

## **C 5-00**

### **Г Р У П А Ц 5: ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ДЕРЕГУЛАЦИЈА**

#### **ИЗВЕШТАЈ СТРУЧНОГ ИЗВЕСТИОЦА**

**В. ЈАНКОВИЋ\***  
**ЈП ЕЛЕКТРОМРЕЖА Србије**  
**Београд**  
**СРБИЈА**

#### **1. УВОД**

Пратећи интензивне промене у процесу либерализације тржишта електричне енергије код нас и у Европи, актуелне теме које је дефинисао СТК Ц5 СIGRE у Паризу на последњем саветовању као и уважавајући актуелне теме како на националним тржиштима у југоисточној Европи, тако и на регионалном тржишту, СТК ЈУКО СIGRE Ц5 за XXVIII саветовање је дефинисао своје ПРЕФЕРЕНЦИЈАЛНЕ ТЕМЕ, како би преко писаних реферата и стручне дискусије допринео бољем разумевању и успешнијем решавању актуелних проблема у овој области код нас.

#### **2. ПРЕФЕРЕНЦИЈАЛНЕ ТЕМЕ**

1. Модели тржишта – компаративна анализа могућих модела за Србију и Црну Гору, временски план имплементације, хармонизација са регионалним тржиштем електричне енергије; отварање тржишта електричне енергије на велико и на мало
2. Усклађивање планова развоја појединих електроенергетских делатности; одговорности и обавезе електроенергетског субјекта по питању сигурности снабдевања; економско-финансијски подстицаји за изградњу електроенергетског објекта
3. Улога Регулатора и регулативе у тржишном окружењу; одређивање цена регулисаних делатности; показатељи квалитета у испоруци електричне енергије
4. Практична решења у отварању тржишта електричне енергије – регулисање загушења у мрежи, додељивање преносних капацитета, балансни механизми, тржиште системских услуга, реализација отварања тржишта за квалификоване потрошаче везане на дистрибутивну мрежу.

#### **3. РЕФЕРАТИ**

За XXVIII саветовање, након извршених рецензија, прихваћено је 14 реферата, који су својим садржајем покрили три од четири дефинисане преференцијалне теме.

Рецензије радова су урадили: Миладин Басарић, Зоран Вујасиновић, Аца Марковић, Љиљана Митрушић, Јелена Милосављевић, Милош Младеновић, Весна Мушкатировић, Слободан Ружић, Ненад Стефановић, Јасмина Трхуљ, Небојша Ћоровић и Владимир Јанковић.

У даљем тексту биће дат приказ кратких садржаја реферата и питања за дискусију.

---

\* мр Владимир Јанковић, ЈП Електромрежа Србије, Војводе Степе 412, 11040 Београд,  
[vladimir.jankovic@ems.co.yu](mailto:vladimir.jankovic@ems.co.yu)

### **3.1 Преференцијална тема 1: 5 реферата (R C5-01, R C5-02, R C5-03, R C5-04, R C5-05)**

#### **3.1.1 Кратак садржај**

**Реферат C5-01: «Енергетски деривати за смањење ризика у прекограничној трговини електричном енергијом: FTRs и CfDs», аутора М.Вукасовића и М.Апостоловића,** приказује основне карактеристике енергетских уговора на финансијској берзи електричне енергије (енергетских деривата) који служе за смањење ризика (тзв. хединг) у трговини електричном енергијом и то приликом њеног прекограничног преноса и примене процедура за управљање загушењима у преносној мрежи. Детаљно су описане две врсте уговора и то “финансијска права преноса” (FTRs – Financial Transmission Rights) и “уговори о разликама” (CfDs – Contracts for Differences). Такође је кроз пар примера приказана корист коју учесници на тржишту електричне енергије имају склапањем ових уговора.

**У реферату C5-02: «Матрични SFE модел тржишта електричне енергије», аутора Д.Пешића,** приказан је модификовани SFE (Supply Function Equilibrium) модел тржишта електричне енергије којим је могуће обухватити понуду и тражњу, као и све евентуалне непредвидиве спољне поремећаје на тржишту електричне енергије. SFE (Supply Function Equilibrium) модел је најпре линеаризован и приказано је његово опште решење. У оквиру представљеног модела, функција трошкова представљена је као пуна квадратна функција, чиме су обухваћени и фиксни трошкови компанија на тржишту електричне енергије. У раду је линеарни SFE модел модификован тако што је дефинисан као матрични модел са погодном дефинисаним векторима и квадратним матрицама чиме се омогућава његова једноставнија имплементација.

