

# УТИЦАЈ ПРИКЉУЧЕЊА ДИСТРИБУТИВНИХ ЕЛЕКТАРНА НА РАД ДИСРТИБУТИВНОГ СИСТЕМА

Биљана ТРИВИЋ, Агенција за енергетику Републике Србије  
Аца ВУЧКОВИЋ, Агенција за енергетику Републике Србије

## КРАТАК САДРЖАЈ

Појавом све већег броја прикључења обновљивих извора електричне енергије на дистрибутивни систем, у ситуацијама када је њихова производња већа од потрошње локалног дистрибутивног конзума долази до протока електричне енергије од нижег ка вишем напонском нивоу, односно у смеру супротном од уобичајеног смера трансформације енергије унутар самог дистрибутивног система или чак до обрнутог тока активне енергије из дистрибутивног у преносни систем. Поред ове појаве, у дистрибутивном систему се јављају и проблеми одржавања напонских прилика у појединим тачкама система. Обзиром на нове околности узроковане повећаном производњом дистрибутивних електрана, у раду су наведени примери европске праксе по питању активности које се предузимају у областима планирања развоја и планирања рада дистрибутивног система и међусобним односима оператора дистрибутивног и преносног система. Пошто су пренос и дистрибуција електричне енергије регулисане делатности, при доношењу методологија за одређивање цене приступа преносном или дистрибутивном систему није узета у обзир ситуација када је ток електричне енергије супротан од уобичајеног. Због тога је у раду дат приказ регулаторних решења која се могу применити, а првенствено са циљем да буде јасније какав је очекивани резултат примене неког решења у односу на оператора преносног и оператора дистрибутивног система, а тиме и на крајње кориснике система.

**Кључне речи:** обновљиви извори електричне енергије, оператор преносног система, оператор дистрибутивног система, приступ систему за дистрибуцију и за пренос електричне енергије

## SUMMARY

Due to the appearance of increased number of connection of RES to the electricity distribution system, in situations when the amount of produced electricity from those RES are higher than the demand of local consumer area, the reverse flow of electricity in the distribution system or from the distribution system to the transmission system happens.

This phenomenon causes problems with voltage fluctuations in both transmission and distribution system.

In this paper are presented the most common examples how European DSO and TSO cope with this problem. Also, the impact of this phenomenon on the variation in electricity losses and voltage fluctuations will be analysed. In the Republic of Serbia all activities of DSO and TSO are regulated but the reverse flows of electricity from the distribution system to the transmission system is not included in the current and valid methodologies. Because of that an overview of possible solutions, which could be applied in order to clarify the relationship between DSO and TSO, is given.

**Key words:** renewable energy sources, transmission system operator, distribution system operator, access to distribution and transmission electricity system

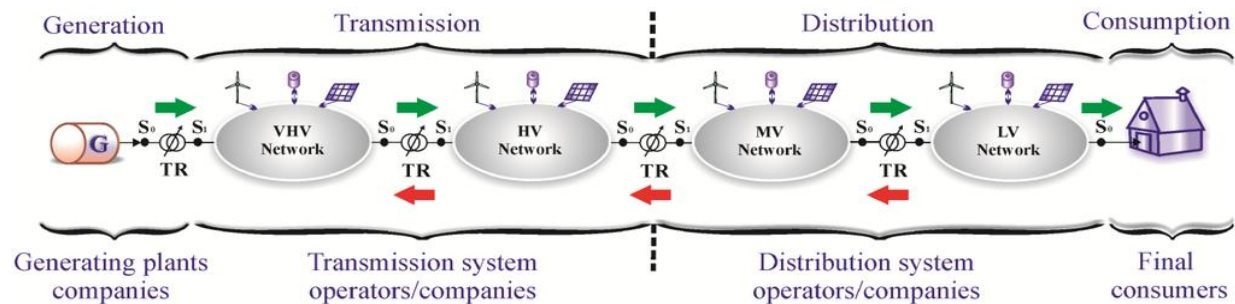
Теразије 5/V, 11000 Београд, Србија, тел:+381 11 6350 665, e-mail:[biljana.trivic@aers.rs](mailto:biljana.trivic@aers.rs)

