

# Uticaj evrointegracija i promena na globalnim energetskeim tržištima na energetskei javni sektor u Srbiji

Ljubo Mačić

Agencija za energetiku Republike Srbije, [ljmacic@gmail.com](mailto:ljmacic@gmail.com)

NAUČNO DRUŠTVO EKONOMISTA SRBIJE  
RESTRUKTURIRANJE JAVNIH PREDUZEĆA U USLOVIMA INSTITUCIONALNIH OGRANIČENJA  
17. oktobar 2015.

## Rezime

Ulaskom u tržišne reforme, prihvatanjem Ugovora o energetskeoj zajednici 2006. godine Srbija je postepeno izložila energetskei sektor i javna preduzeća novim uslovima. Medjutim, uslovi se menjaju i u Evropskeoj uniji. Evropske institucije nisu našle adekvatne odgovore na neka važna energetskea pitanja, niti su tržišne reforme integrisale u željenoj meri evropskei prostor i dovele do ostvarenja svih proklamovanih ciljeva, vidljivih kupcima energije. U toku su nastojanja da se dodje do rešenja koja će ići u korist evropskeog zajedništva, kao i ispunjenja globalnih klimatskih ciljeva. Ove promene će svakako dalje uticati na energetskei sektor Srbije. Analiziraju se ovi uticaji, stanje i uslovi koji mogu biti osnova daljih promena.

**Ključne reči:** energetskea tržišta, regulacija cena, sigurnost snabdevanja, obnovljivi izvori energije, strukturne reforme

## Abstract

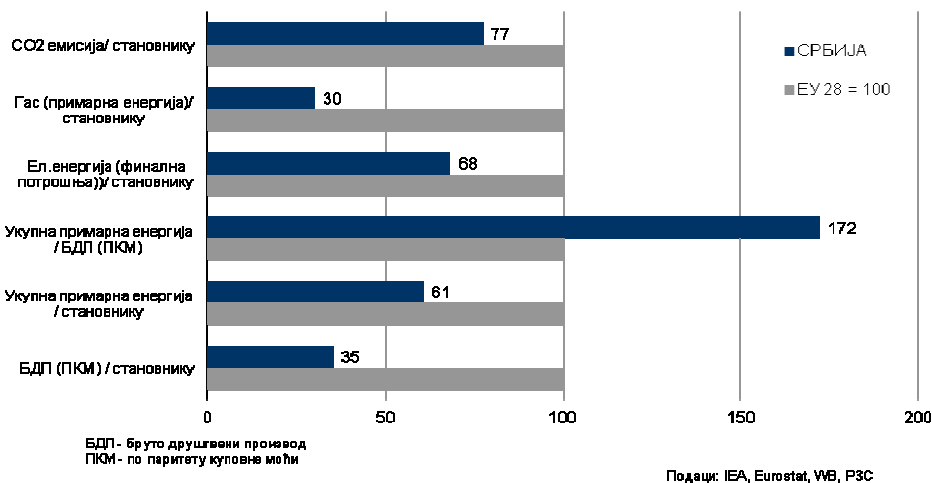
By initiating market reforms and signing the Treaty establishing the Energy Community in 2006, Serbia has gradually exposed the energy sector and public enterprises to new conditions. However, conditions are changing in the European Union, too. European institutions have neither found adequate answers to some of important energy questions nor have market reforms integrated the European space to a satisfactory level or lead to the achievement of all established goals visible to energy customers. There are ongoing tendencies to find solutions which will be to the benefit of European alliance and to compliance with global climate targets. These changes will for sure have further impact on the Serbian energy sector. These impacts, state of affairs and conditions which may be the basic for further changes are being analysed in the paper.

**Keywords:** energy markets, price regulation, security of supply, renewable energy sources, structural reforms

## 1. Energetika Srbije u nekoliko podataka

Energetskea neto uvozna zavisnost Srbije je u 2013. godini opala na samo 24,1%, najviše zahvaljujući povećanoj domaćoj proizvodnji nafte i prirodnog gasa. Energetskea zavisnost je daleko niža od proseka Evropske unije (54%) i niža od velike većine evropskih zemalja i može se održavati na sličnom nivou dok bude moguća povećana domaća proizvodnja nafte i prirodnog gasa. Medjutim, neto troškovi uvoza energije u odnosu na bruto društveni proizvod su u Srbiji oko tri puta veći od proseka EU. U 2014. godini, neto troškovi uvoza energije su iznosili 1,76 mlrd €. Ovi troškovićine čak 40% od salda ukupnog uvoza i izvoza Republike.

U poređenju sa Evropskom unijom (Sl. 1) bruto društveni proizvod Srbije po paritetu kupovne moći (koji realnije odražava nivo razvijenosti i standarda) u 2012. godini je bio na nivou od 35%, potrošnja ukupne primarne energije po stanovniku 61%, a potrošnja finalne električne energije 68%.



Sl. 1: Usporedni energetske pokazatelji za Srbiju i EU u 2012.

Energetski intenzitet, odnosno potrošnja ukupne primarne energije po jedinici društvenog proizvoda (po paritetu kupovne moći) je na nivou zemalja regiona, ali 1,7 puta veći od proseka EU. Veći energetske intenzitet je delom posledica neminovnih tehničkih gubitaka u transformaciji lignita u električnu energiju (jer se dve trećine električne energije proizvodi iz lignita), ali, pre svega, neracionalnosti, tj. niske efikasnosti u potrošnji u industriji, zbog niskog stepena korišćenja kapaciteta i zastarele tehnologije, u domaćinstvima, kao i u drugim sektorima. Primarna potrošnja prirodnog gasa po stanovniku je na oko 30% nivoa EU, tako da ovaj sektor ima visok potencijal rasta.

## 2. Evropska unija i globalna energetska tržišta – mogući uticaj na Srbiju

Više od dve decenije traju tržišne reforme u energetici Evropske unije. Nakon tri paketa reformi u elektroenergetskom i gasnom sektoru od početka devedesetih godina prošlog veka, danas je svakako vidljivo da energetska tržišta sve efikasnije funkcionišu. Međutim, ne može se reći da su ostvareni ključni ciljevi uvođenja tržišta - niže cene energije za krajnje kupce i dugoročno sigurno snabdevanje energijom. Ciljevi postavljeni za 2020. godinu koji obezbeđuju održivost i odnose se na smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte, povećanje udela obnovljive energije i povećanje energetske efikasnosti će biti ostvareni, izuzev poslednjeg. Istovremeno, zbog ekonomske krize posle 2008. godine pada potrošnja energije. Sklop navedenih promena je, međutim, doveo velike evropske energetske kompanije u težak položaj, čija je jedna od bitnih posledica odsustvo interesa za izgradnju novih elektrana, izuzev na obnovljive izvore (OIE), za koje su obezbeđeni podsticaji.