**У реферату C5-03: «Концепција успостављања тржишта електричне енергије у Србији», аутора М.Младеновића, Д.Стојчевског и В.Јанковића,** приказане су тржишне функције ЕМС-а као Оператора преносног система и тржишта електричне енергије у Србији у складу са концепцијом развоја тржишта електричне енергије коју је усвојио ЕМС. Дат је детаљан концепт развоја тржишта електричне енергије по фазама, модели тржишта у свакој од тих фаза, као и матрица успостављања ефикасног и функционалног тржишта електричне енергије у Србији.

**У реферату C5-04: « Регионално балансно тржиште електричне енергије у југоисточној Европи и прототип платформе »BETSEE«, аутора З. Вујасиновића, Љ. Кнежевића и Н.Ђоровића** дати су основни принципи регионалног балансног тржишта електричне енергије, као и опис активности оператора преносних система југоисточне Европе у оквиру SETSO подгрупе “Balance Management” на успостављању тржишта балансне енергије у региону. Представљене су потребе појединих оператора преносних система из региона за ефикасном разменом балансне енергије на регионалном нивоу, као и могућности електроенергетских субјеката у оквиру овог вида тржишта. Такође, представљен је прототип интернет платформе BETSEE (Balance Energy Tool for South East Europe), осмишљене у SETSO подгрупи “Balance Management” за потребе визуелизације, разраде и анализе практичних аспеката регионалног балансног тржишта електричне енергије у региону југоисточне Европе.

**Реферат C5-05: «Регулаторни аспекти предлога за успостављање регионалног тржишта за балансну енергију у југоисточној Европи», аутора Н.Стефановића и Н.Радвановића,** приказује регулаторне аспекте регионалног балансног механизма предложеног од стране SETSO подгрупе “Balance Management”, чији је циљ успостављање конкурентних тржишних цена балансне енергије уз пружање могућности операторима преносног система региона југоисточне Европе да обезбеде на једноставан начин, неопходну терцијарну резерву, како би осигурали сигуран и стабилан рад електроенергетског система. Размотрена су могућа правна и друга ограничења, на локалном и међународном нивоу, која би могла ограничити могућност оператору преносног система да купује балансну енергију на регионалној основи и прослеђује понуде учесника за балансну енергију, као и утицај регионалног балансног тржишта на национална тржишта.

#### **3.1.2 Питања за дискусију**

##### **Реферат C5-01**

1. Како се одређује расположива количина финансијских права преноса (FTRs)?
2. Да ли је расположива количина финансијских права преноса (FTRs) у корелацији са расположивим прекограничним капацитетом (ATC) између две области где постоји загушење?
3. Како се одређује јединствена цена финансијских права преноса (FTRs)? Да ли је то понуда са највишом или најнижом ценом?

4. Како се одређује цена уговора о разликама (CfD) када се уговор склапа на берзи?
5. Када је тржишна цена уговора о разликама (CfD) једнака нули?
6. Да ли постоји референтна цена за уговоре о разликама (CfDs) када се ови склапају билатерално (ОТС) или је она предмет погодбе?

#### **Реферат C5–02**

1. Да ли се предложени модел тржишта може практично применити од стране учесника на тржишту, регулаторних тела, оператора тржишта (берзи) и оператора преносних система? Ако је одговор позитиван, у које сврхе би овај модел могао да примени сваки од наведених субјеката?
2. Да ли је аутор тестирао модел на реалним подацима? Ако јесте, на који начин је одредио вредности коефицијената и параметара у функцијама тражње, понуде и трошкова компанија? Да ли учесник на тржишту мора да зна функцију трошкова својих конкурената да би применио модел или не?
3. Да ли модел применљив само појединачне периоде када се тргује на берзи (нпр. 24 сатна периода за наредни дан) или га је могуће користити и за трговање на дужем временском хоризонту?

