

ИЗВЕШТАЈ ЗА 2020. ГОДИНУ

О ПОТРЕБИ РЕГУЛИСАЊА ЦЕНА ЗАКУПА РЕЗЕРВЕ СНАГЕ ЗА СИСТЕМСКЕ УСЛУГЕ СЕКУНДАРНЕ И ТЕРЦИЈАРНЕ РЕГУЛАЦИЈЕ

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ

Одредбом члана 88. Закона о енергетици („Службени гласник РС”, број 145/14) прописано је да, поред других законом одређених цена, регулисане цене могу бити и цене електричне енергије за гарантовано снабдевање и **цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације.**

Агенција за енергетику Републике Србије (Агенција) једанпут годишње анализира потребу регулисања наведених цена, на основу:

- 1) оствареног нивоа конкурентности на домаћем тржишту електричне енергије;
- 2) достигнутог степена заштите енергетски угрожених купаца;
- 3) развоја регионалног тржишта електричне енергије и
- 4) процене расположивих прекограничних капацитета

и припрема и објављује Извештај о потреби даљег регулисања тих цена.

Када Агенција утврди да је престала потреба за регулацијом цене електричне енергије за гарантовано снабдевање, дужна је да о томе обавести Министарство, а када утврди да је, у потпуности или делимично, **престала потреба за регулацијом цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијалне регулације**, дужна је да о томе обавести оператора система.

Сагласно Закону о енергетици, врсте и обим помоћних¹ и системских² услуга су дефинисане у Правилима о раду преносног система електричне енергије, а начин обезбеђивања системских услуга у Правилима о раду тржишта електричне енергије. У важећим Правилима о раду преносног система електричне енергије, као помоћне услуге су означене: примарна регулација, регулација напона, безнапонско покретање и острвски рад, чије су цене регулисане; системске услуге су резерва снаге секундарне и терцијарне регулације. Дефинисан је износ снаге која мора бити резервисана за потребе примарне, секундарне и терцијарне регулације и прецизирано је који део те снаге мора да буде обезбеђен из производних јединица прикључених на преносни систем.

Закупљена резерва снаге се активира аутоматски (секундарна регулација) или по налогу оператора система (терцијарна регулација) у случају потребе за регулацијом параметара стања система, односно за балансирањем – уравнотежењем производње, потрошње, улаза и излаза енергије из система у реалном времену. У случају активирања резерве, енергија која се пласира у систем представља балансну енергију и обрачунава се у складу са тржишним правилима.

1. ОСТВАРЕНИ НИВО КОНКУРЕНТНОСТИ НА ДОМАЋЕМ ТРЖИШТУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Стање на тржишту резерви у Србији

Правилима о раду преносног система електричне енергије, дефинисан је износ снаге која мора бити резервисана за потребе системских услуга примарне регулације (36 MW), секундарне регулације (минимални опсег износи 160 MW) и терцијарне регулације (300 MW за позитивну и 150 MW за негативну резерву), као и да целокупна снага у резерви мора да буде обезбеђена из производних јединица прикључених на домаћи преносни систем.

Правилима о раду тржишта електричне енергије, утврђен је начин на који производне јединице прикључене на домаћи преносни систем обезбеђују ове услуге, као и могућност да оператор система закупи недостајућу снагу или набави енергију за системске услуге од осталих учесника на

¹ Помоћне услуге су услуге које корисници преносног и дистрибутивног система електричне енергије пружају оператору преносног и дистрибутивног система да би се обезбедиле системске услуге.

² Системске услуге су „услуге које пружа оператор система, а које су неопходне за обезбеђивање сигурног, поузданог и стабилног рада енергетског система.

тржишту електричне енергије (снабдевача и снабдевача на велико) или од оператора другог преносног система.

Одређивање цена системских услуга секундарне и терцијарне регулације у Србији

Цене системских услуга секундарне и терцијарне регулације се од стране Агенције утврђују по механизму надокнаде вредности неиспоручене електричне енергије на тржишту електричне енергије због резервације капацитета за ове потребе. Наиме, произвођачи електричне енергије чије су електране технички оспособљене и погонски спремне да пруже ове услуге, у обавези су да их обезбеде на захтев оператора преносног система. То значи да су у обавези да део погонски спремног капацитета држе у резерви и да нису у могућности да га ангажују према својој вољи, у време и обиму који њима одговара, ради продаје електричне енергије на тржишту. Због овога, произвођачи трпе одређену штету, односно нису у могућности да остваре приход од продаје електричне енергије (изгубљени приход), па су и цене ових услуга одређене тако да се надомести тај приход. Висина изгубљеног прихода се одређује тако што се одреди изгубљена енергија и цена по којој се обрачунава изгубљени приход.