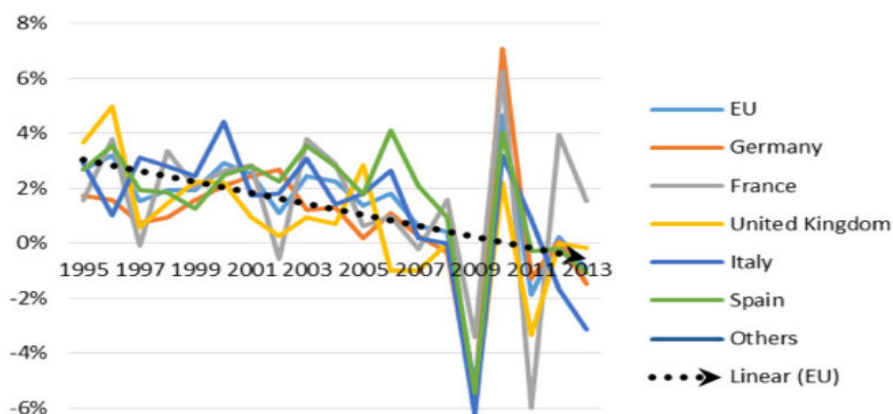
Imajući u vidu da su nacionalna tržišta većine članica EU mala da bi se razvila konkurencija, u okviru tri navedena paketa tržišnih reformi donet je niz propisa čiji je cilj da se integracijom nacionalnih, preko osam (za električnu energiju), odnosno tri (za gas) regionalna tržišta, uspostavi jedinstveno evropsko tržište električne energije i gasa do 2014. godine. Mnogi mehanizmi koji omogućavaju funkcionisanje

tržišta su uspostavljeni, ali ostvarenje ukupnih ciljeva ipak kasni. Danas je oko 80% ukupne električne energije u Evropskoj uniji uključeno u povezano takozvano tržište dan unapred (kupoprodaja za sutrašnji dan) što je svakako veliko dostignuće.

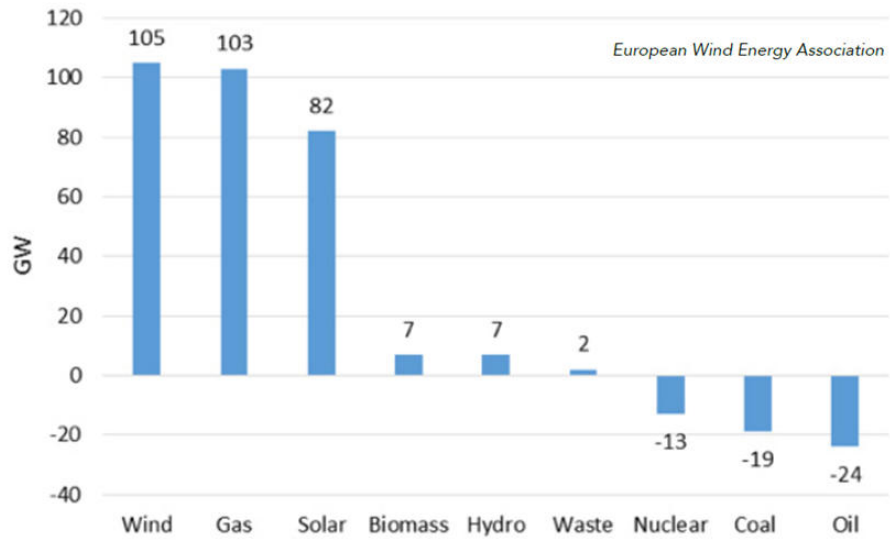
Ugovorom o Energetskoj zajednici iz 2005. godine i druge zemlje jugoistočne Evrope, među kojima i Srbija, prihvatile su EU regulativu i postepenu integraciju sa EU tržištima.

Bitne odrednice sadašnjeg stanja, odnosno manifestacije nedovoljne efikasnosti i neodrživosti, su sledeće:

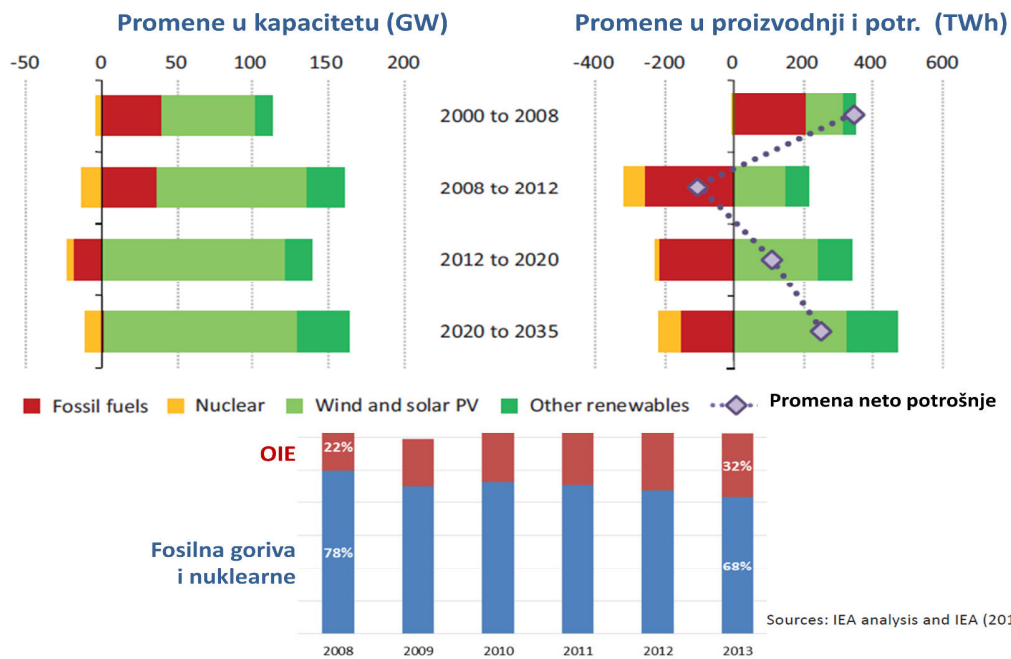
1. EU energetska politika u nekim važnim elementima nije harmonizovana niti efikasna.
2. Za energetska politika koja uključuje i odluke o izvorima snabdevanja energijom i sigurnost snabdevanja su odgovorne nacionalne vlade, a za zajedničko tržište energije EU. Brojna su odstupanja od zajedničkih ciljeva, a integrativni mehanizmi i njihova realizacija nedovoljni.
3. Upadljiva je razlika između zemalja zapadne i istočne Evrope u pogledu uslova snabdevanja prirodnim gasom i interesa koji iz toga proizilaze i dugoročnog pristupa ovom pitanju.
4. Različite su i neusaglašene šeme podsticaja obnovljivih izvora energije po vrsti i intenzitetu, a čiji je jedan od rezultata da se solarne elektrane razvijaju u centralnoj Evropi više nego na sunčanom Mediteranu.
5. U energetici mnogih članica opstaju različite netržišne intervencije.
6. Usporava se rast pa i pada potrošnja energije (Sl.2). Dominantno se grade elektrane na OIE (Sl. 3 i 4) koje imaju garantovanu cenu i garantovani plasman na tržištu i povećava se njihov udeo u proizvodnji (npr. sa 22 na 32% od 2009 do 2013. godine). Ovim se na tržištu sužava prostor za plasman proizvodnje konvencionalnih elektrana. Prognoza Međunarodne agencije za energiju (IEA) pokazuje da ovo nije samo pojava karakteristična za EU već globalni trend koji će se ubrzavati u narednim decenijama (Sl. 5). I sada su globalne investicije u elektrane na OIE veće od od investicija u konvencionalne elektrane. Ovo u Evropi ima za posledicu pad veleprodajnih cena (Sl.6). U specifičnim okolnostima, pri velikoj proizvodnji soalnih i elektrana na vetar, na berzama se pojavljuju i negativne cene električne energije (Sl. 7 - elektrane su u Nemačkoj plaćale oko 100 €/MWh u jednom popodnevnom satu da bi plasirale enrgiju na tržište).