## УВОД

Дистрибутивни системи електричне енергије су одувек били пројектовани и грађени тако да електричну енергију, која је произведена у електранама и пренета путем преносне мреже, дистрибуирају до крајњих

потрошача. У таквим ситуацијама, ток електричне енергије је увек био у једном смеру, од виших ка нижим напонским нивоима, односно од произвођача до потрошача, тако да оператор дистрибутивног система (ОДС) није имао потребу да у сваком моменту надгледа напонске прилике и токове снага као што то ради оператор преносног система (ОПС). У оваквим околностима ОДС је као основну обавезу имао да прати стање своје опреме, да је одржава у исправном стању и да стару опрему замењују новом, а све у циљу да се одржи сигурност и поузданост свог система, док је друга важна обавеза ОДС била да предвиђа промене у потрошњи и да у складу са тим планира рад свог система у одговарајућим уклопним стањима која зависе од периода године и да сагласно предвиђеним потребама развија свој систем. Планирање развоја дистрибутивног система је било подређено таквој дистрибутивној мрежи која је имала задатак да преноси енергију увек у једном смеру и због тога се процес планирања развоја дистрибутивног система и прогнозе потрошње није много мењао током последњих деценија.

Међутим, појавом све већег броја обновљивих извора електричне енергије који се прикључују на дистрибутивни систем може доћи до појаве „обрнутог смера“ електричне енергије у односу на традиционални смер, односно може доћи до појаве да електрична енергија тече од нижег према вишем напонском нивоу. Пошто је углавном случај да подручја са повољним географским условима за изградњу електрана (повољна јачина ветра или близина реке) имају мању потражњу за електричном енергијом, ова појава се јавља у ситуацијама када је производња електрана прикључених на дистрибутивни систем већа од потрошње локалног дистрибутивног конзума, па електрична енергија, која не може да се пласира за потребе локалне потрошње почиње да тече из дистрибутивне у преносну мрежу.



Слика 1

На Слици 1 традиционални смер тока електричне енергије је приказан зеленим стрелицама, док је „обрнути смер“ тока електричне енергије приказан црвеним стрелицама. Овде је приказан општи пример који се може десити у пракси. На основу расположивих података у Агенцији за енергетику Републике Србије, може се претпоставити да тренутно унутар самог дистрибутивног система у Републици Србији у неким подручјима постоји ток енергије од ниског ка средњем напону, а идентификован је и ток енергије из дистрибутивног у преносни систем, у мрежу 110 kV.

Због појаве „обрнутог смера“ електричне енергије веома је важно узети у обзир све аспекте када се разматра прикључење електрана на дистрибутивну мрежу, као што су стабилност система, губици, капацитет мреже и загушења у мрежи, планирани пораст конзума на локалном нивоу, систем заштите, осетљивост мреже, квалитет електричне енергије итд. Такође, потребно је узети у обзир и све утицаје које прикључење електрана на дистрибутивну мрежу има на преносну мрежу као што су токови реактивне енергије, координисано планирање развоја преносне и дистрибутивне мреже, струје кратких спојева, могућност праћења рада у реалном времену електране прикључене на дистрибутивну мрежу и др.

Поред појаве промене смера електричне енергије у односу на традиционални смер, због све веће производње електричне енергије из електрана прикључених на дистрибутивну мрежу може доћи и до флукуација напона у преносној мрежи који могу да утичу на управљање преносним системом. Овај проблем је посебно изражен у слабијим мрежама са дугим далеководима и у подручјима где је велика производња електричне енергије из електрана прикључених на дистрибутивну мрежу.

## **НАЧИНИ ЗА ПРЕВАЗИЛАЖЕЊЕ ПРОБЛЕМА КОЈИ СЕ ЈАВЉАЈУ ЗБОГ “ОБРНУТОГ СМЕРА“ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ**

Због свих ових нових околности ОДС ће у будућности морати да планира и одржава свој систем на другачији начин од досадашњег традиционалног начина, а све у циљу да ухвати корак са проблемом који све већи број електрана прикључених на дистрибутивном нивоу ствара како у дистрибутивној тако и у преносној мрежи. Поред тога што је одговоран да задовољи све потребе за потражњом на локалном нивоу, ОДС има обавезу и да одржава свој систем сигурним, поузданим и ефикасним, да води рачуна како о купцима тако и о произвођачима прикљученим на свој систем, а такође и да има стабилну сарадњу са ОПС. Ово значи да ОДС мора да координира свим операцијама између потрошача, произвођача и да све доступне податке доставља ОПС.