#### **Реферат C5–03**

1. Које предуслове је потребно створити да би отпочела прва фаза успостављања тржишта електричне енергије у Србији? У ком временском року се очекује њихово остварење?
2. Како и на основу чега је одређена вредност К фактора?
3. Да ли произвођачи електричне енергије могу бити самостални учесници на отвореном билатералном тржишту електричне енергије?
4. Да ли лиценцирани трговци у Србији могу бити учесници на балансном тржишту електричне енергије?

#### **Реферат C5–04**

1. Да ли је извршено сагледавање ситуације по питању законске и регулаторне изводљивости регионалног балансног механизма у земљама региона и који су резултати анализе (или планирани кораци у том правцу)?
2. Које су могуће импликације регионалног балансног механизма на национална тржишта електричне енергије и које су мере (техничке, регулаторне) предвиђене да регионални балансни механизам као ТСО-ТСО тржиште не утиче на учеснике на националним тржиштима (нарочито у случају тржишта електричне енергије где се маргинална цена ангажованих понуда користи као референтна цена одступања на балансном тржишту електричне енергије)?
3. Које је време активирања уговорене трансакције? Нарочито апострофирати везу са процесом унутар-дневне номинације програма рада који је стриктно повезан са унапред дефинисаним временима затварања процеса номинације за одређени временски интервал (“затварање рампе”)?
4. Које су перспективе евентуалног успостављања регионалног балансног механизма на дан-унапред временском хоризонту?
5. Које су могућности еволуирања овог механизма (базираног на принципу континуалне трговине) у механизам имплицитних аукција преносних капацитета (тзв. “financial transmission rights” уместо “capacity transmission rights”) са операторима преносног система као учесницима и колико би то помогло у процесу успостављања регионалне берзе електричне енергије?

#### **Реферат C5–05**

1. У условима у којима су трошкови које оператор преносног система има ради остваривања функције балансирања система већ “покривени” у складу са постојећом регулаторном праксом, који су то финансијски подстицаји за оператора преносног система да учествује у регионалном балансном механизму?
2. Ако постоје, које су основне правно-регулаторне препреке за практичну примену регионалног балансног механизма како је сада замишљен од стране SETSO-ове подгрупе за Балансно тржиште? Како регулатори (ECRB) могу да помогну да се ове препреке отклоне?
3. Да ли у неким земљама југоисточне Европе постоји национално законодавство које на неки начин онемогућава учешће те земље/оператора преносног система у регионалном балансном механизму? Које су то земље и како се национално законодавство може прилагодити у циљу омогућавања учешћа у овом механизму?
4. Који су механизми регулаторне контроле да се учешће у регионалном балансном механизму од стране оператора преносног система не употребљава у смислу трговине или препродаје електричне енергије, већ да се искључиво врши услуга прослеђивања понуда учесника на националном тржишту електричне енергије другим операторима преносног система у региону?

5. Да ли постоје правно-организационе препреке евентуалном обједињавању регионалног балансног тржишта и унутар-дневног комерцијалног тржишта електричне енергије у оквиру истог механизма, будући да су оба тржишта везана примарно за унутар-дневни временски хоризонт?

### 3.2 Преференцијална тема 2 : нема реферата

Из ове области није било пријављених радова иако је тема изузетно актуелна. Очигледно је да још нема правих решења како код нас тако и у Европи, мада су проблеми препознати и интензивно се трага за решењима.

### 3.3 Преференцијална тема 3: 4 реферата (R C5-06, R C5-07, R C5-08, R C5-09)

#### 3.3.1 Кратак садржај

*Реферат C5-06: «Методологије и тарифни системи у електроенергетском сектору у Србији», аутора А.Вучковића, Н.Деспотовића, Б.Обрадовић и П.Рајковића,* даје детаљан приказ методологија за одређивање оправданих прихода одговарајућих енергетских субјеката, као и тарифних система које је Агенција за енергетику Републике Србије утврдила, односно донела, а који се односе на обрачун електричне енергије за тарифне купце и на приступ и коришћење система за пренос, односно дистрибуцију електричне енергије.