При утврђивању цена системских услуга, има се у виду и начин на који се у пракси оне обезбеђују. Код секундарне регулације, обезбеђује се опсег снаге, по правилу се уређај за регулацију у електрани која обезбеђује ову услугу, подеси тако да електрана ради са снагом која је на средини опсега, тако да се, по потреби, ова услуга може активирати и у смеру смањења и у смеру повећања снаге. У случају терцијарне регулације, посебно се резервише капацитет у смеру повећања снаге и капацитет у смеру смањења снаге. Неспорно је да се из капацитета који је резервисан у смеру повећања снаге не може производити електрична енергија која би се нудила на тржишту. Такође, процењено је да обавеза обезбеђења капацитета у смеру смањења снаге не узрокује губитак прихода произвођача, ако се узму у обзир услови на тржишту електричне енергије и успостављена правила одређивања цене електричне енергије у балансном механизму, па се резервација капацитета у смеру смањења снаге не плаћа.

Енергија коју произвођачи не могу слободно да пласирају на тржишту због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, одређује се на основу података из електроенергетског биланса - снаге производних капацитета које се морају држати у резерви и часовног коришћења укупног инсталисаног капацитета тих електрана ангажованог за потребе годишње производње електричне енергије. Множењем капацитета који су у резерви и њиховог претпостављеног часовног коришћења, добија се потенцијална количина неиспоручене електричне енергије. Произвођачи не губе целокупан приход који одговара вредности ове енергије на тржишту, већ само за један део те енергије који неће бити пласиран. Наиме, део потенцијалне количине неиспоручене електричне енергије који се обухвата код одређивања изгубљеног прихода, одређује се водећи рачуна о врсти електране чији су капацитети у резерви (да ли су то проточне или акумулационе ХЕ или термоелектране) и чињеници да капацитети који су у резерви учествују у балансном механизму, те бивају ангажовани према потреби од стране оператора преносног система, а та енергија бива плаћена по цени балансне енергије (по Правилима о раду тржишта електричне енергије то је цена коју су сами произвођачи понудили и која је, по правилу, виша од цене на тржишту електричне енергије) и по ком основу произвођачи остварују приход.

Приликом оцене да ли се могућа производња због резервисаног капацитета трајно губи или се може остварити у неком другом периоду, води се рачуна о врсти електране чији су капацитети у резерви. Код хидроелектрана, добром комбинацијом капацитета који су у резерви, расположива енергија се може у великој мери искористити, осим у периодима великих вода, када због држања капацитета у резерви, првенствено у проточним хидроелектранама, може доћи до прелива воде и трајног губитка енергије. Међутим, немогућност да се енергија пласира на тржишту слободно, када се жели, може условити губитак дела прихода, јер ће се енергија можда продавати у периодима ниже цене. Код термоелектрана, трајни губитак производње електричне енергије због немогућности пласмана на тржишту је већи. Термоелектране могу трајно да раде ако имају довољно угља, тако да се потенцијална количина неиспоручене електричне енергије може умањити само уколико је производња термоелектрана лимитирана расположивом количином угља.

Имајући у виду напред наведено, у случају резервације капацитета за секундарну регулацију, непласирана електрична енергија на тржишту је процентуално већа у односу на потенцијално неиспоручену електричну енергију, него што је то случај због резервације капацитета за терцијарну резерву, јер произвођач има већу могућност оптималног управљања капацитетима које ангажује у терцијарној резерви. Због тога је коефицијент умањења за секундарну резерву мањи од коефицијента умањења за терцијарну резерву.

Цена на основу које се одређује изгубљени приход због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, утврђује се на основу остварених просечних тржишних цена годишњих „фјучерса“³ за константну производњу, односно потрошњу (baseload), на релевантним берзама електричне енергије, за испоруке у години у којој они доспевају, а за коју се утврђују цене системских услуга. По правилу, узима се остварена цена са најјаче регионалне берзе, под претпоставком да би се највероватније на њој пласирале ове количине електричне енергије.