Са друге стране и ОПС ће због све већег удела електричне енергије произведене на дистрибутивно нивоу морати у будућности да прилагођава свој систем у циљу одржања сигурности рада система, а за то ће му бити потребно много више информација из дистрибутивног система.

Да би успешно прихватили све нове изазове потребно је да се појача сарадња између ОПС и ОДС. Ова сарадња може да се групише у следеће три категорије:

1. Координисано планирање развоја система – приликом планирања развоја система или приликом неких значајнијих промена у једном систему (преносном или дистрибутивном) потребно је узети у обзир да то не ствара негативне последице у другом систему, што значи да усаглашени планови развоја система не значе само усаглашавање изградње елемената мреже (водова и трансформаторских станица) већ и других система који нпр. омогућавају размену потребних информација из система и координисано планирање рада и управљање системима;
2. Регулаторна стабилност – све промене које се дешавају морају да буду испаћене и кроз промену закона и подзаконских аката – уредби, правила и методологија, а све те промене морају да буду транспарентне и тако конципиране да олакшају ОДС и ОПС да управљају, одржавају и развијају своје системе;
3. Размена података и приступ подацима - ОДС и ОПС би требало да обезбеде што више података у реалном времену из својих система, да би били у могућности да надгледају и ефикасно управљају својим системима, а такође би требало да међусобно размењују унапред дефинисане податке. Овај сегмент сарадње такође треба бити испраћен кроз претходно поменути категорију, односно кроз промену регулативе, што значи да је потребно да се кроз правила, методологије и друга подзаконска акта дефинише који документи и подаци треба да се размењују и у којим временским интервалима.

## **ПРИМЕРИ ИЗ ЕВРОПЕ**

Постоје разне иницијативе у Европи које су покренуте у циљу решавања проблема које доноси енергетска транзиција, а за овај рад су од интересе промене које настају због све већег броја прикључења обновљивих извора електричне енергије на дистрибутивни систем. Многе државе у Европској Унији су већ предузеле разне активности поводом овог проблема. Неки од примера у Европи су:

1. У Немачкој се, због све чешће појаве обрнутог смера тока електричне енергије (електрична енергија тече из дистрибутивне у преносну мрежу), који је проузрокован порастом прикључених соларних извора електричне енергије у последњих неколико година, морала извршити модернизација и надоградња неких дистрибутивних система (у немачкој постоји више стотина ОДС). У неким подручјима дистрибутивна мрежа се морала надоградити тако што суизграђене нове трансформаторске станице или су у неке од постојећих трансформаторских станица уграђивани нови трансформатори. Такође, грађени су нови или појачавани постојећи дистрибутивни водови. Неки ОДС су уградили блок трансформаторе са променљивим преносним односом (који имају за циљ или да одржавају вредност напона на сабирницама генератора око номиналне вредности или да врше регулацију предате реактивне енергије у преносну мрежу) помоћу којих контролишу токове електричне енергије и на тај начин управљају електричном енергијом која тече у обрнутом смеру. Рађени су пилот пројекти паметних мрежа, којима су прикупљали и пратили податке и о нивоима напона у дистрибутивној мрежи, како би ОДС био у могућности да на што ефикаснији начин управља и електричном енергијом која тече у обрнутом смеру. Уведена је обавеза да ОДС редовно прогнозира производњу локалних обновљивих извора електричне

енергије. Сви ови примери представљају почетну фазу увођења иновација и новог начина планирања, рада изравоја дистрибутивног система.

