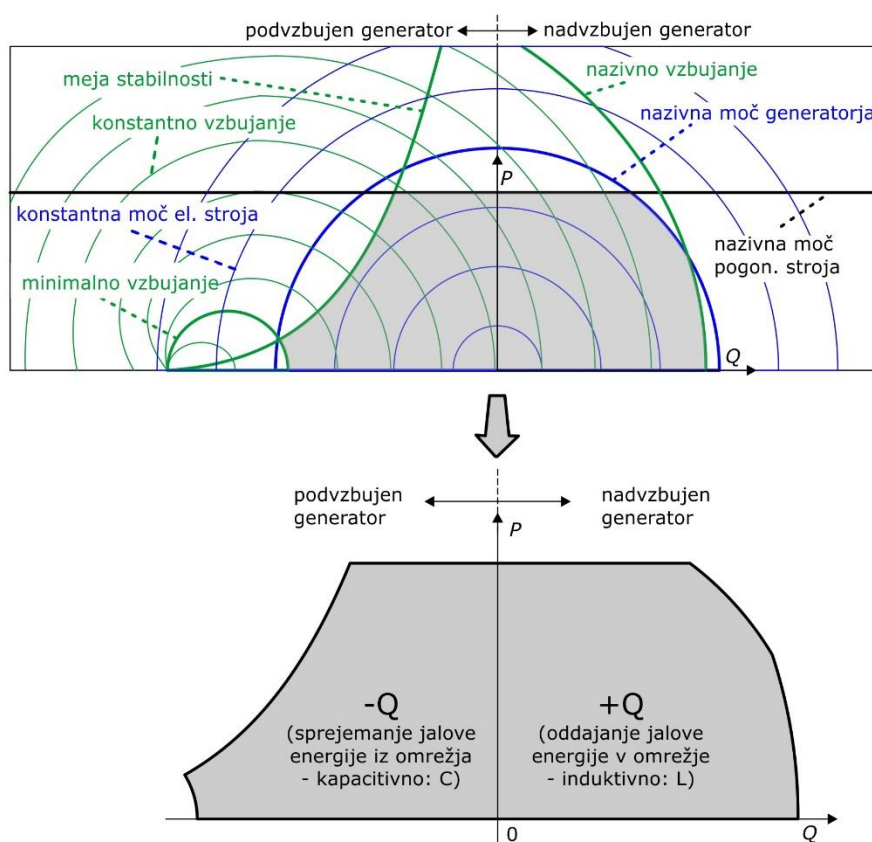
Vzpostavljanje normalnega obratovalnega stanja v omrežju Štajerske, Koroške in Prekmurja bi potekalo iz verige hidroelektrarn na Dravi. V odvisnosti od hidrologije bi bilo možno tudi dalj čas obratovati otočno z določenimi omejitvami na strani porabe. Ključni element na strani porabe v tem delu omrežja je vsekakor tovarna aluminija Talum, ki zaradi specifične proizvodnje ne sme dalj časa ostati brez napajanja. Ključni hidroelektrarni pri vzpostavljanju normalnega obratovalnega stanja sta Zlatoličje in Formin. Ti dve elektrarni sta največji v verigi in zato predstavljata znatno zalogo energije za vzpostavitev normalnega stanja. Poleg tega se tudi geografsko nahajata blizu Taluma in je previden čas ponovnega vklopa tako krajši. Zaradi velikosti, sta ti dve elektrarni primerni tudi za posredovanje napetosti do JE Krško. Predvidena pot poteka preko 400/110 kV transformacije v Mariboru ali 220/110 kV transformacije v Cirkovcah in preko DV 400 kV Maribor Krško. Seveda je možna sinhronizacija omrežja tudi iz sosednjih sistemov Avstrije in Hrvaške, vendar je ta varianta nekoliko odmaknjena zaradi zadovoljivih lastnih virov za zagon iz breznapetostnega stanja.

8 REGULACIJA NAPETOSTI

8.1 OPREDELITEV RELEVANTNIH PROIZVODNIH TEHNOLOGIJ

Ob spremembah porabe in proizvodnje električne energije v EES se spreminjajo napetostne razmere, ki jih obvladujemo z ustreznim prilagajanjem proizvodnje jalove energije. Nivo jalove energije uravnavamo s spreminjanjem vzbujanja generatorjev, pri čemer nadvzbujen generator oddaja jalovo energijo in omogoča priključitev induktivnih bremen (npr. električni motorji), med tem ko podvzbujen generator sprejema jalovo energijo iz omrežja ter izravnava napetost pri kapacitivnih bremenih (npr. razbremenjen daljnovod). Za proizvodnjo jalove energije sta primerni obe najpogostejši uporabljeni vrsti sinhronskih generatorjev (cilindrični oz. turbo-generator in generator z izraženimi poli). V termoelektrarnah se praviloma uporabljajo hitro tekoči turbo-generatorji, med tem ko se pri hidroelektrarnah uporabljajo počasi tekoči generatorji z izraženimi poli.