Множењем електричне енергије која није могла бити слободно пласирана на тржишту због држања капацитета у резерви за потребе секундарне и терцијарне регулације са одговарајућом берзанском ценом, добија се изгубљен приход који је могао бити остварен на тржишту електричне енергије. Коначно, дељењем обрачунатих вредности изгубљеног прихода по услугама секундарне и терцијарне регулације са снагама које су у резерви за ове услуге, утврђују су цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације.

Остварени ниво конкурентности на тржишту закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације у Србији

Оператор преносног система има обавезу да обезбеди сигуран и стабилан рад система. У том циљу је дужан да обезбеди системске услуге секундарне и терцијарне регулације. Ове услуге се обезбеђују:

- из капацитета који су повезани на преносни систем,
- на тржишту електричне енергије од осталих учесника на тржишту електричне енергије (снабдевача и снабдевача на велико) и
- од других оператора преносног система.

Сагласно правилима о раду преносног система EMC, којима су уважене препоруке ENTSO-E, за сигуран и стабилан рад система, неопходно је да се одређени део резервисаног капацитета обезбеди из објеката који су повезани на сопствени преносни систем.

Ефикасна конкуренција на тржишту закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације је одраз структуре тржишта и активности учесника (произвођача, снабдевача и купаца) који учествују на њему, а она захтева, између осталог:

- довољан број произвођача, снабдевача и купаца који активно учествују на тржишту закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације, као резултат могућности слободног уласка нових произвођача, снабдевача и купаца на тржиште и ефикасних ценовних сигнала доступних свим учесницима на тржишту, и
- могућност избора нижих цена за оператора преносног система као корисника системских **услуга секундарне и терцијарне регулације**.

Развијеност тржишта закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације је условљена:

- степеном концентрације производног тржишта електричне енергије,
- инсталисаном снагом производних капацитета у електроенергетском систему, односно вишком капацитета у односу на вршно оптерећење система,
- расположивошћу, односно степеном загушења прекограничних капацитета и
- развијеношћу регионалног тржишта системских услуга.

Структура тржишта закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације је превасходно условљена могућношћу слободног уласка нових произвођача и снабдевача на тржиште, односно постојањем административно-техничких, правних и регулаторних препрека, као и лакоћом изласка са тржишта.

Агенција, у циљу развоја ефикасне конкуренције на овом тржишту, има задатак да елиминира или у што већој мери ублажи улазне баријере, ако оне постоје, како би омогућили учешће што већег броја произвођача и снабдевача на тржишту, односно предочили постојећим произвођачима и снабдевачима могућност уласка нових, потенцијалних конкурената.

Концентрација тржишта

Најчешћи показатељи структуре тржишта, односно његове концентрације или либерализације који се користе у међународној пракси су:

³ futures – куповина и продаја на организованом тржишту (берзи) електричне енергије за неки будући период/датум

- степен тржишне концентрације три највећа произвођача у обезбеђењу укупног износа услуга секундарне и терцијарне регулације (CR3). Овај показатељ се обрачунава по уговореном капацитету. То је најједноставнији и најчешће коришћени показатељ концентрације тржишта.
- Херфиндал - Хиршманов4 индекс (HHI) изражава степен концентарције тржишта као суму квадрата учешћа сваког појединачног произвођача на тржишту системских услуга.
- број произвођача са тржишним учешћем у обезбеђењу укупног износа услуга секундарне и терцијарне регулације изнад одређеног процента (нпр. 5%).

Израчунавање наведених показатеља концентрације тржишта у овом случају не би имало смисла, с обзиром на то да у Србији постоји само један произвођач електричне енергије који може да пружи све те услуге, што упућује на закључак да то тржиште одликује монополска тржишна структура.

Показатељи изграђености система

Учешће секундарне резерве на горе у вршном оптерећењу електроенергетског система⁵

$$80 \text{ MW} / 5.472 \text{ MW} = 1,46\%$$

Учешће терцијарне резерве на горе у вршном оптерећењу електроенергетског система⁶

$$300 \text{ MW} / 5.472 \text{ MW} = 5,48\%$$

2. ДОСТИГНУТИ СТЕПЕН ЗАШТИТЕ ЕНЕРГЕТСКИ УГРОЖЕНИХ КУПАЦА

Потенцијални утицај престанка регулације цена секундарне и терцијарне резерве снаге на положај и заштиту енергетски угрожених купаца електричне енергије је веома мали и сразмеран је учешћу вредности ових услуга у укупној вредности испоручене електричне енергије крајњим купцима. На основу података за 2019. годину, ово учешће је износило 1,67%, односно уколико би се вредност ових услуга исказала кроз јединичну цену, онда би она износила 0,1 дин/kWh.