*Реферат C5-07: «Алокација прихода при изради тарифних система за пренос, дистрибуцију и продају електричне енергије», аутора А.Вучковића,* бави се методологијама за одређивање оправданих прихода енергетских субјеката који обављају регулисане електроенергетске делатности, а које је утврдила Агенција за енергетику Републике Србије. Детаљно је приказан начин на који је максимално одобрени приход енергетских субјеката алоциран на тарифне елементе и по којим принципима су дефинисани релативни односи и вредности тарифних ставова у тарифним системима за пренос, дистрибуцију и продају електричне енергије које је донела Агенција.

*Реферат C5-08: «Анализа методологије о критеријумима и начину одређивања трошкова прикључка на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије», аутора М.Грковића,* бави се анализом методологије којом су дефинисани критеријуми и начин одређивања трошкова прикључка на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије са аспекта Закона о енергетици и других норматива који регулишу ову област у Србији. При томе се, с обзиром да је у пракси број прикључака на преносни систем знатно мањи, анализа углавном бави прикључцима на систем за дистрибуцију електричне енергије.

*У реферату C5-09: «Нова методологија за обрачун компензације инфраструктурних трошкова насталих услед транзита електричне енергије – “IMICA”», аутора Б.Ђукића и Н.Шијаковића,* представљена је нова методологија за прорачун компензације инфраструктурних трошкова изазваних транзитом електричне енергије у земљама ETSO и SETSO ("European Transmission System Operators" и "Southeast European Transmission System Operators") под називом "IMICA – Improved modeling for Infrastructural Cost Allocation". Поред детаљног описа читаве процедуре и свих прорачуна које она подразумева у раду је такође извршено поређење новог ИТС ("Inter TSO Compensation") механизма са претходно коришћеним ИТС механизмом (тзв. методологијом "Транзитног кључа") која се у региону југоисточне Европе оперативно користила од јула 2004. до маја 2007.године.

#### 3.3.2 Питања за дискусију

##### *Реферат C5-06*

1. Да ли је новим тарифним системом смањен диспаритет цена електричне енергије између категорија „домаћинства“ и „индустријски потрошачи“?
2. Објаснити због чега је као један од обрачунских елемената уведена накнада за мерно место?
3. Да ли су и где у методологији за одређивање оправданих трошкова урачунати трошкови дистрибутивних предузећа везани за делатност продаје електричне енергије тарифним купцима?

4. Како по новом тарифном систему тарифни купац плаћа услуге продаје електричне енергије трговца задужених за снабдевање тарифних купаца?
5. Код купаца са мерном групом, за тарифни став „прекомерно преузета снага“, зашто се Агенција одлучила да разлику између прекомерно преузете и унапред дефинисане снаге тарифира двоструко већом тарифом?
6. Да ли у случају продаје/куповине електричне енергије на слободном тржишту од стране трговца на велико задуженог за снабдевање тарифних купаца након умањења/увећања максимално одобреног прихода следи умањење/увећање цене електричне енергије за тарифне купце? Да ли постоји одређени механизам за одређивање цена у таквим условима?
7. Како се одређује максимални приход енергетског субјекта задуженог за снабдевање тарифних купаца у условима појављивања нових производних субјеката са гарантованим пласманом електричне енергије тарифним купцима?