Zmožnosti za proizvodnjo jalove energije pri določenem generatorju so določene s konstrukcijo generatorja in ostalih sklopov proizvodnega agregata (turbina, vzbujanje, zaščita...). Običajen način prikaza karakteristike generatorja, ki opredeljuje tehnične zmožnosti pri proizvodnji jalove (in delovne) energije, je obratovalni diagram. Tipični obratovalni diagram (P-Q diagram) z označenimi mejami je prikazan na sliki 16.



Slika 16: Meje obratovalnega diagrama generatorja

Potrebno je še poudariti, da so v okviru obravnavanih sistemskih storitev za regulacijo napetosti upoštevane le aktivacije proizvodnje jalove energije „na poziv“ (SOPO) in ne proizvodnja jalove energije po predhodnem planu.

Pri obratovanju elektrarne, ki proizvaja jalovo energijo nastajajo različne izgube kot posledica obratovanja v neki določeni obratovalni točki. Obratovanje ima tudi za posledico obrabo strojne opreme, in posledično potrebo po vzdrževanju in zamenjavi opreme zaradi staranja.

Najpomembnejša električna stroja v elektrarni sta generator in blok transformator. Tako pri generatorju, kot pri transformatorju se pri različni jalovi moči spremenijo izgube, mehanske in električne obremenitve ter s tem povezana obraba obeh strojev.

Pri generatorju se izgube z osnovnimi funkcijskimi odvisnostmi delijo na:

- izgube v statorskem navitju (odvisne od kvadrata statorskega toka in upornosti statorskega navitja): $P_{G_s} = f(I_{G_s}^2, R_{G-s})$,
- izgube v rotorskem oziroma vzbujalnem navitju (odvisne od kvadrata vzbujalnega toka in upornosti vzbujalnega navitja): $P_{G_r} = f(I_{G_r}^2, R_{G-r})$,
- izgube vzbujalnega sistema (odvisne od kvadrata vzbujalnega toka in vzbujalne napetosti): $P_{G_r} = f(I_{G_r}^2, U_{G_r})$,
- izgube v železnem jedru (odvisne od ustrezne potence statorske napetosti, ki odraža vrtilne in histerezne izgube v jedru): $P_{G_{Fe}} = f(U_{G_s}^{1,8})$,
- izgube zaradi stresanja magnetnega polja (odvisne od kvadrata statorskega toka): $P_{G_{str}} = f(I_{G_s}^2)$ ter
- izgube trenja in ventilacije (odvisne od števila vrtljaje, ki je pri sinhronskih generatorjih konstantno): $P_{G_{t+v}} = f(n_{G-s})$.

Pri blok transformatorju pa se izgube z osnovnimi funkcijskimi odvisnostmi delijo na naslednje:

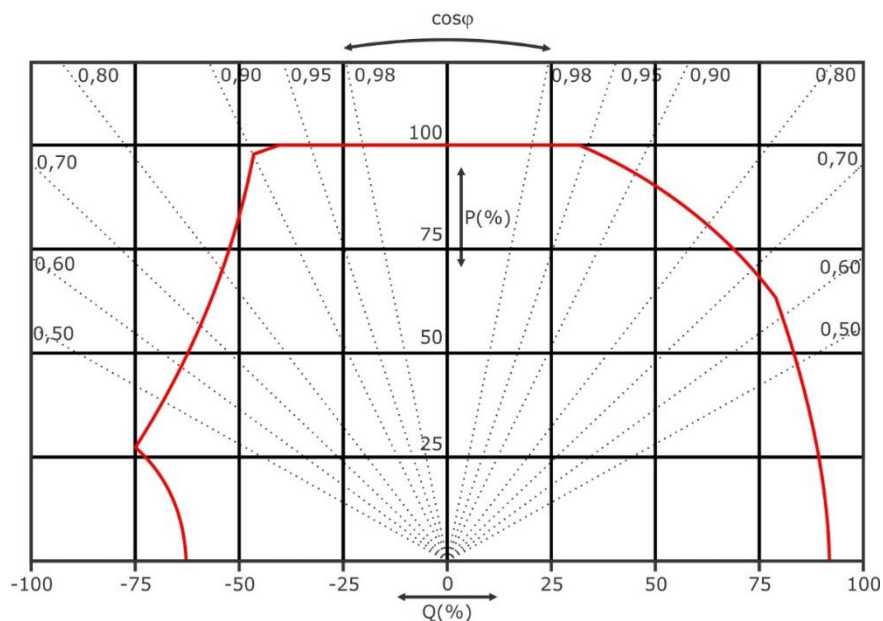
- izgube v primarnem navitju (odvisne od kvadrata primarnega toka in upornosti primarnega navitja): $P_{T_p} = f(I_{T_p}^2, R_{T-p})$,
- izgube v sekundarnem navitju (odvisne od kvadrata sekundarnega toka in upornosti sekundarnega navitja): $P_{T_s} = f(I_{T_s}^2, R_{T-s})$,
- izgube v železnem jedru (odvisne od ustrezne potence napetosti, ki odraža vrtilne in histerezne izgube v jedru): $P_{T_{Fe}} = f(U_{GT_p}^{1,8})$ ter
- izgube zaradi stresanja magnetnega polja (odvisne od kvadrata toka):
- $P_{T_{str}} = f(I_{T_s}^2)$.

Ostale funkcijske odvisnosti z manjšim vplivom so bile zanemarjene oziroma poenostavljene. V modelu je upoštevana tudi ocenjena sprememba bremenskega toka zaradi razlike v lastni rabi elektrarne pri različnih obremenitvah.

8.1.1 Hidroelektrarne

Hidroelektrarne v Sloveniji so večinoma nizekotlačne. Pri takih elektrarnah je naravna izbira konstrukcije generatorja (izraženi poli), ki omogoča proizvodnjo jalove energije v širokem območju delovanja. Na slik 17 je prikazan tipični obratovalni diagram tovrstnega generatorja.

Značilnost celotnega pogonskega sklopa (turbina in generatorja s krmilnim sistemom) v hidroelektrarni je taka, da omogoča obratovanje pri zelo nizki obremenitvi in posledično omogoča proizvodnjo električne energije (delovne in jalove) v najširšem možnem obsegu.



Slika 17: Tipični obratovalni diagram generatorja z izraženimi poli

Na osnovi poznavanja električnih strojev, delovanja elektrarn in stanja v slovenskih elektrarnah je bila določena karakteristika odvisnosti dodatnih izgub, ki nastajajo zaradi spremembe obratovalne točke oziroma spremembe proizvedene jalove energije.

Specifične izgube pri spremembi jalove moči so tako opisane s karakteristiko premice, ki ima pri hidroelektrarnah tipične koeficiente za generator z izraženimi poli:

$$dp_{HE_Q} = k_{HE_Q} \cdot dQ + n_{HE_Q} \quad (73)$$

Kjer predstavlja:

dp_{HE_Q} (kW/MVar) specifične izgube ob spremembi jalove moči - HE,

dQ (MVar) sprememba jalove moči - HE,

k_{HE_Q} (W/MVar²) smerni koeficient specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - HE,

n_{HE_Q} (kW/MVar) izhodiščna vrednost specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - HE.

Dodatna posebnost, ki je v metodologiji upoštevana je odvisnost specifičnih izgub od obratovanja generatorja v smislu oddajanja oziroma sprejemanja jalove energije. Omenjeni koeficienti so zaradi fizikalnih zakonitosti in različnih korelacij med posameznimi izgubami pri podvzbujenem oziroma nadvzbujenem generatorju različni. Zaradi tega sta definirana dva para koeficientov

- smerni koeficient specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - HE:

$$k_{HE_Q} = \begin{cases} k_{HE_Q_C}; & Q < 0 \\ k_{HE_Q_L}; & Q \geq 0 \end{cases} \quad (74)$$