Ризик од нежељених ефеката престанка регулације услуга секундарне и терцијарне резерве на кретање цена електричне енергије је пре свега у могућности да ЕПС, као доминантан локални произвођач, па самим тим и као једини пружалац (провајдер) ових услуга у Србији, у условима одсуства техничких и правних могућности ТСО-а да те услуге обезбеди на регионалном тржишту, злоупотреби свој монополски положај и подигне цене ових услуга изнад њихове тржишне или оправдане вредности. Имајући у виду претходно наведене податке о учешћу ових услуга у укупним рачунима купаца, ефекат потенцијално неоправданог повећања цена ових услуга не би имао значајан утицај на раст рачуна за утрошену електричну енергију, те сходно томе не би допринео ни расту енергетског сиромаштва. Са друге стране, подстицање конкуренције, односно регионално повезивање ТСО приликом обезбеђења ових услуга, може довести до пада цена ових услуга и њиховог позитивног ефекта на укупне рачуне домаћинстава. Отуда, може се рећи да је утицај регулације, односно дерегулације, ових услуга на положај купаца који се налазе у стању енергетског сиромаштва веома низак, те да овај критеријум није од пресудног значаја за доношење одлуке о будућој регулацији ових услуга.

3. РАЗВОЈ РЕГИОНАЛНОГ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

У региону Југоисточне Европе развијају се национална балансна тржишта. Цена балансне енергије није регулисана у Северној Македонији и одређује се по тржишном принципу, у оквиру аукција које спроводи оператор преносног система. У Албанији, актуелним транзиционим тржишним правилима, које важе до краја 2020. године, није фиксирана цена за енергију дебаланса већ је дефинисан

⁴ Herfindahl-Hirschman индекс се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту.

За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:

HHI < 1000 - неконцентрисано

1001 < HHI < 2000 - умерено концентрисано

HHI > 2001 - високо концентрисано тржиште

⁵ У 2008. години, ово учешће је износило од 1-3% у Француској, Белгији, Холандији и Немачкој

⁶ У 2008. години, ово учешће је износило од 2-3% у Француској, Немачкој и Белгији

коэффициент везан за тржишну цену електричне енергије на тржишту дан-унапред на мађарској берзи електричне енергије (HUPX), нпр. постоји неколико коефицијената за позитивни дебаланс (1.5xHUPX) и за негативни дебаланс (0.5x HUPX), с тим да ће се од јануара 2021. цена балансне енергије одређивати по тржишном принципу. У Србији (РС) се цене балансне енергије одређују на тржишном принципу и директно су везане за понуде провајдера балансне услуге, док се у Црној Гори (ЦГ) и Босни и Херцеговини (БиХ) рачунају на основу трошкова за покривање дебаланса.

Карактеристика региона је да је неразвијен степен конкурентности, јер најчешће постоји један доминантни провајдер балансне услуге (осим у Босни и Херцеговини где постоје 3 производне компаније у државном (ентитетском) власништву и један значајан термокапацитет независног произвођача), цена за обрачун дебаланса је веома често заснована на цени електричне енергије на мађарској берзи. Такође, карактеристично је да су у региону високе цене балансирања за мала национална тржишта електричне енергије.

Захтевана балансна резерва (резерва капацитета за секундарну и терцијарну резерву) се прорачунава на националном нивоу у складу са препорукама ENTSO-E. У складу са ENTSO-E захтевима и Правилима о раду преносног система, „Електро mreжа Србије“ (ЕМС) АД је дужна да одржава континуалну резерву (закуп) производног капацитета у износу највеће производне јединице у електроенергетском систему Србије, што износи 600 MW.

Мрежна правила System Operation Guidelines (SOGL) и споразум SAFA омогућили су одређивање регулационе резерве на нивоу регулационог блока. Како је Србија члан СММ блока заједно са Црном Гором и Северном Македонијом, сада ЕМС АД закупљује 360 MW. Укупна инсталисана нето расположива снага у Србији је 8.274 MW што значи да се 7,25% нето инсталисане снаге у Србији мора држати закупљено у резерви, чиме постаје нерасположиво за активну производњу и тако недоступно за снабдевање купаца тј. трговање.