2. У Португалу је веома велики удео електричне енергије произведене из електрана на ветар, а чак 1/3 тих електрана је прикључена на дистрибутивни систем (крајем 2016. године инсталисани капацитет електрана на ветар прикључених на преносну и на дистрибутивну мрежу износио је око 5300 MW). Већина електрана које су прикључене на дистрибутивним системима уграђену заштиту која и при малим поремећајима у дистрибутивном или преносном систему искључује електрану са мреже. По отклањању поремећаја, након поновног укључења електрана, које могу бити значајних снага, долази до наглих промена и напонских прилика и токова снага који утичу и на дистрибутивни систем и на преносни. Да би се избегли ови проблеми направљена је апликација која служи за размену података између ОДС и ОПС. На овај начин ОПС има увек увид у токове снага у дистрибутивној мрежи у тачкама које су од његовог интереса, као и увид у потрошњу на дистрибутивном нивоу и може да прати утицај те потрошње на енергетски биланс. Такође, у случају искључења електрана на дистрибутивном систему, ОПС има увид у токове енергије пре и после искључења и на тај начин може да предвиди и предупреди нагле промене у мрежи након поновног укључења електрана на систем. Са друге стране ОДС увек има увид у стање и преносном систему и на тај начин има могућност да реконфигурацијом своје мреже спречи или умањи утицај кварова насталих у преносној мрежи на своју мрежу.
3. У подручју Јужног Тирола у Северној Италији често се јављао „обрнут смер“ тока електричне енергије. Због тога су италијански ОПС и локални ОДС у септембру 2017. године почели међусобно да размењују податке о електранама на обновљиве изворе прикљученим на дистрибутивни систем. Локални ОДС доставља ОПС податке о укупној инсталисаној снази у обновљивих изворима, податке о укупној потрошњи и потрошњи која је задовољена из обновљивих извора, као и податке у реалном времену о активној и реактивној енергији произведеној у дистрибутивним електранама. На основу ових података ОПС увек има увид у тренутну количину електричне енергије која може да крене да тече из дистрибутивног у преносни систем и да, уколико види да је његов систем угрожен, захтева од власника електрана да обезбеди регулацију фреквенције и напона да би се одржала стабилност система.
4. Француски ОПС и ОДС су 2014. године покренули заједничку иницијативу да би појачали своју сарадњу на пољу како дугорочног планирања рада система, тако и управљања у реалном времену. Што се тиче фазе планирања рада система договорено је да ће се међусобно размењивати подаци који се односе на неколико година унапред, па све до података који се односе на планирање рада дан унапред или унутар дана. Размена ових података пружа једном оператору система увид у стање у мрежи другог оператора система као нпр. увид у ограничење мреже, планирана искључења елемената мреже, могућа загушења у мрежи итд. На овај начин ОПС и ОДС заједно учествују у превазилажењу проблема које „обрнут смер“ тока електричне енергије може да створи.
5. Европска Комисија је 2015. године покренула пројекат SmartNet који има за циљ да направи анализу на основу података које се размењују између ОДС и ОПС, а као пример су узете три државе (Италија, Данска и Шпанија). Прагматично се размена података између ОДС и ОПС у свакој од ових држава за трогодишњи период. Ова анализа користиће се приликом будућих измена регулатива која је неопходна због енергетске транзиције и због све веће потребе да се боље повежу ОДС и ОПС, као и велепродајно и малопродајно тржиште електричне енергије.

У будућности се очекују још многе променеу дистрибутивном систему, као што су уградња акумулаторских батерија већих капацитета, уградња паметних инвертора, појава виртуалних електрана које комбинују разне врсте извора за производњу електричне енергије и имају флексибилну укупну производњу која се прилагођава тренутној потражњи, прикључење већег броја когенеративних постројења и др. Због свих ових нових појава ОДС ће бити приморан да примењује разне мере и разне нове технологије у свом систему, а све у циљу прилагођавањем тренденцијама.

## **РАЗВОЈ ДИСТРИБУИРАНЕ ПРОИЗВОДЊЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ**

Развој енергетике у Републици Србији треба да обезбеди дугорочну енергетску стабилност земље, али је при томе битно да се развој прилагоди и европским захтевима везаним за заштиту планете у складу са резултатима Конференције УН о климатским променама. Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030, предвиђен је просечан пораст потрошње електричне енергије испод 1% годишње. Да би се обезбедила електрична енергија потребна за подмиривање планираних потреба, у плану је изградња термоелектрана, али и значајна изградња електрана на бази обновљивих извора енергије.

Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије, планирано је да се до 2020. године достигне годишња производња из обновљивих извора од око 3,5 TWh, што је у складу са планираним циљем за 2020. годину од 27% учешћа производње из обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи. За изградњу капацитета из обновљивих извора енергије прописани су подстицаји доношењем одговарајућих уредби Владе Републике Србије о стицању статуса повлашћених произвођача електричне енергије и условима за добијање подстицајне feed-in тарифе у зависности од врсте обновљивог извора електричне енергије.

Највећа производња из обновљивих извора се очекује од великих ветро-паркова који ће бити прикључени на преносни систем. На дистрибутивном систему се очекује прикључење великог броја различитих обновљивих извора мањих снага који ће такође значајно допринети повећању удела производње електричне енергије из обновљивих извора. Ако се анализира последњи петогодишњи период (табела 1) може се закључити да је дошло до значајног пораста броја, инсталисане снаге и произведене електричне енергије из обновљивих извора који су прикључени на дистрибутивни систем.

ТАБЕЛА 1 - ЕЛЕКТРАНЕ ПОВЕЗАНЕ НА ДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМ

	2013.			2017.			2017/2013		
	Broj	P <sub>ins</sub> (kW)	W <sub>god</sub> (GWh)	Broj	P <sub>ins</sub> (kW)	W <sub>god</sub> (GWh)	Broj (%)	P <sub>ins</sub> (%)	W <sub>god</sub> (%)
Мале хидроелектране	54	55,3	61,7	98	87,6	233,2	181,5	158,4	378,0
Електране на биогаз	5	3,9	5,0	11	13,0	71,6	220,0	333,3	1432,0
Ветроелектране	0	0	0	4	25,3	48,5	-	-	-
Соларне електране	16	2,4	1,5	123	10,4	13,1	768,7	433,3	873,3
Остале електране	10	19,3	26,8	17	32,7	181,5	170,0	169,7	677,2
УКУПНО	85	80,9	104,0	253	169,0	537,9	297,6	208,9	517,2

У односу на 2013. годину, у 2017. години број електрана прикључених на дистрибутивни систем је био троструко већи, инсталисана снага је била два пута већа, а годишња производња преко пет пута већа. Ако се вратимо у даљу прошлост, пре десет година производња из електрана прикључених на дистрибутивни систем је била десет пута мања него у 2017. години.

Уобичајено мишљење да ће дистрибуирана производња, која је по правилу ближа потрошњи, допринети и смањењу губитака у систему и побољшању напонских прилика је доведено у питање са порастом броја, инсталисане снаге и произведене електричне енергије из обновљивих извора који су прикључени на дистрибутивни систем у областима где је мала потрошња електричне енергије. У таквим областима, прикључење дистрибутивних електрана довело је до појаве „обрнутог тока“ електричне енергије од нижег ка вишем напонском нивоу унутар самог дистрибутивног система и на неким местима и до обрнутог тока електричне енергије из дистрибутивног у преносни систем. Тако је у 2017. забележено да је из дистрибутивног у преносни систем испоручено око 3,1 GWh електричне енергије и да је такве испоруке било у свим месецима током године. Пошто су ова два система, као природни монополи, регулисани, ова појава је иницирала размишљања да ли нешто треба мењати и у начину регулације ових система.

## РЕГУЛАТОРНИ АСПЕКТ

Начин регулисања преносног и дистрибутивног система дефинисан је Законом о енергетици и њиме дефинисаним подзаконским актима. Са становишта „обрнутог тока“ електричне енергије из дистрибутивног у преносни систем, може се размишљати о променама у правилима о раду тих система (ова правила доносе оператори система, а на њих сагласност даје Агенција за енергетику Републике Србије) и променама у методологијама за одређивање цене приступа преносном или дистрибутивном систему (ове методологије доноси Агенција за енергетику Републике Србије).