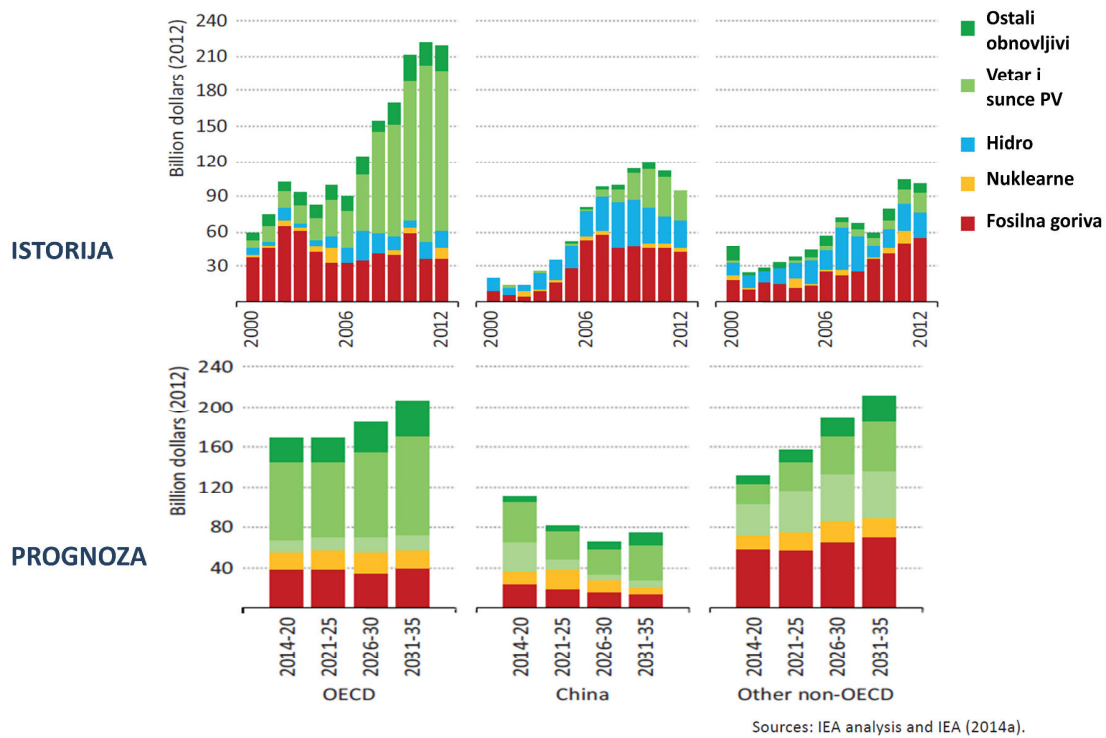
**Sl.2: Potrošnja električne energije u EU sve sporije raste ili pada**



Sl. 3: Neto promena proizvodnih kapaciteta u EU u periodu 2000 – 2013



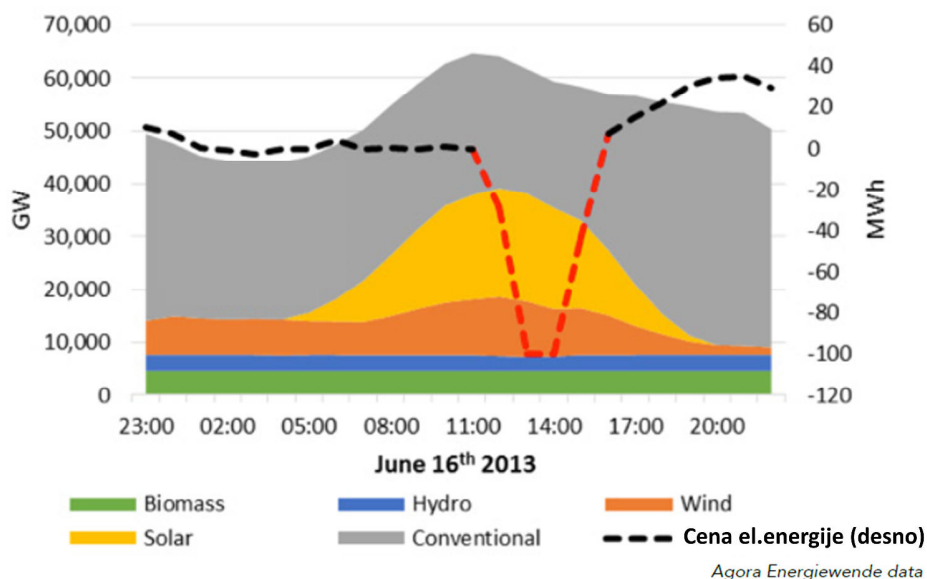
Sl. 4: Neto dodati kapaciteti i inkrementi potrošnje i proizvodnje el.energije u EU od 2000 – 2035



**Sl. 5: Godišnje prosečne investicije u elektrane**



**Sl. 6: Velikoprodajne cene električne energije u Nemačkoj**



**Sl. 7: Negativna cena - angažovani proizvodni kapaciteti (MW) i veleprodajne cene €/MWh u Nemačkoj 16. juna 2013.**

U navedenim uslovima padaju profiti i rejting elektroprivreda (Sl. 8). Velika nemačka elektroprivreda RWE je u 2013 godini prvi put u šesdesetogodišnjoj istoriji poslovala sa gubitkom. U prethodnih nekoliko godina iz pogona je povučeno preko 40 hiljada megavata u elektranama na gas (pa i novoizgrađene) jer nisu konkurentne pri sadašnjim cenama na tržištu. Investitori su ranije tradicionalno gravitirali elektroprivredama zbog njihove stabilnosti na tržištu i u prihodima. Sada nema interesa za gradnju novih elektrana, osim na OIE, čime se ugrožava buduća sigurnost snabdevanja energijom.