Како регион карактеришу ситни електроенергетски системи који садрже релативно велике производне јединице, забележен је висок ниво балансне резерве у региону од 7 до 28% у односу на укупну расположиву снагу сваког електроенергетског система. У региону не постоји прекогранично обезбеђење капацитета за резерву већ постоји тзв. прекогранична размена терцијарне регулационе енергије РС-ЦГ, РС-БиХ и ЦГ-БиХ, с тим да се у наредној години прикључује и Северна Македонија са временом активације до 15 минута.

Ово је само први корак. Треба искористити прилике које пружају нови европски прописи. У региону је потребно повећати конкуренцију како би се повећао број провајдера балансне резерве за шта је потребно развити техничке могућности за обезбеђење балансног капацитета из суседних система. Србија је већ смањила ниво захтеване резерве, али је потребно отићи корак даље, у смислу разматрања могућности заједничког димензионисања, набавке и активирања резерве између суседних система, са циљем смањења укупних трошкова за балансирање и конкурентнијих понуда како за балансну резерву, тако и за балансну енергију.

Електроенергетски систем Србије је део контролног блока СММ који чине Србија, Црна Гора и Северна Македонија. Оператор преносног система Србије (ЕМС АД) је обавезан да обезбеди системске услуге за своју контролну област. Набавка балансног капацитета и балансне енергије је базирана на чињеници да тренутно у Србији постоји само једна страна која може понудити балансне услуге, а то је Електропривреда Србије (ЈП ЕПС) која је власник и управља свим балансним ентитетима која је дужна да понуди оператору преносног система ради балансирања.

Примарна регулација (FCR услуга: капацитет и енергија) је обавезна за све управљиве производне јединице и ова услуга је бесплатна као и у већем броју земаља Европе. Резервација балансног капацитета за секундарну (aFRR) и терцијарну (mFRR) регулацију није заснована тржишно. Износ за сваку резерву је дефинисан у Уговору о пружању системских услуга који закључују оператор преносног система и провајдер балансне услуге. Износ резерве је одређен на основу правила ENTSO-E и Агенција одређује цену за резервисани капацитет по MW за сваки тип резерве. Уговор о пружању системских услуга се уговара за једну календарску годину. Ово је минимални износ резерве који провајдер балансне услуге мора да понуди оператору преносног система у реалном времену. Додатно, у складу са Правилима о раду преносног система, провајдер балансне услуге је обавезан да понуди оператору преносног система сав расположиви капацитет својих балансних ентитета који преостане након прихватања дневних планова рада. У случају да нема довољно терцијарне резерве (mFRR), оператор преносног система има могућност да преузима хаваријску енергију од суседних оператора преносног система у складу са уговорима којима се регулише продаја/размена хаваријске енергије између оператора преносног система или, уколико постоји, уговор о пружању помоћних услуга између оператора преносног система и снабдевача. Правилима

о раду преносног система и уговором о пружању помоћних услуга дефинисане су техничке карактеристике управљивих производних јединица и начин њиховог активирања. Уговором се дефинишу балансни ентитети који могу да обезбеде услуге аутоматске секундарне регулације (aFRR) и терцијарне резерве (mFRR).

У складу са предлогом мрежних правила за балансирање и SAFA (Synchronous Area Operational Agreement on Load Frequency Control and Reserves) споразума ENTSO-E, омогућено је да се дели резерва за системске услуге, како би се што мањи производни капацитет држао у резерви и тиме био онемогућен за активну производњу и расположивост на тржишту електричне енергије. Овај предлог је посебно актуелан за мале електроенергетске системе који у свом саставу имају веће производне јединице, а што је случај са уситњеним електроенергетским системима у региону Југоисточне Европе. С тим у вези, у циљу дељења баланских резерви, смањења трошкова балансирања и повећања конкуренције, покренут је низ активности између српског (EMC АД), црногорског (ЦГЕС) и северномакедонског (МЕПСО) оператора преносног система у оквиру контролног блока СММ око успостављања заједничког прекограничног балансног механизма. Србија је 2015, након прелиминарних договора, ажурирала Правила о раду тржишта електричне енергије којима је дозвољено прекогранично балансирање у оквиру контролног блока СММ у реалном времену. EMC АД већ размењује прекограничну терцијарну регулациону енергију са ЦГЕС и са НОС БиХ. За размену се користи капацитет преостао након престанка унутардневних трансакција. Након усвајања нових баланских правила у Северној Македонији, очекује се да ће до краја 2020. бити потписан уговор између три оператора преносног система (EMC АД, ЦГЕС, МЕПСО) о размени прекограничне балансне енергије.