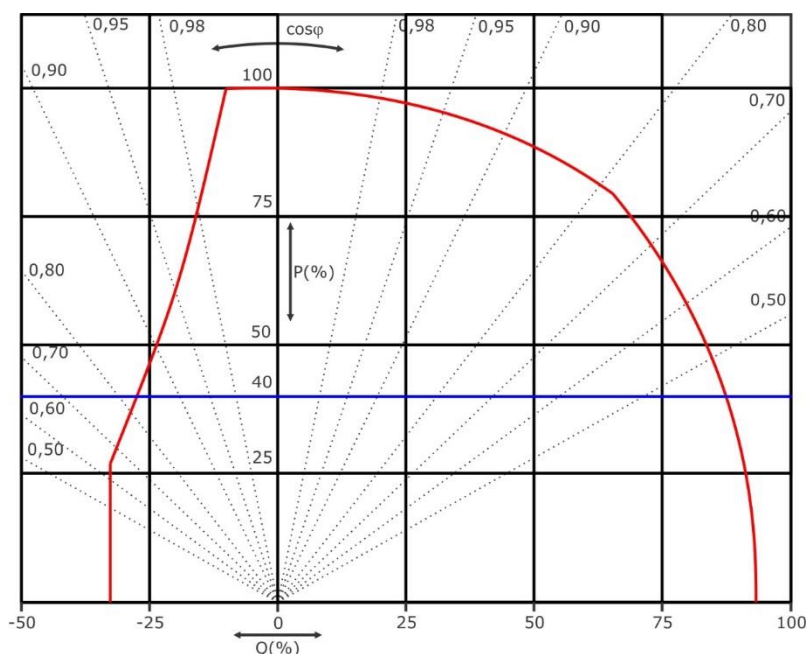
- izhodiščna vrednost specifičnih izgub ob spremembi jalove moči – HE:

$$n_{HE_Q} = \begin{cases} n_{HE_Q_C}; & Q < 0 \\ n_{HE_Q_L}; & Q \geq 0 \end{cases} \quad (75)$$

Seveda je potrebno poudariti, da je v določitvi koeficientov bil upoštevan tudi blok transformator in tudi sprememba toka zaradi spremembe lastne rabe v različnih obratovalnih točkah. Statistična obdelava podatkov različnih generatorjev v Sloveniji je omogočila verifikacijo potrebnih poenostavitev, ki so privedle do uporabnejše metodologije določanja izgub in z njimi povezanih stroškov.

8.1.2 Termoelektrarne

Pri termoelektrarnah se praviloma uporabljajo turbo-generatorji. Značilnost teh v primerjavi z generatorji v hidroelektrarnah (generatorji z izraženimi poli) je relativno manjša možnost sprejemanja jalove energije zaradi ostrejšje meje stabilnega obratovanja. Tipični obratovalni diagram turbo-generatorja je prikazan na sliki 18. Za razliko od hidroelektrarn, je pri termoelektrarnah pomembna omejitev obratovanje pri nižanih obremenitvah. Obratovanje elektrarne pod določeno mejo ni mogoče (tipično okoli 40% - označeno na sliki 18). To je posledica zmožnosti obratovanja in stabilnosti delovanja kotla. Hkrati je visoka tudi občutljivost različnih segmentov termoelektrarne na obrabo pri spremenljivem bremenu. Zaradi tega so s tehničnega stališča termoelektrarne manj primerne za pokrivanje hitreje spremenljivih potreb po električni energiji.



Slika 18: Tipični obratovalni diagram turbo-generatorja

Podobno kot pri hidroelektrarnah, je tudi pri termoelektrarnah opravljena temeljita analiza stanja v Sloveniji ter na osnovi poznavanja delovanja elektrarn postavljena linearna enačba za določitev specifičnih izgub ob spremembi proizvodnje jalove moči v termoelektrarnah:

$$dp_{TE_Q} = k_{TE_Q} \cdot dQ + n_{TE_Q} \quad (76)$$

Kjer predstavlja:

dp_{TE_Q} (kW/MVar)	specifične izgube ob spremembi jalove moči - TE,
dQ (MVar)	sprememba jalove moči - TE,
k_{TE_Q} (W/MVar ²)	smerni koeficient specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - TE,
n_{TE_Q} (kW/MVar)	izhodiščna vrednost specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - TE.

Tudi tukaj obstaja razlika med koeficienti pri različnem predznaku jalove moči tako da sta definirana dva para koeficientov:

- smerni koeficient specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - TE:

$$k_{TE_Q} = \begin{cases} k_{TE_Q_C}; & Q < 0 \\ k_{TE_Q_L}; & Q \geq 0 \end{cases} \quad (77)$$

- izhodiščna vrednost specifičnih izgub ob spremembi jalove moči - TE:

$$n_{TE_Q} = \begin{cases} n_{TE_Q_C}; & Q < 0 \\ n_{TE_Q_L}; & Q \geq 0 \end{cases} \quad (78)$$

8.2 OPREDELITEV STROŠKOVNIH POSTAVK

8.2.1 Obratovalni stroški

Pri obratovanju elektrarne, ki proizvaja jalovo energijo nastajajo dodatni stroški v primerjavi z elektrarno, ki proizvaja zgolj delovno energijo. Ravno tako se spremenijo stroški, če se spremeni obratovalna točka iz proizvodnje z določeno jalovo močjo v neko drugo obratovalno točko. Kot je že bilo omenjeno, so v okviru obravnavanih sistemskih storitev za regulacijo napetosti upoštevane le aktivacije proizvodnje jalove energije „na poziv“ in ne proizvodnja jalove energije po predhodnem planu.

