

MOGUĆE OPCIJE RAZVOJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ

Dr. sc. Ranko G o i ć, Zagreb

UDK 621.311.1.203
STRUČNI ČLANAK

Proces restrukturiranja elektroenergetskog sektora u Hrvatskoj i uvođenje tržišnih odnosa praktički je započeo stupanjem na snagu paketa novih energetske zakona početkom 2002. godine. Različite opcije operativne implementacije ovog procesa u Hrvatskoj, kao i moguće posljedice na rad elektroenergetskog sustava nalažu vrlo pažljivo promišljanje i argumentirani odabir modela koji će biti primjereni zatečenim okolnostima u elektroenergetskom sektoru, te širim gospodarskim i razvojnim interesima. U ovom članku dano je jedno sažeto autorsko viđenje i ocjena trenutne situacije u Hrvatskoj, te mogući pravci daljnjeg razvoja.

Ključne riječi: tržište električne energije, restrukturiranje, prijenosna mreža.

1. UVOD

Osnovna ideja liberalizacije tržišta električne energije može se sažeti u sljedećem: djelatnosti prijenosa i distribucije električne energije (prirodni monopoli usluga), mogu se potpuno odvojiti od djelatnosti proizvodnje i opskrbe (prodaja proizvoda – električne energije na tržištu). Liberalizacija tržišta električne energije u monopolističkim sustavima temelji se na restrukturiranju elektroprivrednih poduzeća i elektroenergetskog sektora u cjelini, pri čemu ključnu ulogu imaju odgovori na sljedeća pitanja:

- kakvu varijantu tržišta odabrati, u kojem opsegu i kakvom dinamikom ga otvarati?
- kako definirati pravila djelovanja tržišta, pravila upravljanja sustavom i mrežom?
- kakvi će biti vlasnički odnosi i kako će se izvesti razdvajanje elektroprivrednih djelatnosti (unbundling)?
- na koji način će se riješiti prijelazni problemi kao što su naslijeđeni troškovi, obveza javne usluge, odnosno opskrba tarifnih kupaca, kako tretirati povlaštene potrošače, kako amortizirati eventualne socijalne posljedice itd.

Postojeća zapadnoeuropska praksa pokazuje veliku raznolikost u načinu implementacije osnovnih zahtjeva Direktive EC 96/92 za uspostavu tržišta električne energije, a indikativni su brojni primjeri kako zapadnoeuropske zemlje način restrukturiranja i uspostave tržišta električne energije prilagođavaju vlastitim specifičnim uvjetima, te širim gospodarskim interesima. Pri tome valja istaknuti općeprihvaćeno mišljenje da se u globalu ovi procesi odvijaju uspješno, te uglavnom brže

u odnosu na zadane rokove (otvaranja tržišta). S druge strane, proces liberalizacije elektroenergetskog sektora u tranzicijskim zemljama odvija se u vrlo specifičnim uvjetima. Naslijeđena struktura i način rada državno-društvenih elektroprivrednih poduzeća generira socijalne probleme vezane za naslijeđene ne-realne cijene električne energije i višak zaposlenih, a dodatni veliki problem je što se uz proces liberalizacije više-manje istodobno provodi i proces privatizacije.

Slična situacija je i u Hrvatskoj, gdje se od krupnijih problema može izdvojiti dugogodišnje podinvestiranje u elektroenergetsku opremu, neriješen status HEP-ovih ulaganja u elektrane izvan Hrvatske, problemi s naplatom i gubicima itd. U takvim uvjetima je početkom 2002. godine stupio na snagu Zakon o tržištu električne energije i ostali zakoni iz energetske paketa, kojima su definirani novi zakonski okviri u elektroenergetskom sektoru, a za koje se vrlo brzo pokazalo kako su s jedne strane nedorečeni zbog brojnih nedostajućih podzakonskih akata i odgovarajuće tehničke regulative, a s druge strane možda i preambiciozni, odnosno neusklađeni s realnim mogućnostima postojećeg elektroenergetskog i šireg gospodarskog društvenog okruženja, prvenstveno u smislu predviđene dinamike implementacije.