Даљи планови предвиђају заједничко димензионисање резерве и отварање могућности закупа резерве код производне компаније из друге земље, чланице СММ блока. Поред тога, у току је имплементација локалне imbalance netting платформе за чланице СММ блока. Тестирање њеног рада је предвиђено за крај 2020. године. У оквиру радне групе Регулаторног одбора Енергетске заједнице за електричну енергију, као и у оквиру управљачког комитета за прекогранично балансирање процеса WB6, разматрају се смернице ЕУ за балансирање (GLEB-Guideline on Electricity Balancing; Commission Regulation (EU) 2017/2195) и њихова актуелна примена у ЕУ са намером да се благовремено, пре него што Министарски Савет донесе одлуку о примени ових мрежних правила у Уговорним странама Енергетске заједнице, изради предлог адаптиране верзије и започне њихова адекватна рана примена у виду препорука ECRB.

У складу са актуелном ситуацијом и карактеристикама свих земаља у Југоисточној Европи, може се закључити да балансна тржишта (и капацитета и енергије) у региону још увек нису довољно развијена или су тек у почетној фази успостављања:

- примарна регулација је обавезна у свим земаљама региона и не плаћа се;
- не постоји конкуренција и у већини земаља постоји један доминантни провајдер балансне резерве, па се може закључити да у таквим условима национално балансно тржиште не може да се развија на тржишним основама, поготову уколико је оно упућено на домаће капацитете;
- ниво захтеване балансне резерве је у већини земаља у региону врло висок у поређењу са укупном инсталисаном снагом;
- цене за балансну резерву у региону су у већини случајева регулисане;
- захтевана балансна резерва се израчунава на националном нивоу у складу са препорукама ENTSO- E;
- период обрачуна дебаланса је један сат.

Претходне чињенице указују на неопходност стварања регионалног балансног тржишта, као јединог начина да се развије овај тип тржишта, а од чега би користи биле:

- смањење појединачних капацитета које је потребно обезбедити за секундарну и терцијарну резерву због набавке на регионалном нивоу, уместо посебно за сваку земљу;
- увођење конкуренције између неколико провајдера балансне резерве;
- смањење вредности резервације балансног капацитета, чиме се ослобађа производни капацитет за потребе тржишта;
- постизање тржишно оријентисаних цена за резервацију балансног капацитета, активираних балансни енергије и обрачун дебаланса;
- повећана расположивост производних јединица за учешће у краткорочним тржишним трансакцијама, захваљујући смањењу обавезних резерви за балансирање.

У складу са неколико пројеката везаних за интеграцију националних баланских тржишта и различитим нивоима балансне резерве у Западној Европи, познатих као сарадња у регулацији

мреже (Grid Control Cooperation - IGCC), и као први корак у креирању координисане балансне области (Coordinated Balancing Area - CoBA) у региону Југоисточне Европе, Србија, Црна Гора и Македонија даље унапређују своје активности са циљем развијања балансног механизма у складу са предлогом нових мрежних правила за балансирање.

Трговина примарном резервом постоји између десетак земаља са развијеним тржиштем на западу Европе (нпр. Немачка, Француска, Холандија, Швајцарска, Белгија). У Југоисточној Европи за сада не постоји интересовање, јер се ова услуга не плаћа у скоро свим земљама овог дела Европе. Трговина секундарном резервом на отвореном тржишту и из других контролних области је могућа и постоје примери у Европи, али је за то потребно обезбедити низ техничких предуслова, који у у нашем окружењу не постоје. Трговина терцијарном резервом постоји у земљама Европе, па и у региону Југоисточне Европе. У току је израда европских платформи за заједничко активирање секундарне (PICASSO) и терцијарне (MARI) резерве, чији се почетак рада очекује почетком наредне године. Најбољи вид реализације интегрисаног балансног тржишта је у примени механизма који препоручују ENTSO-E и мрежна правила за балансирање (која су у завршној фази да се примене у земљама Европске Уније), а који за циљ имају ефикасније методе и поступке у извршавању обавезе оператора преносног система за набавку системских услуга, а са друге стране у давању могућности оператору преносног система да балансну енергију може да набави на отвореном тржишту, по тржишним, конкурентним ценама.