#### **Реферат C5–07**

1. Алокација трошкова у оквиру исте категорије потрошача не треба да превасходно буде мотивисана утврђивањем стварних трошкова, него да буде везана и за осетљивост посматране групе потрошача на тарифне елементе и на објективну могућност да прилагоде своју потрошњу могућностима и потребама ЕЕС. Да ли су аутори тарифног система размишљали о приступу да се прво трошкови алоцирају на уочене категорије потрошача, па да се онда за сваку категорију посебно утврди оптималан удео појединих тарифних елемената?
2. Зашто је усвојени однос већег и мањег тарифног става у тарифном систему за пренос 2:1? Зашто није задржан однос 3:1 као у старом интегрисаном тарифном систему? Да ли је можда било исправније дефинисати дистрибутивна предузећа као једну категорију корисника преносног система, а све остале потрошаче прикључене на преносни систем као другу? Да ли је при креирању тарифног система ова могућност разматрана и ако јесте који су разлози навели ауторе тарифног система да је одбаце?
3. Удео реактивне енергије у тарифном систему за пренос је 15%. Зар то није претерано јак сигнал корисницима преносне мреже? Шта ће се десити ако потрошња реактивне енергије драстично падне (што ће довести или до даљег драстичног поскупљења реактивне енергије или до неопходности да се део трошкова сада придружених реактивној енергији реалоцира на друге тарифне елементе)? Да ли је оправдано, односно економски и енергетски сврсисходно правити разлику на основу потрошње реактивне енергије у односу 2:1 уколико корисник остварује фактор снаге мањи од 0,95?
4. Да ли је и који део фиксних трошкова у тарифном систему за дистрибуцију придружен активној енергији? Какав је однос већег и мањег тарифног става за активну енергију у тарифном систему за дистрибуцију и у тарифном систему за продају? Да ли су аутори при одређивању ових односа водили рачуна да су потрошачи на ниском напону, а пре свега домаћинства, она категорија коју највише треба стимулисати на пребацивање дела дневне потрошње у ноћ, јер они за то имају највише објективних могућности?
5. У раду је поменут тарифни став за снагу за широку потрошњу, али није објашњено који су трошкови придружени овом тарифном ставу. Како су аутори тарифног система замислили да се овај тарифни елемент обрачунава?
6. Ако су по оцени аутора социјални аспекти остављени по страни зашто је задржана граница зелене зоне и то на вредности 350 kWh?

#### **Реферат C5–08**

1. Да ли је, на основу усвојене методологије о критеријумима и начину одређивања трошкова прикључка, код типског прикључка предвиђено да купац сноси 100% трошкова стварања услова за прикључење на дистрибутивни систем?
2. Како аутор тумачи улогу коефицијента Кук у члану VI 1.2. методологије о критеријумима и начину одређивања трошкова прикључка који у првом регулаторном периоду износи 0,8. Да ли аутор може да повеже износ овог коефицијента са растом цене електричне енергије?
3. Да ли и у којој мери методологија утиче, и да ли уопште треба да утиче на развој дистрибутивне мреже и колико сама регулатива, односно пракса издавања дозвола за градњу и сама пракса грађења објеката утиче на примену методологије?
4. Да ли су трошкови система настали због прикључења објекта у зависности од одобрене снаге по методологији сада нижи и за колико у односу на претходну примењену „партиципацију“ по привредним друштвима за дистрибуцију електричне енергије?
5. Да ли је у тексту методологије изражен дух Закона о енергетици и да ли су овлашћења Агенције за енергетику из закона адекватно интерпретирана?

### **Реферат C5–09**

1. У циљу израчунавања и пријављивања трошкова везаних за постојећу мрежу према новој ИТС методологији, постоји потреба сакупљања података о трошковима у вези са преносним системом. Навести за које појединачне елементе преносне мреже се ови подаци сакупљају.
2. Да ли је за потребе прорачуна регулисаних трошкова оператора преносног система потребно од укупног регулисаног прихода одузети приход везан за активности које нису везане за коришћење преносне мреже, како би се изоставио из основних трошкова за ИТС? Навести које све трошкове треба изоставити.
3. На основу ког критеријума се процењују трошкови инвестиција за дугорочне просечне инкременталне трошкове (LRAIC), за које елементе преносне мреже и у чему се разликују од регулисаних трошкова?
4. Уколико не постоје репрезентативни пројекти на основу којих би се извршила процена трошкова LRAIC, на који начин се дефинишу ови трошкови?
5. Процена трошкова LRAIC се дефинишу за појединачне класе преносних средстава. Подаци о регулисаном приходу треба да покрију све класе преносних средстава. Да ли је могуће само на основу прихода установити јединичне трошкове за појединачне далеководне и средства? На који начин је могуће доћи до процена трошкова LRAIC за све класе преносних средстава?
6. По дугорочном плану развоја ИТС методологије, како се (у процентима) предвиђа да треба да буде однос компоненти трошкова везаних за постојећу мрежу и унапред сагледаног LRAIC?
7. Упоредити приходе преносне мреже Србије по старом и новом ИТС механизму? Уколико постоји разлика у приходу, навести експлицитно разлоге због којих је до тога дошло? Коментарисати варијацију разлике прихода у односу на узроке.