Restrukturiranje HEP-a, kao jedan od osnovnih preuvjeta za primjenu navedenih zakona, počelo se provoditi tijekom 2002. godine, ali relativno sporo i u ograničenom opsegu. Umjesto traženja odgovora na pitanje da li odgovornost za takvu situaciju više leži na HEP-u ili nadležnoj državnoj upravi, daleko je primjerenije postaviti sljedeće pitanje: zašto prvo nije izrađen, te u široj stručnoj raspravi usuglašen i prihvaćen jedan cjeloviti srednjoročni plan (na kon-

cepcijskoj, ali i na osnovnoj operativnoj razini) razvoja tržišta električne energije u Hrvatskoj i elektroenergetskog sektora u cjelini? Dalje u ovom tekstu dan je osobni autorski pogled na navedenu problematiku, uz neke konkretne prijedloge mogućih opcija daljnjeg razvoja.

2. OSNOVNI MODELI ORGANIZACIJE ELEKTROPRIVREDNIH DJELATNOSTI

Tržište električne energije nužno nameće potrebu za restrukturiranjem organizacije i načina rada vertikalno integriranih elektroprivrednih poduzeća koja su do početka devedesetih u većini zemalja u svijetu imali monopol nad svim elektroprivrednim djelatnostima (ili većem dijelu, npr. proizvodnjom i prijenosom). U sljedećoj tablici prikazani su osnovni organizacijski oblici koji omogućavaju različite razine tržišnih odnosa u elektroenergetskom sektoru.

Tablica 1. Oblici organizacije elektroprivrednih djelatnosti

Model	Monopol	Jedan kupac (single buyer)	Velet tržište (wholesale competition)	Maloprodaja (retail competition)
Opis	monopol na svim razinama	isključivo prema jedinom kupcu	konkurencija u proizvodnji mogućnosti izbora distributera i velikih potrošača	mogućnost izbora svih kategorija potrošača
konkurencija u proizvodnji?	ne	da/djelomično	da	da
distributeri biraju?	ne	ne	ne da	da
potrošači biraju?	ne	ne	djelomično	da

Hrvatska danas prema Zakonu o tržištu električne energije

Budući da hrvatski Zakon o tržištu električne energije u globalu definira jednu varijantu velet tržišnog modela, istome će biti posvećen najveći dio daljnjeg teksta: s jedne strane opće karakteristike ovog modela, te s druge strane, mogućnost primjene u okviru specifičnosti hrvatskog EES-a.

2.1. Osnovne karakteristike i podvarijante velet tržišnog modela

Osnovne karakteristike velet tržišnog modela (wholesale competition) mogu se sažeti u sljedećem:

1. Radi se o djelomično otvorenom tržištu, gdje samo ograničen broj potrošača, definiranih najveće veličinom godišnje potrošnje, imaju slobodan izbor dobavljača električne energije, dok se ostali potrošači nalaze u sustavu javne usluge, tj. opskrbljuju

ih jedan opskrbljivač – nositelj javne usluge. Proizvođači samostalno ugovaraju način isporuke i cijenu električne energije s povlaštenim potrošačima, a tarifne potrošače opskrbljuju prema tarifnom sustavu definiranom, odnosno odobrenom od strane nekog nezavisnog regulatornog tijela.

2. Prijelaz u ovakav model nužno zahtijeva znatne tranzicijske troškove, te dodatne troškove administracije pristupa i korištenja prijenosne i dijelom distributivne mreže.

3. Troškovi rizika cijena električne energije (troškovi proizvodnje i/ili cijena na tržištu) prenose se većim dijelom na proizvođače i povlaštene potrošače, za razliku od netržišnog sustava gdje rizike snose isključivo potrošači. Teoretski, proizvođači i potrošači proizvoda (u ovom slučaju električne energije) bi trebali bolje upravljati rizicima u odnosu na varijantu s državnim regulativom. To dakako ne

mora značiti da će se troškovi rizika stvarno smanjiti, budući da se cijena rizika nado knađuje povećanjem troškova proizvodnje električne energije.

4. U odnosu na monopolnu varijantu organizacije elektroprivrednih djelatnosti, velet tržišni model smanjuje političke utjecaje, iako ne u cijelosti. Osnovna pretpostavka za to je svakako dobro definiran zakonodavni okvir i tehnička regulativa djelovanja tržišta električne energije.