Поред техничких предуслова, треба проверити и решити бројна нетехничка и регулаторна питања у свакој земљи која намерава да учествује у процесу успостављања регионалног балансног тржишта:

- извршити хармонизацију актуелног закона о енергетици и националних правила за балансирање, како би се омогућио процес интеграције регионалног балансног тржишта, уколико је потребно;
- обезбедити регионалну сарадњу регулаторних агенција око израде нацрта правила за регионално балансно тржиште и услова за дефинисање ТСО-ТСО уговора у процесу интеграције балансног тржишта;
- регулисати третман ПДВ код прекограничне балансне резерве и трговине балансне енергије (обавезе плаћања, могућности за примену механизма повраћаја ПДВ);
- дефинисати инструменте плаћања (банкарске гаранције, депозити) као гаранције плаћања за унутар -ТСО трговање у оквиру регионалног балансног тржишта;
- дефинисати временске оквире и периоде плаћања за обезбеђену балансну резерву и ангажовану балансну енергију;
- размотрити питања такси, третман царине и обрачунавања у различитим случајевима размене балансне енергије;
- размотрити какав третман имају приход и трошкови оператора преносног система на регионалном балансном тржишту, у сарадњи са националним регулатором;
- потребно је да националне регулаторне агенције дефинишу механизме трансфера трошкова регионалног балансног тржишта на крајње купце на националном нивоу.

Имајући у виду све напред речено, може се закључити да тренутно не постоје могућности да оператор преносног система ЕМС АД закупи капацитете за секундарну и терцијарну регулацију ван система Републике Србије.

4. ПРОЦЕНА РАСПОЛОЖИВИХ ПРЕКОГРАНИЧНИХ КАПАЦИТЕТА

Предуслов за интеграцију баланских тржишта (било да се ради о формирању заједничке резерве капацитета или заједничком коришћењу балансне енергије, укључујући и imbalance netting) је постојање расположивог прекограничног преносног капацитета за коришћење заједничког капацитета за размену балансне енергије. Прекогранични преносни капацитет који је намењен за размену балансне енергије може се обезбедити резервацијом унапред на месечном или годишњем хоризонту унапред, односно у случају imbalance netting резервација капацитета може бити поново коришћена или да се користи капацитет који је преостео након дневних, односно унутар-дневних комерцијалних алокација капацитета.

Тренутно у региону југоисточне Европе LFC (Load Frequency Control) области се поклапају са зонама трговања, начин доделе капацитета је путем експлицитних аукција. NTC (Net Transfer Capacities) који се користи за доделу капацитета је или заједнички или је у односу 50:50 између

граничних области. Аукције се одржавају на годишњем, месечном и дневном временском хоризонту. На појединим границама постоји и унутардневна додела капацитета.

На основу анализе резултата одржаних аукција, може се закључити да је већина капацитета на годишњим и месечним аукцијама алоцирана, односно да је на већини граница (у оба смера) на тим временским хоризонтима дошло до појаве загушења (конкретне вредности за Србију приложене су у Извештају о потреби регулисања цена електричне енергије за гарантовано снабдевање у виду табеле).

Регион југоисточне Европе би за почетак морао да испита могућност коришћења заједничке балансне резерве и енергије, а након тога и заједничког димензионисања резерве прво унутар једног LFC блока, а потом и на нивоу два LFC блока (Load Frequency Control Block). У оба случаја, неопходно је да се преносни прекогранични капацитет обезбеди и узме у обзир приликом расподеле резерве, поделе и размене капацитета и енергије између оператора преносних система на које се односи.

Прерано је да се на почетку, када се одлучи да се уведе заједничка резерва или заједничка енергија, започне са тржишно оријентисаним методама резервације (у овом случају потребно је имати унапред познате понуде за балансну резерву) или кооптимизацију прекограничног преносног капацитета за балансирање (односно алоцирање прекограничног капацитета на комерцијалним аукцијама). Из свега наведеног, намеће се закључак да је једино логично решење резервација прекограничног преносног капацитета за потребе балансирања система заснована на анализи економске ефикасности (анализа се односи на сваку границу понаособ узимајући у обзир очекивани преостали расположиви капацитет након потирања трансакција супротних смерова истог износа капацитета и након узимања у обзир трансакција на унутардневном тржишту). То значи да је потребно направити анализу за сваку границу понаособ и за појединачне интеграције сваке две суседне области, у циљу одређивања дела прекограничног преносног капацитета који би се могао резервисати за балансирање система, не нарушавајући при томе конкурентност тржишта и свеобухватни бенефит тржишног окружења.