V tem delu so obravnavani stroški, ki nastanejo zaradi dodatnih izgub pri spremembi obratovalne točke oziroma potrebni spremembi proizvedene z določeno višino jalove moči „na poziv“. Za določitev stroškov dodatne proizvodnje jalove energije je tako pomembna vrsta elektrarne (HE ali TE) in s tem povezanih dodatnih izgub, čas obratovanja ter cena priznane električne energije za vrednotenje tovrstnih stroškov.

Iz zgornjih zaključkov sledijo enačbe za določitev stroška dodatnih izgub:

- hidroelektrarne:

$$S_{HEizg_Q} = dp_{HE_Q} \cdot Q \cdot t \cdot c_{Pizg_Q} \quad (79)$$

- termoelektrarne:

$$S_{TEizg_Q} = dp_{TE_Q} \cdot Q \cdot t \cdot c_{Pizh_Q} \quad (80)$$

Kjer predstavlja:

S_{HEizg_Q} (EUR)	stroške zaradi dodatnih izgub pri proizvodnji jalove energije - HE,
S_{TEizg_Q} (EUR)	stroške zaradi dodatnih izgub pri proizvodnji jalove energije - TE,
dp_{TE_Q} (kW/MVar)	specifične izgube ob spremembi jalove moči - TE,
Q (MVar)	zahtevana vrednost jalove moči,
t (h)	trajanje zahteve po spremenjeni vrednosti jalove moči
c_{EE_peak} (EUR/MWh)	priznana cena električne energije za izgube (peak).

V določenih obratovalnih točkah podvzbujenega generatorja je lahko razlika izgub negativna. Ravno tako je ta razlika lahko negativna pri zahtevi po zmanjšanju jalove moči. Teoretični stroški so tako negativni, kar pomeni, da v tem primeru dodatni stroški iz tega naslova ne nastajajo in se tudi ne obračunajo, kar je določeno z naslednjima enačbama:

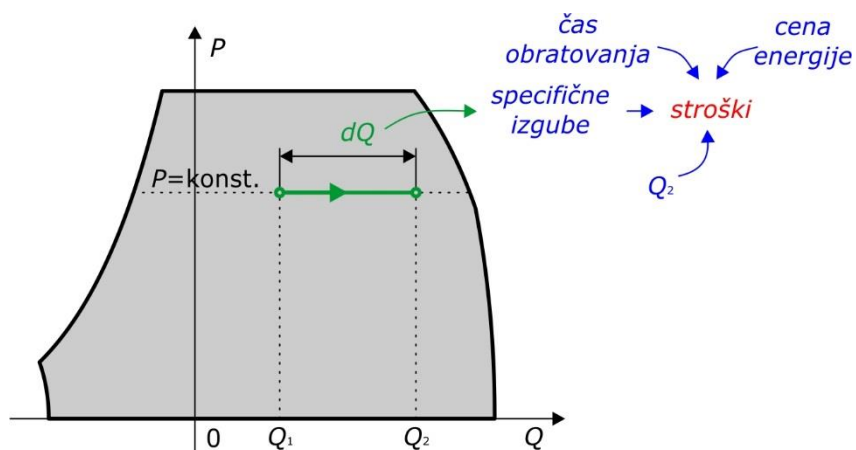
- hidroelektrarne:

$$S_{HEizg_Q} = \begin{cases} S_{HEizg_Q}; & dp_{HE_Q} \geq 0 \\ 0; & dp_{HE_Q} < 0 \end{cases} \quad (81)$$

- termoelektrarne:

$$S_{TEizg_Q} = \begin{cases} S_{TEizg_Q}; & dp_{TE_Q} \geq 0 \\ 0; & dp_{TE_Q} < 0 \end{cases} \quad (82)$$

Zaradi razlike med koeficienti ob spremembi predznaka jalove moči (enačba (77) in (78)), je potrebna pravilna obravnava primera prehoda iz obratovalne točke, kjer se predznak jalove moči spremeni. V tem primeru se celotna sprememba jalove moči razdeli na področje s pozitivnim predznakom in področje z negativnim predznakom. Ozadje nastanka stroškov zaradi dodatnih izgub ob spremembi delovne točke pri regulaciji napetosti oziroma proizvodnji jalove energije je v grafični obliki prikazano na sliki 19.