Moody's Rating	EDF		GDF Suez		Enel		E.ON		RWE	
	2008	2013	2008	2013	2008	2013	2008	2013	2008	2013
Aaa										
1	Aa1, stable									
2										
3										
Aa										
1										
2										
3		Aa3, negative	Aa3, stable		A-2, negative					
A										
1										
2				A1, negative						
3							A2, stable			A1, negative
Baa										
1										
2										
3						Baa2, negative		A3, negative		Baa1, stable

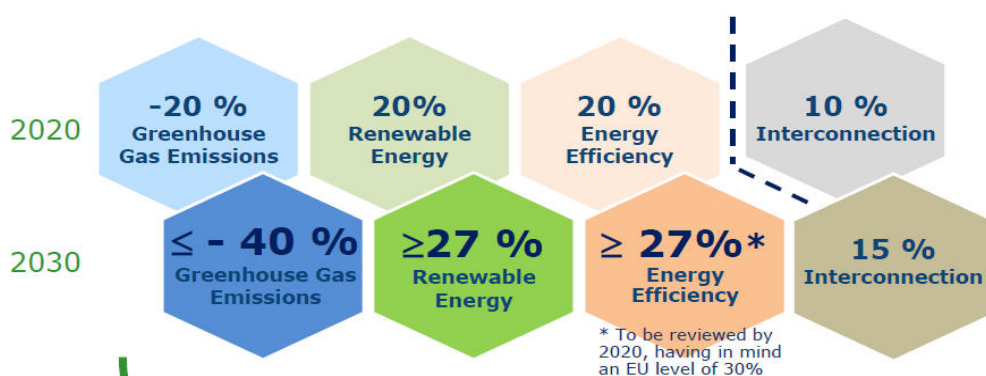
Source: Moody's data, Carbon Tracker illustration

**Sl. 8: Promene dugoročnog rejtinga korporativnih obligacija u 2008 i 2013 (Moody's)**

7. Iako veleprodajne cene padaju, rastu maloprodajne cene energije (zbog visokih naknada za OIE – domaćinstva u Nemačkoj sada plaćaju dodatnih 6.2 €/kWh za OIE - i drugih, rastućih taksi, poreza...); ovo ugrožava globalnu konkurentnost EU industrije.
8. Uprkos pritiscima Evropske komisije (EK) da prestane regulacija cena tj. da se cene energije za sve krajnje kupce, pa i domaćinstva, formiraju na tržištu, u više zemalja članica zadržavaju se regulisane cene.
9. Evropski sistem trgovine emisijama (ETS) gasova sa efektom staklene bašte (emisija ugljen dioksida, CO<sub>2</sub> – ili tzv. karbon emisija), je zapao u krizu, pokazao se neefikasnim i nedelotvornim, jer su, pre svega, zbog debalansa emisije i prava na emisiju, tj. ponude i tražnje, cene emisije CO<sub>2</sub> toliko pale da gotovo ne deluju destimulišuće na tehnologije koje izazivaju visoke emisije (npr. termoelektrane na ugalj), a što je smisao njihove egzistencije.
10. Da bi sprečile buduće deficite energije, polovina članica je primenila ili priprema različite, neusaglašene na nivou EU, mehanizme podsticaja izgradnje konvencionalnih elektrana – prema kojima je EK rezervisana kao tržišno spornim. Pre nego što se ide na primenu mehanizama kojima se podstiče obezbeđenje adekvatnih proizvodnih kapaciteta, EK traži da se:
  - obezbedi da svi postojeći tržišni mehanizmi funkcionišu (tržišno formiranje veleprodajnih i maloprodajnih cena, efikasno unutardnevno tržište, balansno tržište i tržište pomoćnih usluga);
  - detaljno proveri adekvatnost postojećih kapaciteta u odnosu na neophodne;
  - oceni da li postoje alternativne mere kojima se postiže odgovarajući rezultat, kao što su mere usmerene na smanjenje potrošnje i upravljanje potrošnjom energije (napredni sistemi) ili povećanje prekograničnih kapaciteta prema zemljama u kojima postoji višak kapaciteta.

Traži se da ove intervencije budu proporcionalne, transparentne i nediskriminatorne, tehnološki neutralne i da ne ometaju funkcionisanje tržišta na EU prostoru.

Oktoobra 2014. godine usvojeni su klimatski ciljevi za 2030, koji obuhvataju smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte za 40%, rast udela obnovljivih izvora energije u ukupnoj bruto finalnoj potrošnji energije od 27% i povećanje energetske efikasnosti za najmanje 27%. Traži se i povećanje kapaciteta prekograničnih dalekovoda na 15% nacionalnih potreba (Sl. 9).



Sl. 9: Novi EU klimatski ciljevi za 2030

Evropska komisija nastoji da ublaži posledice rasta OIE, pre svega njihove veoma visoke troškove koji se prenose na kupce električne energije i podstakne njihovo adekvatnije uklapanje u energetske sistem, novim preporukama koje sadrže i neke tržišne elemente. Preporučuje se:

- da podsticaji za obnovljive izvore energije budu stabilni, transparentni, kredibilni, troškovno efikasni, okrenuti ka tržištu;
- postepena promena od feed-in tarife ka feed-in premium (proizvodjaču se plaća tržišna cena plus određena premija), moguće i kvota sistemu;
- tenderska procedura za dodelu prava.

Pokazalo se da su neophodni i podsticaji investicijama u energetske infrastrukturu, tj. prekogranične elektroenergetske i gasne mreže, između ostalog i radi:

- razvoja i efikasnog funkcionisanja panevropskog tržišta električne energije i gasa;
- integracije OIE u elektroenergetski sistem i dekarbonizacije proizvodnje električne energije;
- diversifikacije puteva i izvora snabdevanja prirodnim gasom.

Suočena sa navedenim i drugim problemima, u nameri da konsoliduje i unapredi zajedništvo u energetske sektoru, Evropska komisija je početkom 2015. proklamovala formiranje Energetske unije, bazirane na pet ključnih prioriteta:

- obezbeđenje sigurnosti snabdevanja;
- dublja EU integracija nacionalnih energetske tržišta;
- smanjenje potrošnje energije;
- smanjenje emisije CO<sub>2</sub> iz energetske sektora (ciljevi za 2030 i 2050.);
- promocija istraživanja i razvoja u energetske tehnologijama

Ovim bi se ublažile i neizvesnost geopolitičkih promena koje utiču na snabdevanje naftom i gasom i njihove cene.

Cilj je da se u 2016. godini pripreme predlozi novih propisa kako bi do 2019. bili izgrađeni temelji Energetske unije. Mogući problemi, odnosno rizici su jaki različiti interesi država članica, naročito istočne Evrope i drugih članica. Uslov je prenošenje još jednog dela suvereniteta država članica na EU (npr: energetske miks i dr.), na šta će članice teško pristajati.

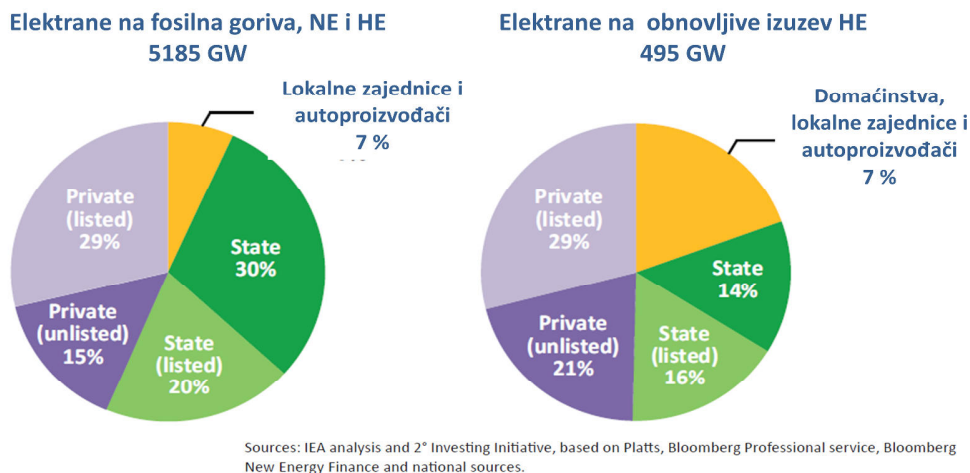
Strukturne promene tokom proteklih 25 godina su bile upadljivo različite u istočnom i zapadnom delu Evrope.