Правилима о радусистема се, између осталог, дефинишу технички услови прикључења електрана на систем, начин планирања развоја система и планирање рада система. Из прегледа неких европских искустава, може се видети да је у погледу свих ових области које дефинишу правила о раду система потребно унети неке нове захтеве. Технички услови прикључења морају се дефинисати пажљиво како би се прикључењем нових

дистрибутивних извора обезбедио сигуран и стабилан рад система и у условима великих осцилација производње, испада дистрибутивних електрана, напонских „неприлика“ у систему и појаве „обрнутог тока“ енергије. При планирању развоја система мора се водити рачуна о обавези да дистрибутивни систем има могућност да преузме енергију из обновљивих извора, да се морају пратити напони, активне и реактивне снаге и енергије у систему, што пре развоја дистрибуиране производње није било од великог интереса за ОДС и ОПС. Такође се може закључити да је неопходно да се потпуно промени филозофија планирања рада дистрибутивног система. Сарадња ОДС и ОПС како у процесу планирања рада, тако и током праћења и управљања радом система у реалном времену је у новим условима значајно интензивирана. Све ове промене оператори система треба да унесу у своја правила о раду и да их доставе Агенцији за енергетику Републике Србијена сагласност.

Методологијама за одређивање цена приступа преносном или дистрибутивном систему обезбеђује се да корисници система по дефинисаним тарифама плаћају услугу преноса и дистрибуције електричне енергије. Тиме се оператору система обезбеђује приход који треба да покрије његове оправдане трошкове. У методологијама се, поред осталог, дефинише максимално одобрени приход оператора система (МОП), корисници система, тарифни елементи, као и тарифе и начин израчунавања тарифа за обрачун приступа систему. Приликом писања важећих методологија није се имало у виду да може доћи до „обрнутог тока“ енергије из дистрибутивног у преносни систем. Због тога је интересантно анализирати какве све промене могу бити инициране због ове појаве, која настаје због све већег прикључења мањих, обновљивих извора електричне енергије на свим напонским нивоима дистрибутивног система.

Код одређивања МОП оператора система као оправдани трошкови дефинисани су и трошкови набавке губитака електричне енергије у систему. Методологијом је дефинисано да се као оправдани трошак признаје само ниво губитака, који је у тренутним условима рада система оцењен као технички оправдан. То значи да се са појавом дистрибуиране производње у систему мора одредити како та производња утиче на губитке у систему. По својој природи, уколико је производња у близини потрошње доћи ће до смањења губитака у дистрибутивном систему, али исто тако у областима са малом потрошњом, где долази до „обрнутог тока“ електричне енергије, са нижег ка вишем напонском нивоу или из дистрибутивног у преносни систем, губици се повећавају. Такође су оправдани и методологијом обухваћени и сви остали повећани трошкови ангажовања запослених због нових обавеза и односа са операторима суседних система, трошкови због инвестирања у дистрибутивни систем, како у делу саме мреже, тако и у системе за заштиту, надзор и планирање рада система. Из овога се може закључити, да због утицаја прикључења електрана на дистрибутивни систем, у важећој методологији није потребно мењати концепт одређивања оправданих трошкова оператора система.

У методологијама су дефинисани корисници система којима се обрачунава услуга преноса и дистрибуције електричне енергије („мрежарина“). По правилу, корисници система су они субјекти чији су објекти прикључени на систем (Законом о енергетици је дефинисано ко може или мора да плаћа ову услугу оператору система у зависности од врсте уговора о снабдевању електричном енергијом). У методологији за обрачун цене приступа дистрибутивном систему „мрежарина“ се обрачунава за купце, операторе затворених дистрибутивних система и за произвођаче, али само за електричну енергију коју преузимају из система за своје потребе за производњу или за потребе сопствене потрошње. Произвођачима се за електричну енергију коју произведу и предају у дистрибутивни систем не обрачунава услуга приступа систему. Слично је решење и у методологији за приступ преносном систему, где је као корисник система наведен и ОДС чији су објекти прикључени на преносни систем, пошто у се по правилу електрична енергија из преносног испоручује у дистрибутивни систем. Трошкови приступа преносном систему су оправдани трошкови ОДС који су саставни део њиховог МОП, тако да корисници дистрибутивног система кроз обрачун приступа дистрибутивном систему плаћају и коришћење преносног система.