У зависности од концепта за који се одлучимо, постоји више начина како се може анализирати. Модел тржишта електричне енергије који би се користио за ове потребе, у циљу израчунавања разлика између општих добробити коришћења између сценарија:

- 1) целокупан прекогранични преносни капацитет се алоцира на комерцијалним аукцијама. Сваки оператор преносног система има свој капацитет за балансну резерву (нема заједничког димензионисања резерве, размене или дељења). У овом случају прекогранични преносни капацитет је максимално алоциран, али нема удруживања резерве.
- 2) део прекограничног преносног капацитета је резервисан за балансирање.
- 3) примењује се заједничко коришћење резерве (заједничко димензионисање, размена и подела). У овом случају, прекогранични преносни капацитет за расподелу на комерцијалним аукцијама је умањен, али је остварена корист у мањој вредности резерви, као и већој вредности расположивих производних капацитета.

На овај начин, иако на први поглед делује да је прекогранични преносни капацитет значајна препрека за димензионисање заједничке резерве (нарочито имајући у виду појаву загушења на свим границама и смеровима наше регулационе области), овим анализама би се могло доћи до потпуно супротних закључака, имајући у виду да је дошло до смањења потребног нивоа резерве самим тим што је заједничка за два система (мања је него када сваки систем има своју резерву) и ослобађања дела производних капацитета да изађу на тржиште.

Треба напоменути и да, за нас још увек необавезујућа, мрежна правила праве јасну разлику између капацитета резервисаног за заједничку резерву и размене заједничке балансне енергије. С тим у вези треба имати у виду и расположиви преносни капацитет који је преостао након унутардневних аукција капацитета, када се ова енергија заиста и размењује.

Може се очекивати да „Imbalance netting⁷” буде први облик размене балансне енергије у региону југоисточне Европе, који ће касније бити праћен и разменом терцијарне резерве. Претпоставља се да ће прекогранични преносни капацитет бити у потпуности алоциран након комерцијалних дневних аукција. Међутим, након завршеног процеса номинација планова рада, сви алоцирани капацитети чије су номинације и потврђене морају и да се реализују. У овом тренутку, у случају

⁷ Imbalance netting- потирање дебаланса два или више система у оквиру истог блока и избегавање активирања секундарне регулације у супротним смеровима

нетовања (потирања трансакција различитих смерова у истом износу) створио би се нови расположиви капацитет, који би се могао користити за унутардневну расподелу капацитета и размену резерве.

На основу резултата унутардневних аукција одржаних у Србији у току прошле године, може се закључити да је значајан износ капацитета ослобођен за потребе унутардневних алокација, али и да одзив трговаца који су захтевали и алоцирали капацитет није значајан. Из овога се може претпоставити да је значајан капацитет који је преостао након унутардневних номинација и који је расположив за размену резерве. Потребно је у наредном периоду урадити детаљну анализу расположивости прекограничних капацитета након потврде дневних планова рада и утврдити колико је заиста капацитета преостало за потенцијалну размену енергије за балансирање система.

5. ЗАКЉУЧАК И ПРЕПОРУКЕ

У ситуацији када је националним правилима о раду преносног система предвиђено да 160 MW за потребе секундарне регулације и 300 MW резерве за потребе терцијарне регулације у оквиру контролне области Србије, мора да буде обезбеђено из домаћих капацитета, у условима постојања само једног снабдевача, а то је ЕПС, нереално је очекивати да је могуће обезбедити конкуренцију по овом основу. Отуда је изражен и ризик од злоупотребе доминантног положаја, те је неопходно **задржати регулацију цена закупа снаге за потребе секундарне и терцијарне регулације**, како би се спречио њихов неоправдан раст.

Како се техничка и тржишна правила буду развијала у будућности и појавом нових произвођача електричне енергије, биће могуће да се створе претпоставке за настанак и развој тржишта за ове намене, при чему је неопходно да се претходно обезбеде техничке, правне и регулаторне претпоставке које би омогућиле несметано функционисање овог тржишта.