Tokom devedesetih godina u zemljama istočne Evrope, izuzev u Češkoj, elektroprivrede su u velikoj meri vertikalno i horizontalno dezintegrisane u više zasebnih preduzeća. Kasnije, u prošloj deceniji, pa i posle 2010. neke zemlje (Bugarska, Madjarska, Slovačka) su nastojale, pa i uspevale (u znatnoj meri Poljska) da ponovo integrišu neka preduzeća.

U zapadnoj Evropi, izuzev u Velikoj Britaniji 1990. godine, promene su bile znatno manje i drugačije. Održavaju se ili su se čak uvećavale velike integrisane kompanije, koje su čvrsto branile sinergiju vertikalno integrisanih kompanija i povoljnost diversifikovanog proizvodnog miksa.

Globalno posmatrano, nešto preko 50 % konvencionalnih elektrana je u državnom vlasništvu, dok je kod elektrana na obnovljive izvore udeo državnog vlasništva znatno manji (Sl. 10).





**Sl. 10: Proizvodnja električne energije – vlasništvo u 2012, global**

Značajnije vlasničke promene u Evropi su počele privatizacijom elektroprivrede u Velikoj Britaniji 1991. godine. Privatizacije su zatim sprovedene u Istočnoj Nemačkoj, Slovačkoj, Mađarskoj, Rumuniji, delom u Bugarskoj, Albaniji, Makedoniji i Crnoj Gori, a u najmanjoj meri u Poljskoj, Češkoj i Sloveniji. Kupci su najčešće bile velike zapadnoevropske i češka državna elektroprivreda ČEZ. Promena vlasničkog udela je bilo i u Italiji, Španiji i Portugalu. U ostalim državama promene su bile manje ili ih nije bilo.

Dodatna privatizacija državnog udela se sprovodi na zahtev međunarodnih finansijskih institucija zbog budžetskih deficita u Rumuniji, a zahteva se radikalnije i od Grčke.

Bilo je ili ima i pokušaja vraćanja u državno vlasništvo: u Mađarskoj, Albaniji, Slovačkoj.

U nekoliko poslednjih godina opao je interes u EU za vlasničke promene. Velike elektroprivrede zbog pada profita i deficita nisu zainteresovane za kupovine, a nastoje i da prodaju postojeće udele u istočnoj i jugoistočnoj Evropi. Tražnja je dakle veoma smanjena i ovo nisu dobra vremena za prodaju državnih udela.

Prenosne mreže su najčešće u državnom vlasništvu, ali od nedavno pojavljuje se u EU interes za njihovu kupoprodaju, pa se kao investitor u nekoliko zemalja javlja i kineska državna elektroprenosna kompanija. Pozadina interesa za prenosne kompanije su sigurniji profit i manji ukupni rizici u delatnosti koja je regulisana od strane nezavisnih regulatornih tela i nije podložna rizicima vezanim za klimatske promene.

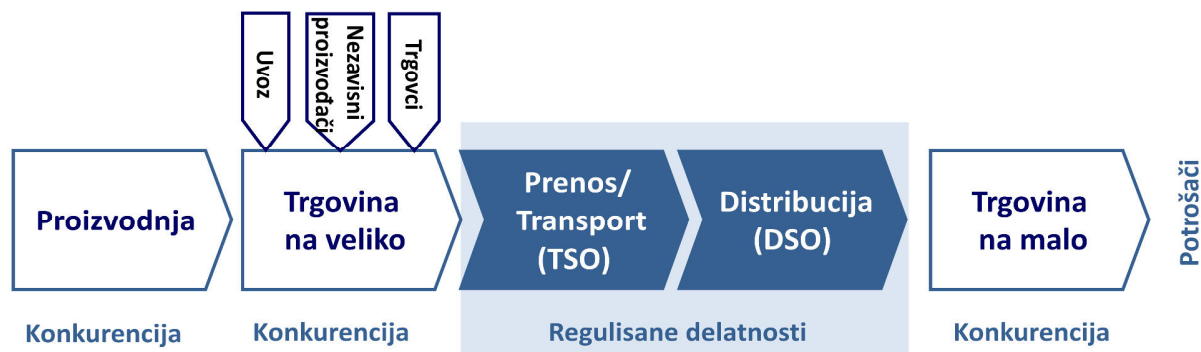
### **3. Promene u energetici Srbije – menja se ambijent za javna preduzeća**

Potpisivanjem i sprovođenjem Ugovora o energetske zajednici Srbija je od 2006. godine ušla u tržišne reforme energetske sektora. Strukturne i druge promene koje su na tom putu do sada sprovedene, bitno su uticale na poslovanje javnih energetske preduzeća. Generalna ocena Energetske zajednice je da je Srbija ostvarila dobar napredak u tržišnim reformama, da je uspostavljen pravni okvir, ali i da treba ubrzati primenu, naročito u gasnom sektoru. Treći EU paket tržišnih energetske reformi, ugrađen u Zakon o energetici donet 29. decembra 2014. godine zahteva rigoroznije strukturne promene, odnosno promene koje su u funkciji jačanja tržišnih mehanizama i povezivanja sa susednim zemljama i integracije

u panevropsko energetska tržište. U tom cilju se učvršćuje nezavisnost operatora sistema i jača njihova saradnje na panevroskom prostoru i jača uloga regulatora.

Ove promene će, uz rast udela obnovljivih izvora energije i kasnije prihvatanje obaveza, odnosno troškova vezanih za klimatske promene, dugoročno imati bitan uticaj i na uslove rešavanja postojećih problema u energetskom javnom sektoru i položaj i razvoj sadašnjih javnih preduzeća.

Ključni preduslov za razvoj tržišta je razdvajanje regulisanih, monopolskih mrežnih delatnosti od delatnosti u kojima postoji ili je moguća konkurencija (proizvodnja, trgovina), Sl. 11.



**Sl. 11: Uslov za razvoj tržišta: razdvajanje i nove delatnosti**

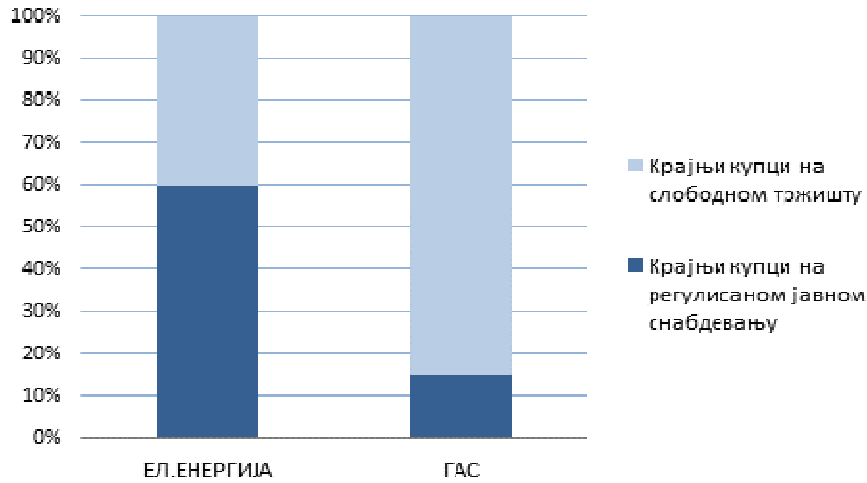
Razdvajanje delatnosti nije u potpunosti završeno u JP Srbijagas - pravno i funkcionalno razdvajanje transporta gasa od drugih delatnosti i u Jugorosgaz a.d. – funkcionalno razdvajanje transporta gasa od drugih delatnosti, kao niti u JP EPS - funkcionalno razdvajanje operatora distributivnog sistema od drugih delatnosti.