### **3.4 Преференцијална тема 4 : 5 реферата (R C5-10, R C5-11, R C5-12, R C5-13, R C5-14)**

#### **3.4.1 Кратак садржај**

*У реферату C5-10: «Интеграција система за управљање тржиштем електричне енергије у постојећу информатичко-комуникациону инфраструктуру ЕМС-а», аутора Д.Стојчевског, М.Младеновића, М.Бркић и Н.Ланчевића,* је дат општи приказ интерфејса, односно како је извршена интеграција између система за управљање тржиштем електричне енергије, новог система за аквизицију мрежних података и управљање преносном мрежом (EMS/SCADA), система за номинацију дневних планова рада и система за даљинско читавање обрачунских података са мерних уређаја уграђених на преносној мрежи Србије. Описан је проток података између различитих компоненти система и сложеност интеграције различитих система у један јединствен који омогућава аутоматизацију различитих процеса и стварање адекватног информатичко-комуникационог окружења које је неопходно за отварање тржишта електричне енергије.

*У реферату C5-11: «Имплементација ESS-а и активностима дан унапријед», аутора М.Кошарца и Д.Стојановића,* су у складу са препорукама УСТЕ-а описане процедуре номинације и хармонизације програма размене између учесника на тржишту, оператора преносних система и координационих центара, као и проблеми који се при томе јављају. Дати су начини на које су решавају описани проблеми, као и искуства Независног оператора система Босне и Херцеговине (НОС БиХ) из ове области.

*У реферату C5-12: «Додјела преносних капацитета у НОС БиХ», аутора М.Кошарца, В.Пантића и М.Јововића,* детаљно су приказани начини доделе прекограничних преносних капацитета на годишњем, месечном и дневно нивоу које спроводи Независни оператор система БиХ. Посебно су описане досада коришћене нетржишне методе, као и тржишне методе чија ће примена започети током 2007.године (експлицитне аукције).

*У реферату C5-13: «Могући модели расподеле прихода од координисаних аукција између оператора преносног система у југоисточној Европи», аутора Н.Стефановића и Н.Деспотовића,* су приказана могућа решења расподеле прихода од координисаних аукција које су предложене за примену у југоисточној Европи. Приказане су основне поставке понуђених решења расподеле прихода и одговарајући подстицаји. За сваку варијанту су представљене предности и недостаци, квантитативна анализа, које од понуђених решења је најприхватљивије, као и нови оригинални предлог за расподелу прихода од координисаних аукција.

**У реферату C5-14: «Елиминација загушења ЈИЕЛ блока методом линеарног програмирања», аутора В.Максимовића и И.Шкоклева,** описана је практична примена оптимизационе методе линеарног програмирања за решавање загушења код великих мрежа електроенергетских система отвореног приступа у дерегулисаном окружењу, а коју су развили аутори рада. Дат је кратак осврт на механизам уговарања трансакција на дерегулисаном тржишту електричне енергије као увод у третирање проблема загушења. Представљен је математички модел за управљање трансакцијама са њеним основним елементима. Метода за управљање загушењима у ЕЕС је примењена на тест примеру делимично упрошћене реалне мреже која се састоји од преносних мрежа Србије, Црне Горе, Македоније и Републике Српске.

### **3.4.2 Питања за дискусију**

#### **Реферат C5–10**

1. Које нове улоге се уводе на тржишту електричне енергије у складу са важећим ETSO моделом?
2. Која је предност коришћења стандардних EAR формата и у којој мери је спроведена стандардизација формата у југоисточној Европи и шире у UCTE интерконекцији?
3. Да ли је у оквиру интегрисаног IT система EMC-а могуће мењати резолуцију (15, 30 или 60 минута) података и на који начин?
4. Објаснити шта се подразумева под аутоматским начином размене података?
5. Објаснити шта се подразумева под стандардизованом потврдом пријема и структурне исправности датотека?

#### **Реферат C5–11**

1. Имајући у виду да је у раду наведено да се имплементација ESS очекује почетком јула 2007.год. (рад је предат у јуну пре почетка имплементације), каква су искуства НОС БиХ у примени ESS, поготово у поређењу са досада коришћеним KISS форматом? Да ли је у току паралелни рад ESS-а и рад са фајловима у KISS формату?
2. Да ли ESS садржи конвертор којим је омогућено превођење фајлова из KISS формата у XML фајлове ради лакшег паралелног рада старог и новог система размене података?
3. Који се проблеми најчешће јављају у комуникацији са учесницима на тржишту, а који у комуникацији између оператора преносног система?