5. Velet tržišni model je uvijek prethodnica modelu potpuno otvorenog tržišta (retail competition) u kojemu je svim potrošačima omogućen slobodan odabir isporučitelja električne energije.

Osnovne podvarijante velet tržišnog modela s obzirom na način organizacije tržišta električne energije jesu bilateralno tržište, pool sistem, te njihove različite mješavine. Posebno se može govoriti o tzv. pomoćnim tržištima, tj. tržištu pomoćnih usluga (ancillary services market) i tržištu odstupanja (balancing market).

2.1.1. Bilateralno tržište

Čisto bilateralno tržište električne energije podrazumijeva da tržišni mehanizmi, temeljeni na bilateralnim ugovorima proizvođača i trading poduzeća s jedne strane, te potrošača s druge strane, dovode do realne

tržišne cijene električne energije. Pri tome su mogući sljedeći tržišni mehanizmi:

- Spot tržište (spot market i power exchange) na kojemu se ugovara trenutna isporuka električne energije, na osnovi poznate fiksne cijene za određenu količinu električne energije.
- Tržište dan unaprijed (day ahead market), na sličan način kao i spot tržište, ali za isporuku električne energije sljedećeg dana.
- Tzv. forward i future ugovori, kojima se ugovara buduća isporuka električne energije, s fiksnom ili varijabilnom cijenom koja može biti vezana za neki tržišni indeks. Radi se najčešće o čistom financijskom tržištu gdje isporučitelj električne energije nije unaprijed poznat.
- PPA ugovori kojima konkretni dobavljač i kupac ugovaraju vrijeme, količinu i cijenu električne energije.
- Wholesale ugovori u kojima se definira vrijeme, količina i cijena električne energije, ali ne i izvor (proizvođač, dobavljač).

2.1.2. Pool sistem

U pool sistemu tržišta električne energije, cijena i količina energije koju isporučuje pojedini proizvođač formira se na osnovi centraliziranog optimizacijskog procesa temeljenog na marginalnim troškovima ponude i potražnje, a kojeg izvodi nezavisna institucija. Zaštita od varijacija cijena na tržištu realizira se kratkoročnim i dugoročnim financijskim bilateralnim ugovorima (future, options, swap), a najčešće na osnovi CFD principa (contract for difference).

Osnovne varijante pool sistema su:

- Obvezatni pool (mandatory pool), u kojem se sva trgovina električnom energijom mora realizirati preko pool-a.
- Dobrovoljni pool (voluntary pool), u kojem je dozvoljeno i bilateralno tržište, tj. kupoprodaja električne energije preko pool-a nije obvezna za sve sudionike na tržištu električne energije.

Pool sistem su prihvatile uglavnom anglosaksonske zemlje, a prevladava druga varijanta (dobrovoljni pool). Obvezatni pool sistem godinama nameće brojna pitanja vezana za tržišnu efikasnost istog. Interesantan je podatak da je obvezatni pool u Velikoj Britaniji (Engleska i Wells), koji je 90-tih godina redovito apostrofirao kao primjer uzorno organiziranog tržišta električne energije, nedavno ukinut, a uveden je novi sustav temeljen na modelu bilateralnog tržišta (NETA – New Electricity Trading Arrangements).

2.1.3. Pomoćna tržišta

Pomoćne systemske usluge, u što spadaju proizvodnja jalove snage, regulacija frekvencije, rezerva snage, crni start itd., mogu se jednim dijelom ili u cijelosti također

prepustiti tržišnim mehanizmima na sličan način kao i osnovno tržište električne energije.

Tržište odstupanja (balancing market) vrlo je bitan dio tržišta koje je teško realizirati na sustavu bilateralnih ugovora. Naime, za uredan rad EES-a nužna je regulacija proizvodnje koja će pokriti (u plusu ili minusu) odstupanja potrošnje električne energije u realnom vremenu od ugovorene nabave. Odgovarajuću regulacijsku energiju moguće je osigurati putem organiziranog tržišta električne energije (tržište odstupanja), ali su moguće i druge varijante ukoliko nema dovoljan broj proizvođača koji mogu osigurati regulacijsku energiju.