U skladu sa novim Zakonom Agencija za energetiku daje saglasnost na program usklađenosti za obezbeđenje nediskriminatornog ponašanja distributivnih operatora sistema (DSO) i integrisanog transportnog operatora (TSO) i sprovodi sertifikaciju prenosnog, odnosno transportnog operatora, a što treba završiti početkom, odnosno do kraja 2016. Ovim se obezbeđuje nezavisnost operatora i ravnopravan pristup mrežama svim učesnicima na tržištu.

Institucije i tržišni mehanizmi se uspostavljaju i uglavnom već funkcionišu (manje u gasnom sektoru). Uspostavljeno je bilateralno i balansno tržište za električnu energiju, a do kraja 2015. godine treba da počne da funkcioniše i berza električne energije. U gasnom sektoru je uspostavljeno bilaterno tržište.

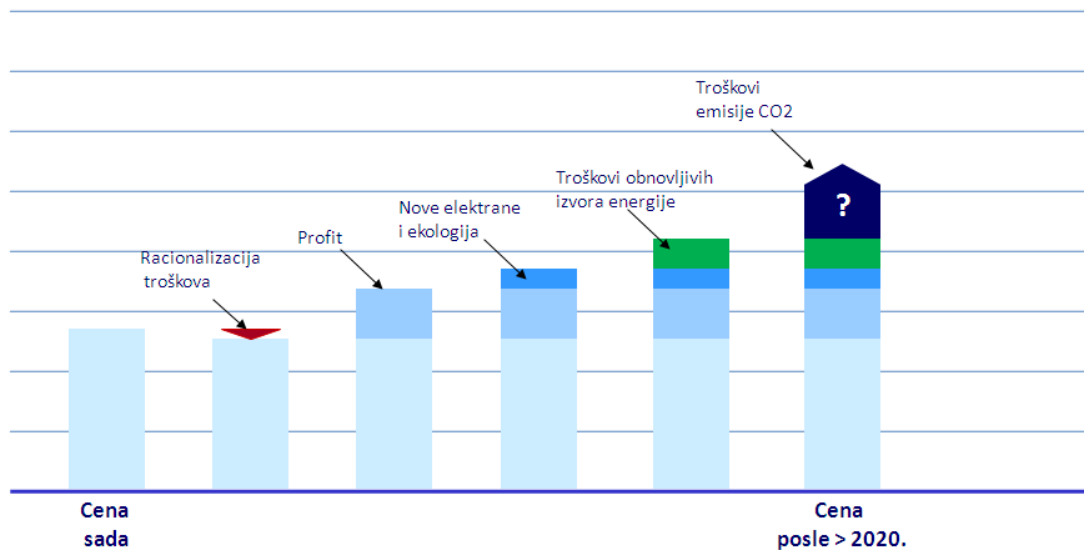
Svi kupci, izuzev domaćinstava i malih kupaca, su već izašli na tržište i više nemaju pravo na javno snabdevanje, dok domaćinstva i mali kupci imaju pravo i da ostanu na regulisanom snabdevanju. Svi kupci mogu izabrati i druge snabdevače, ne samo JP EPS i JP Srbijagas i ostale dosadašnje snabdevače u gasnom sektoru. Neki su to pravo i iskoristili, ali je to za sada mali procenat kupaca i energije, iako ima licenciranih 89 snabdevača električnom energijom i 58 snabdevača prirodnim gasom. U svakom slučaju, ukoliko javna preduzeća ne budu svoju ponudu, pre svega cenu energije, adekvatno prilagođavali tržišnim uslovima, postoji mogućnost da se njihov udeo na tržištu bitnije smanji, što će svakako uticati i na rezultate njihovog poslovanja.

Procenjuje se da se u 2015. godini oko 40 % električne energije i 85% prirodnog gasa prodaje po tržišnim cenama (Sl. 12).



Sl. 12: Otvorenost tržišta u Srbiji u 2015 (procena)

Troškovi snabdevanja električnom energijom i cene će u budućnosti izvesno rasti (Sl. 13).



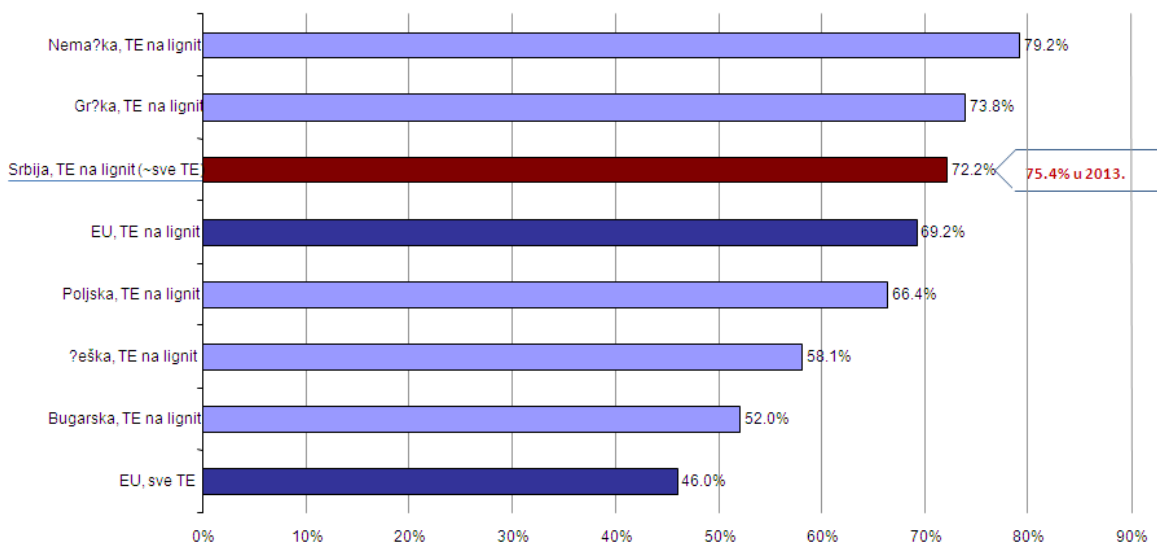
Sl. 13: Trend promene cena električne energije u Srbiji

Profit bi trebalo da dostigne nivo koji obezbeđuje dugoročno održivo poslovanje. Cena treba da pokriva i uvećane troškove novih kapaciteta i zaštite životne sredine. Na kupce će se takođe prenositi rastući troškovi obnovljivih izvora energije, da bi se dostigao prihvaćeni cilj da se ostvari 27% energije iz OIE u ukupnoj bruto potrošnji energije (ne samo električne energije). Cena kasnije mora pratiti i troškove emisije CO<sub>2</sub>.