Slika 19: Obratovalni stroški zaradi izgub pri regulaciji napetosti

Poleg obravnavanih dodatnih izgub zaradi proizvedene jalove energije pri regulaciji napetosti lahko nastanejo stroški zaradi izpada proizvodnje delovne energije. To se zgodi, če elektrarna obratuje na meji zmožne proizvodnje (rob obratovalnega diagrama) in mora zaradi potrebe po dodatni jalovi moči znižati proizvodnjo delovne energije, da doseže ustrezno delovno točko in stabilizira napetost v omrežju. Elektrarna je tako „žrtvovala“ svojo proizvodno kapaciteto v določenem iznosu moči (dP_Q) za izpolnjevanje sistemske storitve regulacije napetosti. S tega stališča je elektrarna upravičena do denarnega nadomestila za to moč.

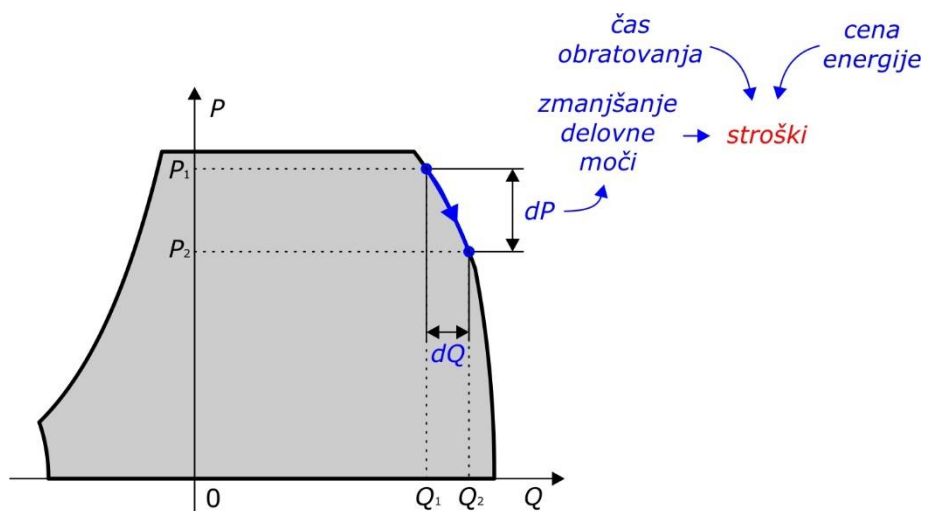
Enačba za določitev tega stroška je:

$$s_{dP_Q} = dP_Q \cdot t \cdot c_{dP_Q} \quad (83)$$

Kjer predstavlja:

- s_{dP_Q} (EUR) stroške zaradi znižanja delovne komponente moči pri proizvodnji jalove energije,
- dP_Q (MW) sprememba delovne moči pri proizvodnji jalove energije,
- t (h) trajanje zahteve po spremenjeni proizvodnji jalove energije
- c_{EE_peak} (EUR/MWh) priznana cena električne energije za znižano delovno komponento moči (peak).

Ta delež stroškov je neodvisen od vrste generatorja oziroma elektrarne in se posledično enako izračunana za termoelektrarno in hidro elektrarno. Ozadje nastanka stroškov zaradi znižanja delovne komponente moči ob spremembi delovne točke pri regulaciji napetosti oziroma proizvodnji jalove energije je v grafični obliki prikazano na sliki 20.



Slika 20: Obratovalni stroški zaradi spremembe delovne moči pri regulaciji napetosti

Vsi obratovalni stroški pri napetostni regulaciji so tako vsota stroškov nastalih zaradi izgub ob proizvodnji dodatne jalove energije in stroškov za moč pri eventualnem znižanju delovne komponente moči:

- hidroelektrarne:

$$s_{HE_Q} = s_{HEizg_Q} + s_{dP_Q} \quad (84)$$

- termoelektrarne:

$$s_{TE_Q} = s_{TEizg_Q} + s_{dP_Q} \quad (85)$$

8.2.2 Ostalo (vidik stroškov zaradi prilagoditve obratovalnega diagrama)

Pri obratovanju strojev v elektrarni nastajajo dodatni stroški v primeru, če elektrarna poleg delovne energije proizvaja tudi jalovo. Poleg natančno opisanih nastalih dodatnih izgub gre tudi za obrabo strojne opreme in s tem povezane stroške vzdrževanja ter stroške prenove komponent zaradi staranja (dodatne vibracije, obremenitve ležajev, obraba ščetk vzbujalnega sistema, termične obremenitve izolacije...). Vendar je tukaj potrebno še enkrat poudariti, da so v okviru obravnavanih sistemskih storitev za regulacijo napetosti upoštevane le aktivacije proizvodnje jalove energije „na poziv“ in ne proizvodnja jalove energije po predhodnem planu. Na osnovi tega lahko tovrstne stroške zanemarimo, saj predstavljajo v celotnih dodatnih stroških le majhen delež.

Enako smatramo, da je elektrarna dimenzionirana in zgrajena za delovanje v določenem obsegu možne proizvodnje delovne in jalove energije ter tako niso upravičeni dodatni stroški pri obravnavani sistemski storitvi na račun dodatnih stalnih stroškov (stroškov investicije). Zaradi tega stalni stroški v metodologiji niso upoštevani, saj so ti že obračunani v smislu projektiranja in izgradnje elektrarne za obratovanje po predhodnem planu za jalovo energijo.

8.3 SPECIFIČNOST ZAGOTAVLJANJA STORITVE

Jalova energija in napetostna regulacija sta specifični v tem smislu, da jih je potrebno zagotoviti lokalno in ni možen nakup pri električno bolj oddaljenih proizvajalcih. Zato se zagotovitev napetostne regulacije in jalove moči smatra kot obveznost vsakega udeleženca na trgu, ki je sposoben izvajati navedeni sistemski storitvi. Modeli se med seboj razlikujejo po načinu povrnitve stroškov. Možnosti so naslednje:

- zagotovitev sistemske storitve napetostne regulacije ter proizvedene jalove moči se ne plačuje,
- plača se pavšal glede na možno proizvodnjo jalove moči,
- plača se pavšal glede na možno proizvodnjo jalove moči, poleg tega pa še proizvedena jalova energija glede na določeno ceno.

Pri vseh treh modelih je zagotovitev sistemske storitve napetostne regulacije obveznost vseh udeležencev na trgu.

Pri prvem modelu viri jalove energije ne dobijo nobenega finančnega nadomestila. Glavni problem takega modela je, da ne daje potrebnih vzpodbud za kvalitetno izvedbo napetostne regulacije.

Slabost prvega modela se odpravi s plačilom zagotovitve sistemske storitve napetostne regulacije, kar predstavlja drugi model povrnitve stroškov. Plačilo se izvede pavšalno glede na možno proizvodnjo jalove moči posameznega vira. Lahko se uvede dodatna zahteva, da se plačilo izvede samo tistim virom, ki držijo napetost znotraj predpisanih nastavitvev $U_g \pm \Delta U$. Kot napetost U_g se lahko smatra tudi napetost sinhronskega kompenzatorja ali kompenzacijske naprave, ki je sposobna držati napetost v od UPO-ja predpisanem območju. S tem se zagotovi potrebna vzpodbuda za kvalitetno izvedbo napetostne regulacije. Viri, ki svoje napetostni ne držijo znotraj predpisanih omejitev, ne dobijo nobenega plačila.

Pri tretjem modelu se plača nek pavšal za zagotovitev napetostne regulacije kot pri prejšnjem modelu. Vsak proizvajalec jalove moči mora držati napetost v predpisanih mejah $U_g \pm \Delta U$. Poleg tega se plača tudi porabljen jalova energija.

Vrednost jalove moči je mogoče določiti tudi z meritvami dodatne porabe delovne moči pri proizvodnji jalove moči na agregatih.

Distribucijski operater dodatno uravnava napetostni profil svojih odjemalcev s pomočjo regulacije odcepov regulacijskih transformatorjev 110 kV/SN, od distribucijskega podjetja pa lahko zahteva, da vgradi dodatne kondenzatorske baterije. Proizvodnjo jalove moči plačuje po pavšalnem kriteriju.

9 ZAKLJUČEK

V študiji je predstavljen predlog metodologije določanja stroškov zagotavljanja sistemskih storitev v slovenskem EES, ki jo mora v skladu s 74. členom EZ-1 izdati Agencija za energijo. V metodologiji so zajete vse bistvene stroškovne komponente za naslednje sistemske storitve: sekundarno in terciarno regulacijo delovne moči, zagon agregata brez zunanjšega napajanja ter regulacijo napetosti.