Са појавом „обрнутог тока“ електричне енергије где се из дистрибутивног она испоручује у преносни систем, поставља се питање да ли је оправдано да и ОПС буде дефинисан као корисник дистрибутивног система. Ако би ОПС био корисник дистрибутивног система, део МОП који је одређен за оператора дистрибутивног система би се надокнађивао и од ОПС. То на први поглед значи да би тарифе по којима се обрачунава приступ дистрибутивном систему осталим, тренутно дефинисаним корисницима сразмерно биле мање, а тиме би и њихов трошак за коришћење дистрибутивног система био мањи. Међутим, код ОПС би се појавио нови трошак који је настао због плаћања приступа дистрибутивном систему. То би био оправдани трошак који увећава МОП оператора преносног система, што узрокује и повећање тарифа по којима се корисницима

обрачунава приступ преносном систему. Због тога би ОДС, као корисник преносног система, имао већи трошак за приступ том систему, што је такође оправдани трошак који се признаје при одређивању МОП. Тај МОП би био већи од МОП који је одобран пре него што је ОПС проглашен корисником дистрибутивног система. У коначном резултату, постојећи корисници дистрибутивног система би имали незнатно мањи рачун за приступ систему (разлог томе је што би преко 90% трошка који је додатно обрачунат ОПС био наплаћен од ОДС као доминантног корисника преносног система, што на крају плате корисници дистрибутивног система).

Код промене методологије за приступ дистрибутивном систему због дефинисања ОПС за корисника система, јавља се неколико питања која треба решити. Из напред наведеног описа може се закључити да се при одобравању цена приступа преносном и дистрибутивном систему МОП једног од оператора система мора узети као почетни и који се неће мењати због одобравања нових цена. Последица тога је да ће при следећој промени цене приступа системима, одређивање МОП бити много компликованије јер се мора израчунати корекциони елемент трошка који ће уважавати чињеницу да је оператор у пракси имао већи трошак коришћења система од трошка који је утврђен као оправдан при одобравању цена. Други изазов који се поставља пред регулатора је како утврдити који део МОП оператора дистрибутивног система треба алоцирати да се надокнади од ОПС. Поставља се питање да ли тај део МОП треба да обухвати само део варијабилних трошкова сразмерно енергији која се испоручује у преносни систем или само део трошкова који се односе на повећане губитке у систему или и део фиксних трошкова дистрибутивног система, затим део трошкова који настају због обезбеђивања напонских и реактивних прилика у систему? Ово су питања која захтевају дубљу анализу, а у овом тренутку је очекивано да би, обзиром на износ енергије која се испоручује у преносни систем, део МОП алоциран на ОПС био јако мали. Треће, можда не и последње питање је да ли у делу методологије која се односи на затворене дистрибутивне системе треба предвидети да се у случају испоруке електричне енергије из ових система у систем на који су повезани (дистрибутивни или преносни) ОДС, односно ОПС дефинишу као корисници затвореног дистрибутивног система.

Други приступ решавању регулаторних питања због „обрнутог тока“ електричне енергије јесте да се у методологијама, при одређивању МОП, као оправдани трошкови признају сви додатни трошкови који се јављају због ове појаве. Код дефинисања корисника система, тарифних елемената, као и код начина одређивања тарифа се ништа неби мењало. Овакав приступ се базира на принципу да се са становишта преносног система преузимање електричне енергије из дистрибутивног система сматра као преузимање из виртуелне електране, тако да нема никаквог обрачуна услуге приступа дистрибутивном систему.