Ali prethodno, javna energetska preduzeća moraju u mogućoj meri smanjivati svoje toškove i minimizirati evidentne neracionalnosti. Gde je prostor za povećanje efikasnosti?

Generalno, operativni troškovi u više segmenata mogu biti manji, ali treba takođe imati u vidu da Agencija, koja daje saglasnost na regulisane cene (cene korišćenja mreža i javno snabdevanje) ni do sada nije priznavala sve planirane ni učinjene troškove, pa takvi troškovi nisu ni ugrađeni u sadašnje cene. Takođe, pravilima određivanja cena je omogućeno da se samo do 2% neizvršene naplate, odnosno nenaplativih potraživanja ugradi u regulisanu cenu. Ostvareni poslovni rezultati (od kojih određeni deo treba da pripadne vlasnicima) u regulisanim delatnostima su stoga lošiji od iskazanih u saglasnostima na cene i obrazloženjima koje daje, odnosno prihvata i objavljuje Agencija.

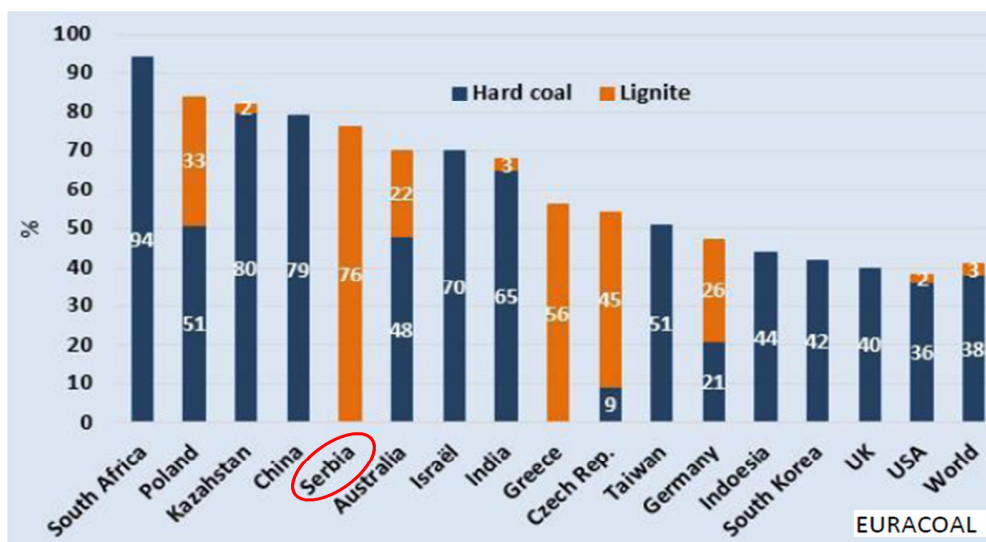
Za JP EPS su karakteristična dva krupna parametra koja utiču na troškove. EPS svakako ima veoma visoke gubitke energije u distributivnoj mreži i njihovo smanjivanje, posebno onog dela koji nije tehničke prirode, može bitno smanjiti troškove i povećati prihode. Na drugoj strani, termoelektrane koje čine bitan deo fiksnog kapitala JP EPS, imaju veoma visoko korišćenje kapaciteta, iznad evropskog proseka i uporedivo sa najuspešnijim elektroprivredama koje imaju elektrane na lignit (Sl. 14), čime se osetno smanjuju troškovi proizvodnje energije.



Izvor podataka: EURELECTRIC, Agencija za energetiku RS, EPS

#### Sl. 14: Visoko korišćenje termoelektrana bitno smanjuje troškove u proizvodnji

Dugoročnije, najveći uticaj na cene električne energije mogu imati troškovi emisije CO<sub>2</sub>. Približno, svakih 10€/t CO<sub>2</sub> (u EU se smatra da je poželjan nivo ovih troškova 30€ da bi oni postigli svrhu), povećava trošak proizvodnje za 1€/kWh. Srbija spada u zemlje sa najvećim udelom uglja, posebno lignita u proizvodnji električne energije (Sl. 15). Obaveze i troškovi po ovom osnovu mogu nastupati s približavanjem članstvu u EU ili kroz mehanizme koji bi mogli biti utvrđeni na konferenciji Ujedinjenih nacija o klimatskim promenama u Parizu u decembru 2015.



Sl. 15: Udeo uglja u proizvodnji električne energije u 2012

Na troškove proizvodnje električne energije iz lignita mogu uticati i odluke međunarodnih finansijskih institucija (EBRD, EIB, Svetska banka, pa verovatno i KfW), motivisanih zaštitom od klimatskih promena, da uskraćuju, osim u izuzetnim slučajevima kreditnu podršku elektranama na uglj.

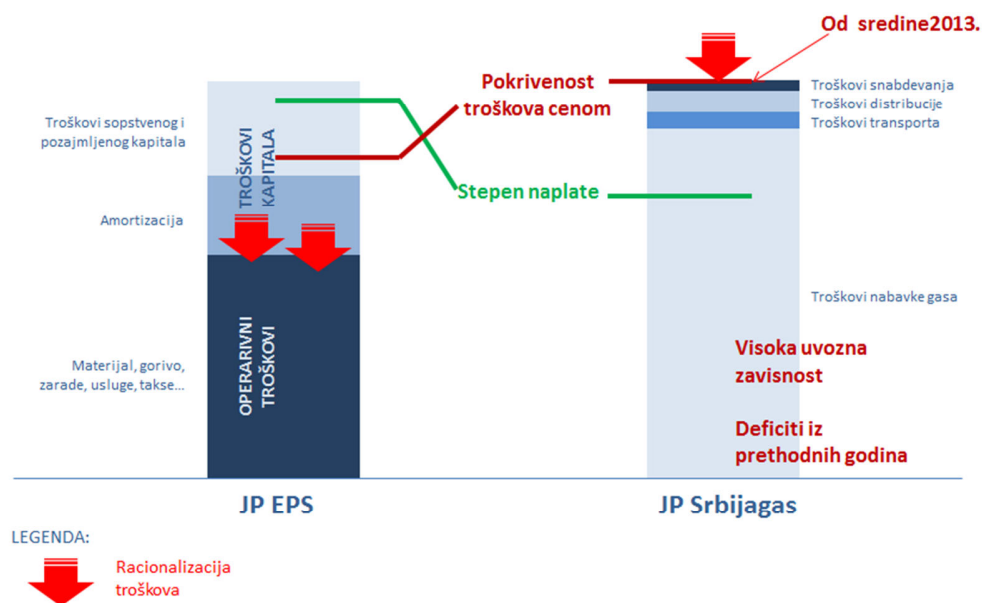
Za Srbiju je u ovom trenutku raspoloživo povoljno kreditiranje samo iz Kine (za novu termoelektanu Kostolac B i rudnik).