V okviru določanja stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije delovne moči je analizirana prašno-premogovna in plinsko-parna tehnologijo ter hidroelektrarne, ki so ločene na nizkotlačne in srednjetačne. Za izbrane tehnologije so definirane posamezne komponente celotnega stroška, ki zajema letni investicijski strošek, stroške obratovanja in vzdrževanja ter oportunitetne stroške zagotavljanja sekundarne regulacijske rezerve delovne moči.

Pri stroških sistemske storitve terciarne regulacija delovne moči je obravnavana plinska turbina v odprtem ciklu ter črpalna elektrarna. Pri tem je upoštevan investicijski strošek celotnega objekta ter stroški obratovanja in vzdrževanja.

Nadalje je bila analizirana sistemska storitev zagon agregata brez zunanjšega napajanja. V tem primeru so bili definirani stroški, ki nastanejo pri zagotavljanju te storitve s plinsko turbino in hidroelektrarno. V primeru plinske turbine je bil upoštevan celotni strošek objekta, ki je primarno namenjen zagotavljanju sistemskih storitev in ne nastopa na trgu z električno energijo. V primeru hidroelektrarne, ki obratuje na trgu z električno energijo, pa so upoštevani le stroški, ki so vezani na opremo potrebno za zagon agregata brez zunanjšega napajanja.

Pri določanju stroškov regulacije napetosti so upoštevane tehnološke značilnosti termo- in hidro-tehnologije. V izračunu stroškov so vključeni obratovalni stroški zaradi dodatnih izgub pri regulaciji napetosti ter stroški, ki nastanejo zaradi izpada proizvodnje delovne energije.

Predlagana metodologija je podana z ustreznimi enačbami in opisom njihovih parametrov. Poleg tega je podrobno opisan izvor posameznih stroškovnih komponent, glede na posamezno tehnologijo proizvodnih objektov.

10 LITERATURA

- [1] „Energetski zakon (EZ-1)“, Uradni list RS, št. 17/2014, 2014.
- [2] „Sistemska obratovalna navodila za prenosno omrežje električne energije“, Uradni list RS, št. 71/12, jul. 2012.
- [3] ELES, „Načrt potrebnega obsega sistemskih storitev za leto 2010“, Ljubljana, avg. 2009.
- [4] „ELES - Rezultati javnih dražb za nakup električne energije, potrebne za izvajanje terciarne regulacije frekvence v letih 2015 - 2018“. [Na spletu]. Dostopno: <http://www.eles.si/rezultati-javnih-drazb-za-nakup-elektricne-energije-potrebne-za-izvajanje-terciarne-regulacije-frekvence-v-letih-2015---2018.aspx>. [Dostopano: 25-feb-2015].
- [5] „Agreement on common frequency control reserves in the control block SHB“, apr-2014. [Na spletu]. Dostopno: <http://www.nosbih.ba/docs/Agreement.pdf>.
- [6] Agencija za energijo, „Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2013“, Agencija za energijo, Maribor, jun. 2014.
- [7] IAEA, *Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook*. 1984.
- [8] O. Ma, N. Alkadi, P. Cappers, P. Denholm, J. Dudley, S. Goli, M. Hummon, S. Kiliccote, J. MacDonald, N. Matson, D. Olsen, C. Rose, M. D. Sohn, M. Starke, B. Kirby, in M. O'Malley, „Demand Response for Ancillary Services“, *IEEE Trans. Smart Grid*, let. 4, št. 4, str. 1988–1995, dec. 2013.
- [9] SEDC, „Mapping Demand Response in Europe Today“, apr. 2014.
- [10] ELES, „Razpisna dokumentacija za nakup električne energije, potrebne za izvajanje terciarne regulacije frekvence z vodenjem odjema in razpršene proizvodnje za leto 2015“, nov. 2014.
- [11] M. Eremia in M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics modeling, stability, and control*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2013.
- [12] „List of major power outages“, *Wikipedia, the free encyclopedia*. 01-sep-2014.
- [13] ELEK Svetovanje, „Analiza pripravljenosti na kompenzacijo oz. na dodatno plačilo uporabnikov omrežja zaradi slabše oz. boljše razpoložljivosti storitve distribucije električne energije“, Ljubljana, študija št. 2012, jun. 2010.
- [14] „Uredba o določitvi in načinu obračunavanja posebnega nadomestila za izvrševanje gospodarske javne službe oblikovanja obveznih rezerv nafte in njenih derivatov“, Uradni list RS, št. 22/2010, 2010.