Pitanje garancije snage, odnosno naknade za snagu može se, ali i ne mora, pod određenim uvjetima smatrati pomoćnim tržištem. U pojedinim tržištima električne energije ono uopće ne figurira kao posebna tržišna kategorija, a s druge strane u nekim tržišnim sustavima (pool) udio snage u ukupnim troškovima za električnu energiju je vrlo značajan. Cijena snage se u takvim slučajevima obično računa na osnovi standardnog matematičkog modela za proračun vjerojatnosti neisporuke snage (LOLP – Loss of load probability), računatog na osnovi poznate ukupne potražnje i ponuđenih proizvodnih kapaciteta na tržištu, te vrijednosti neisporučene električne energije, obično indeksno vezane za GDP.

2.1.4. Otvorenost tržišta električne energije u Zapadnoj Europi

Otvorenost tržišta električne energije u Zapadnoj Europi [1] prikazana je u tablici 2, kroz sljedeće pokazatelje:

- Deklarirani nivo otvorenosti tržišta.
- Planirana godina potpunog otvaranja tržišta.
- Način izdvajanja operatora prijenosne mreže (TSO):
 - vlasnički odvojen od ostalih elektroprivrednih djelatnosti (O – ownership),
 - pravno odvojen kao poseban entitet u kojemu ostali sudionici na tržištu električne energije mogu imati udjele (L – Legal),
 - odvojen na razini upravljanja/menadžmenta od poduzeća koje obavlja ostale elektroprivredne djelatnosti (M – Management).
- Način regulacije tržišta:
 - regulirani pristup trećoj strani (rTPA - regulated third party access) kontroliran od strane nezavisnog regulatornog tijela, u ex-ante i ex-post varijanti,
 - pristup trećoj strani na osnovi ugovornih odnosa zainteresiranih subjekata na tržištu električne energije (nTPA - negotiated third party access).
- Razina cijena korištenja prijenosne mreže.
- Postojanje tržišta odstupanja (balancing market).
- Tržišni udio tri najveća proizvođača.

Tablica 2. Osnovni pokazatelji otvorenosti tržišta u Zapadnoj Europi (stanje u prosincu 2001.)

	Declared market opening	Full opening date	Unbundling of TSO ¹	Regulator	Network tariffs	Balancing market	Biggest three generator share (%)
Austria	100%	2001	L	ex-ante	high	Y	68
Belgium	35%	2007	L	ex-ante	medium	N	97 (2)
Denmark	90%	2003	L	ex-post	low	Y	75 (2)
Finland	100%	1997	O	ex-post	low	Y	54
France	30%	none	M ²	ex-ante	medium	planned	98 (1)
Germany	100%	1999	M	nTPA	high	only 2/6 TSO	63
Greece	30%	none	M	ex-ante	n.a.	N	100 (1)
Ireland	30%	2005	L	ex-ante	medium	N	97 (1)
Italy	45%	none	L	ex-ante	medium	planned	79 (2)
Neth	33%	2003	L	ex-ante	medium	Y	64
Portugal	30%	none	L	ex-ante	high	N	85
Spain	45%	2003	L	ex-ante	high	Y	79
Sweden	100%	1998	O	ex-post	low	Y	77
UK	100%	1998	O	ex-ante	low	Y	44

Napomena: Crvenom bojom označene su kategorije u pojedinim zemljama koje prema nalazima EU ne pridonose razvoju internog tržišta električne energije, zelenom bojom je označeno suprotno, a bijelom bojom neutralna situacija.

2.2. Prijenosna mreža u (djelomično) otvorenom tržištu električne energije

Prijenosna mreža, a u potpuno otvorenom tržištu i distributivna mreža, predstavlja osnovnu fizičku infrastrukturu koja omogućava djelovanje tržišta električne energije. Zbog toga od izvantržišnih segmenata, prije-

nosna mreža ima jednu od najbitnijih uloga u razvoju tržišta električne energije, bez obzira o kakvom se modelu tržišta radi i kakav je nivo otvorenosti tržišta. Ključna pitanja koja se postavljaju vezano za rad i upravljanje prijenosnom mrežom u (polu)otvorenom tržištu električne energije su:

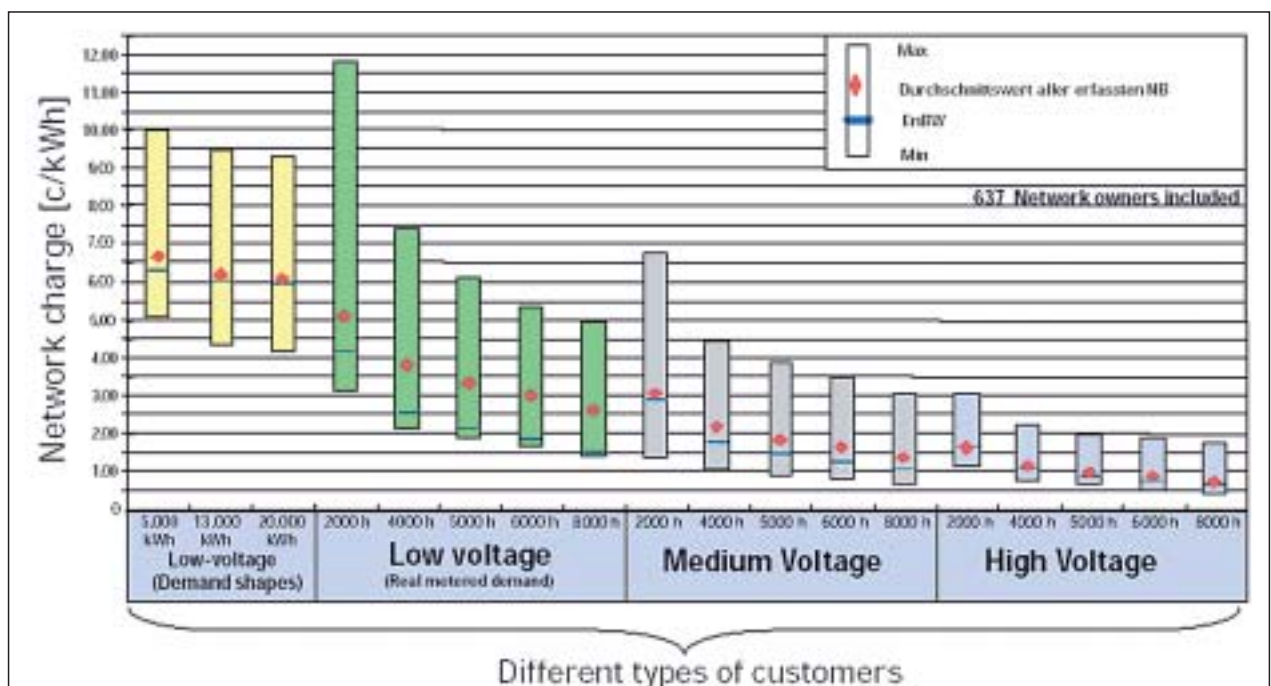
1. Kako definirati tarifni sustav za usluge korištenja prijenosne mreže. Pri tome je potrebno definirati sljedeće:

– po kojem modelu će se vršiti tarifiranje (postage stamp, per-MWmile, contract path, real-time pricing itd.)?,

– tko plaća troškove korištenja prijenosne mreže i u kojem omjeru (proizvođači, potrošači)?,

– način plaćanja i obračuna prenesene snage i energije,

– na koji način naplaćivati tranzite: prema razvoju situaciju u Zapadnoj Europi, za očekivati je



Slika 1. Cijene korištenja prijenosne i distributivne mreže u Njemačkoj

prihvatanje jedinstvenog tarifnog sustava za tranzite električne energije na razini EU, a vjerojatno i šire (Florance Forum).

2. Pokrivanje, obračun i naplata gubitaka električne energije.
3. Troškovi zagušenja prijenosne mreže.
4. Način regulacije rada prijenosne mreže, uključujući i izgradnju.
5. Upravljanje prijenosnom mrežom i sustavom u cjelini:
 - integrirani sustav održavanja, upravljanja i vođenja prijenosne mreže i upravljanja EES-om (Transmission system operator - TSO),
 - upravljanje i vođenje sustava i prijenosne mreže (System operator – SO) odvojeno od održavanja i upravljanja prijenosnom mrežom na fizičkoj razini (Transmission operator – TO).