Ipak, veći stepen neizvesnosti po energetsku sigurnost Srbije i cene, pa i poslovanje JP Srbijagas, je vezan za snabdevanje prirodnim gasom. Ovaj sektor u Srbiji karakterišu:

- nizak stepen gasifikacije, koji istovremeno ukazuje na visok potencijal za rast;
- moguć, ali još uvek neizvestan, rast potrošnje, koji bi mogao biti podstaknut sadašnjim nižim cenama (u našem regionu cena gasa vezana za cenu nafte, koja je sada niska, ali i podložna rizicima turbulencija);
- visoka uvozna zavisnost (oko 80%) koja sa sobom nosi i rizik promena valutnih kurseva i visoka cena tranzita kroz Mađarsku;
- nekonkurentnost gasa za proizvodnju električne energije, izuzev u povoljnim kogeneracijama;
- nema uslova za brz razvoj tržišta gasa dok postoji samo jedan ulaz u Srbiju i praktično, jedan izvor snabdevanja;
- jugoistočna Evropa je najugroženiji evropski region na eventualni prekid transporta gasa preko Ukrajine;
- novi gasovodi i novi izvori snabdevanja su veoma neizvesni i visoko zavisni od političkih događanja u širem regionu pa i globalno;
- dodatni kapaciteti u skladištu mogu dugoročno smanjiti rizike, ali ih ne mogu svesti na prihvatljiv nivo;
- organizaciono, gasni sektor je veoma usitnjen – ima 33 distributera, odnosno javna snabdevača na samo 260 hiljada kupaca, što neminovno vodi povećanim troškovima.

Aktuelni finansijski problemi JP EPS i JP Srbijagas su određeni sledećim stanjem (Sl. 16):

- JP Srbijagas:
  - od 2013. godine prodajne cene pokrivaju sve troškove nabavke i transportne i distributivne mreže;
  - veoma nizak stepen naplate, koji je i pored poboljšanja, dostigao tek oko 80% (približno, time se pokrivaju samo troškovi nabavke gasa);
  - veliki bilansni i gotovinski nasleđeni deficiti uzrokovani niskom prodajnom cenom koja nije pokrivala troškove do 2013 i niskim stepenom naplate i troškovma neenergetskih delatnosti;
  - izloženost eksternim rizicima;
  - potencijal za smanjenje troškova;
- JP EPS
  - regulisana cena ne pokriva u potrebnoj meri troškove proizvodnje, nabavke i mrežnih delatnosti;
  - rastući, i blizak zadovoljavajućem, stepen naplate;
  - potencijal za smanjenje troškova.



Sl. 16: Bilansni problemi JP EPS i JP Srbijagas

Regulisane cene još uvek bitno, ali sve manje utiču na troškove snabdevanja električnom energijom i gasom i samim tim sve manje utiču na uslove poslovanja javnih preduzeća. Trajno će ostati regulisne samo cene korišćenja prenosne, odnosno distributivnih mreža i privremeno cene javnog snabdevanja. Cena proizvodnje i nabavke električne energije i prirodnog gasa (dakle, same energije kao robe) nisu regulisane – slobodno se formiraju.

Agencija će, u skladu sa Zakonom o energetici, 2017. godine preispitivati potrebu dalje regulacije cena električne energije za garantovano (sada javno) snabdevanje zavisno od (1) nivoa konkurentnosti na domaćem tržištu, (2) stepena zaštite siromašnih kupaca, (3) razvoja regionalnog tržišta i (4) raspoloživih

prekograničnih kapaciteta. I EK i Energetska zajednica traže što skorije ukidanje regulisanih cena energije. Strategijom razvoja energetike (koju je Vlada uputila Narodnoj skupštini na usvajanje) i aranžmanom sa MMF-om je predviđeno da se cena električne energije za javno snabdvanje dovede na tržišni nivo. Izvesnost tih promena je važna i za kupce, ali i za investitore u energetici. Neizostavan uslov je zaštita dovoljnog broja siromašnih, energetske ugroženih kupaca. Sada je zaštićeno manje od 60 hiljada kupaca što je daleko od potrebnog broja. Dodatni troškovi budžeta za povećan broj zaštićenih bi se mogli nadoknaditi povećanim prihodima budžeta od profita JP EPS pri rastu regulisanih cena električne energije. I veća podrška poboljšanju energetske efikasnosti (npr. izolacija zgrada, nabavka visoko efikasnih peći i dr) bi mogla biti u funkciji trajnije zaštite siromašnih.

#### **4. Zaključne napomene**

Predviđanje budućnosti u energetici je postalo veoma teško. Ključna energetska pitanja se globalno, regionalno i nacionalno otvaraju na novi način u pogledu:

- tempa ekonomskog rasta i rasta potrošnje energije;
- cene energenata i energije i odnosa cena;
- zaštite planete od klimatskih promena;
- povećanja udela energije koji se može obezbediti iz obnovljivih izvora;
- uloge uglja (sa i bez deponovanja CO<sub>2</sub>);
- razvoja novih tehnologija uključujući i tzv. pametne mreže;
- geopolitičkih turbulencija;
- dometa tržišnih reformi i uloge vlada;
- brzine integracije u regionalo i EU tržište energije;
- mogućnosti održanja socijalne kohezije i dr.

Nema sumnje da će se energetske izazovi sa kojima se susreće Evropska unija, dodatno postepeno prenositi na Srbiju i na javna energetska preduzeća, između ostalog, imajući u vidu i:

- da se stari, neefikasni ekološki nesansirani kapaciteti moraju postepeno povlačiti iz pogona, dugoročno i zbog zahteva vezanih za klimatske promene;
- da su neophodne velike investicije u zaštitu životne sredine i u nove proizvodne kapacitete;
- da su neophodne investicije u modernizaciju energetskih mreža i nove interkonektivne gasovode i dalekovode;
- da je potreban napor da se usvojeni OIE ciljevi za 2020 (27%) ostvare i usaglase novi;
- da formiranje EU Energetske unije može Srbiji i javnim preduzećima doneti nove uslove, izazove, ali i prilike (među najavljenim širim prioritetima Energetske unije je i integracija sa energetskim tržištima jugoistočne Evrope).

U takvim uslovima, dugoročna održivost bi morala imati prioritet nad kratkoročnim rešenjima i interesima.

Strateška usmerenja, mere energetske politike, uslovi transpozicije propisa EU, promene u nacionalnom energetskom miksu, strukturne i vlasničke promene u energetskom sektoru, ulazak u međunarodne aranžmane i projekte, prilagođavanje eksternim promenama i odluke o drugim važnim pitanjima bi

trebalo da budu podržane detaljnijom analizom mogućih opcija, rizika, posledica i koristi. U tom cilju treba jačati stručne kapacitete institucija i organizovati adekvatne stručne kapacitete unutar zemlje, koji bi u kontinuitetu bili na raspolaganju donosiocima odluka i javnom energetsom sektoru.

#### LITERATURA:

1. Agencija za energetiku Republike Srbije, **Izveštaj o radu Agencije za energetiku za 2014. godinu**, Beograd, maj 2015.
2. European Commission, **Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention**, 2013.
3. European Commission, **European Commission guidance for the design of renewables support schemes**, 2013.
4. Sylvie Cornot-Gandolphe, **Gas and Coal Competition in the EU Power Sector**, CEDIGAZ, 2014
5. European bank for reconstruction and development, **Energy sector strategy**, 2013.