У Републици Србији, у важећим методологијама за обрачун приступа преносном и дистрибутивном систему произвођачима чији су објекти прикључени на систем не обрачунава се „мрежарина“ за електричну енергију коју произведу и предају у систем. Међутим, у неким земљама је дефинисано да и произвођачи плаћају услугу преноса и дистрибуције. Ако се овај приступ оцени оправданим може се применити и у Републици Србији. Ова примена није једноставна јер се мора одредити који део МОП би се алоцирао на произвођаче. Што се тиче додатних трошкова због тока енергије из дела система нижег напонског нивоа у део са вишим напонским нивоом, неспорно је да их изазивају произвођачи електричне енергије. Међутим, нису сви произвођачи „криви“ за ову појаву, штавише, произвођачи у центрима потрошње смањују неке од трошкова. Али ако се примени општеприхваћени принцип „поштанске марке“ - да сви корисници који припадају једној категорији плаћају коришћење система по истим тарифама без обзира на место прикључења у систему, сви произвођачи би плаћали и због обрнутог тока енергије, без обзира да лито и изазивају. Такође, при увођењу оваквог решења треба водити рачуна о регулаторном третману купаца који истовремено могу бити и произвођачи електричне енергије, првенствено уградњом соларних панела. На крају треба напоменути, да због се оваквог решења не може просто закључити да би електрична енергија за крајње купце била јефтинија због мање „мрежарине“, пошто би произвођачи подигли своје цене због додатног трошка приступа систему.

## **ЗАКЉУЧАК**

У многим европским државама је у претходним годинама дошло до значајне изградње обновљивих извора енергије, тако да су у њима препознати проблеми које је та експанзија изазвала. Због тога се у њима приступило значајним променама у области третмана тих електрана од стране ОПС и ОДС. Уведени су нови технички критеријуми за прикључење тих електрана на систем, развој дистрибутивног система је ишао у

правцу да се омогући прихватање произведене електричне енергије и прате прилике у систему, ОДС је добио значајнију улогу у области планирања рада и праћења рада система у реалном времену, развијена је сарадња са ОПС који је постао заинтересованији да добије одређене информације из дистрибутивног система.

У Републици Србији су подстицаји за изградњу електрана које користе обновљиве изворе енергије довели до исплативости рада тих електрана. Ове електране великих снага ће у блиској будућности бити прикључене на преносни систем и због своје променљиве и често непредвидиве производње изазваће одређене проблеме у управљању системом, али неће узроковати обрнути ток електричне енергије од нижих ка вишим напонским нивоима електроенергетског система. Међутим, експанзија малих електрана које су повезане на дистрибутивни систем већ је довела до поменуте појаве, тако да је у 2017. години из дистрибутивног у преносни систем испоручено преко 3 GWh електричне енергије.

Са аспекта одговорности Агенције за енергетику Републике Србије, која даје сагласност на правила о раду преносног и дистрибутивног система, препознато је да треба имати у виду експанзију производње из електрана које су прикључене на дистрибутивни систем и да у правилима рада система треба унети одређене промене, посебно у области планирања развоја система, планирања рада, као и праћења рада система у реалном времену.

У методологијама за одређивање цена приступа преносном или дистрибутивном систему, које доноси Агенција за енергетику Републике Србије, постојећим решењима могуће је да се максимално одобреним приходом обухвате и трошкови које се јављају због великог броја и велике производње електрана које су повезане на дистрибутивни систем.

Прва сагледавања показују да дефинисање ОПС као корисника дистрибутивног система отвара већи број дилема које треба решити у методологијама за одређивање цене приступа системима, тако да се може закључити да при тренутном износу електричне енергије која из дистрибутивног прелази у преносни систем, овакву измену не треба уводити.

Неспорно је да је велика производња електрана које су прикључене у областима мале потрошње изазвала повећане трошкове у дистрибутивном систему јер се појавио „обрнути ток“ електричне енергије од нижих ка вишим напонским нивоима у дистрибутивном систему, као и испорука електричне енергије из дистрибутивног у преносни систем. Због тога се као једно од решења види и измена у методологијама како би се и произвођачима за предату електричну енергију у систем обрачунавала услуга коришћења система.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Методологија за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије, („Службени гласник РС“, бр. 93/12, 123/12, 116/14, 109/15 и 98/16)
2. Методологија за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије, („Службени гласник РС“, бр. 105/12, 84/13, 87/13, 143/14, 65/15, 109/15 и 98/16)
3. Закон о енергетици („Службени гласник РС“, број 145/14)
4. „TSO-DSO Data management report 2016“ (ENTSO-E)
5. <http://smartnet-project.eu/>
6. <http://fsr.eui.eu/>