#### **Реферат C5–12**

1. Да ли је и од када је НОС БиХ почео да примењује експлицитне аукције за доделу преносних капацитета коришћењем новог софтверског пакета?
2. Да ли су увођењем годишњих експлицитних аукција предвиђене промене по питању давања приоритета предузећима која снабдевају тарифне потрошаче и имају исказане вишкове/мањкове по електронерегетском билансу?
3. Да ли је оквиру софтверског пакета (ESS + додела капацитета) предвиђена аутоматска провера права на коришћење преносног капацитета у процедури номинације прекограничних трансакција у складу са ETSO препорукама (генерисањем фајла у ECAN формату који садржи информације о додељеним правима на коришћење капацитета)?
4. С обзиром на садашњи степен развоја националних и регионалног тржишта у југоисточној Европи какве се промене, по мишљењу аутора, могу реално очекивати у региону у наредном периоду по питању доделе права на коришћење прекограничних преносних капацитета (даља примена нетржишних метода, заједничке билатералне експлицитне аукције, координисане експлицитне аукције базиране на NTC вредностима или на токовима снага, имплицитне аукције итд.)

#### **Реферат C5–13**

1. Да ли је без обзира на примењену методу расподеле прихода, претходно уважено правило „нема загушења-нема плаћања“, у смислу да ако ни на једној граници на којој се примењује координисана аукција нема загушења, онда нема ни плаћања ни прихода (по било којој од предложених метода)?
2. Да ли већ сада може да се процени финансијска позиција појединих оператора преносних система у региону код примене различитих разматраних модела расподеле прихода од координисаних аукција?
3. Да ли постоји иницијатива за дефинисањем регионалног развојног плана преносне мреже, и да ли то може да се посматра као „мање преурањен“ корак од идеје о заједничком фонду од прихода од координисаних аукција?
4. Да ли се посвећује довољно пажње проблему прорачуна преносних капацитета за координисану аукцију, будући да је хармонизована процедура прорачуна преносних капацитета на регионалном нивоу, која би се доследно примењивала од стране укључених оператора преносних система, од суштинске важности за успешност примене координисаних аукција?

### *Реферат C5–14*

1. Да ли се у раду доследно користи термин “трансакција”? Уколико се под “трансакцијом” подразумева пријављени трговачки аранжман увоза или извоза преко интерконективних далеководна преносне мреже (што је уобичајено), онда није јасно како се на исти начин третирају токови снага између чворова “ПСПП Б.Башта-Суботица1” из примера са сл.4? Како је могуће проглашавати израчунате токове снага између два чвора у мрежи као трансакцију, с обзиром да се комерцијалне трансакције уговарају између купаца и продаваца (учесника на тржишту електричне енергије унутар једне тржишне области), а не између чворова система, у овом примеру између “ПСПП Б.Башта” и “Суботица1”? Да ли се израчунати токови из овог примера, наведени као трансакција 8-56, могу назвати “трансакцијом”?
2. Шта се подразумева под PTDF матрицом једног одређеног трансакционог програма? Објаснити шта чини PTDF матрице, како и на основу чега се оне дефинишу и израчунавају.
3. Шта се подразумева под расположивим преносним капацитетом (ATC)? Да ли се тај термин користи у два потпуно различита значења: а) као преносни капацитет између две регулационе области у оквиру интерконекције (што је једино исправно и уобичајено) и б) као “капацитет дефинисаног програма трансакција” између два чвора (?!)? Како вредности расположивих преносних капацитета (ATC) приказане у табели бр.1 могу бити негативне? Објаснити.
4. Шта се подразумева под редиспечингом трансакција? У пракси се реч редиспечинг користи само за промену ангажовања електрана.
5. По ком критеријуму је изведен закључак да треба равноправно третирати уговорене трансакције које имају право закупа преносних капацитета без рангирања цена закупа? Предложени концепт не подржава тржишни критеријум, који је у основи принципа дерегулације и преузетих обавеза по уговору о Енергетској заједници.
6. Како је могуће преоптеретити генераторе више од 25% изнад номиналне снаге како је урађено у примеру?