Važnost prijenosne mreže u tržišnom okruženju ogleda se, osim u razini transparentnosti i nediskriminiranja sudionika na tržištu električne energije, prvenstveno kroz cijene korištenja prijenosne mreže. Prema [2], prosječne cijene koji veliki potrošači plaćaju za korištenje prijenosne mreže kreću se od 1,4-8,5\$/MWh za promatrane zemlje. U Njemačkoj su cijene veće, a prosječno iznose oko 10\$/MWh. Ne manje bitno, pogotovo u slučaju potpuno otvorenog tržišta, jesu i cijene korištenja distributivne mreže koje su daleko veće. Kao primjer, na slici 1. prikazan je raspon i srednje vrijednosti troškova prijenosne i distributivne mreže u Njemačkoj, ovisno o naponskom nivou i godišnjem upotrebnom vremenu.

3. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ

Uspostava tržišta električne energije bitno ovisi o brojnim izvantržišnim faktorima. Među najznačajnije mogu se navesti:

- **Institucionalni okvir** u smislu političkog, pravnog i socijalnog okruženja ogleda se prvenstveno u:
 - stabilnosti političkih uvjeta,
 - središnosti imovinsko-pravnih odnosa,
 - involviranosti elemenata socijalne politike u cijene električne energije,
 - prihvaćanju tržišnih odnosa od strane društva itd.
- **Izvantržišna infrastruktura** koja omogućava razvoj tržišta električne energije, a za koju sudionici na tržištu električne energije nisu primarno odgovorni:
 - pravni sustav,
 - transportni sustav,
 - znanstveno-istraživačke ustanove itd.
- **Vlasnička prava** i sustav koji omogućava efikasnu provedbu zakonske regulative, kao npr.
 - pravo korištenja vodnih i ostalih prirodnih resursa,
 - pravo preuzimanja energije iz mreže itd.

- **Elektroenergetska infrastruktura** koja nije u tržišnoj domeni, u prvom redu prijenosna i distributivna mreža, koja mora biti pod nadzorom odgovarajućeg regulatornog tijela, budući da je od primarne važnosti za nediskriminirajuće djelovanje tržišta.

Iako svi navedeni faktori bitno utječu na razvoj tržišnih odnosa, isto tako se može reći kako i u netržišnim odnosima njihove manjkavosti također onemogućavaju poslovanje elektroenergetskog sektora i tranzicijske aktivnosti.

3.1. Osnovna polazišta i ciljevi deregulacije u elektroenergetskom sektoru Hrvatske

Osnovna polazišta deregulacije i razvoja tržišnih odnosa u elektroenergetskom sektoru u Hrvatskoj mogu se sažeti u sljedećem:

- Postojeće zakonske odredbe (Zakon o energiji, Zakon o regulaciji elektroenergetskih djelatnosti, Zakon o tržištu električne energije), pri čemu iste treba promatrati isključivo kao osnovni okvir kojeg se u svim segmentima treba pridržavati, ali po potrebi i mijenjati ukoliko se određene zakonske odredbe pokazuju ograničavajućim faktorom razvoja, prvenstveno u smislu mogućnosti praktične implementacije.
 - Strateške odrednice razvoja elektroenergetskog i općenito energetskog sektora, čija osnova mora biti postojeća Strategija energetike RH, ali koja tijekom vremena mora nužno biti kritički promatrana i prilagođavana specifičnim uvjetima rada elektroenergetskog sustava u RH i postojećim svjetskim trendovima. Pri tome je od ključne važnosti dobro balanciranje strateški proklamiranih ciljeva i realnih mogućnosti s obzirom na postojeće društveno-ekonomsko stanje i mogućnosti.
 - Pozitivna iskustva u svijetu u restrukturiranju i deregulaciji elektroenergetskog sektora, a posebno kompatibilnost sa zapadnoeuropskom regulativom u granicama vlastitih specifičnih gospodarskih interesa.
 - Postojeća organizacijska, tehnološka i kadrovska struktura i potencijali Hrvatske elektroprivrede kao glavnog subjekta procesa restrukturiranja, a posebno svih segmenata i podsustava upravljanja i gospodarenja EES-om Hrvatske.
- Uz navedena polazišta razvoja tržišnih odnosa u elektroenergetskom sektoru Hrvatske, posebno treba istaknuti i osnovne ciljeve ovog procesa:
- Održavanje u najmanju ruku postojeće razine sigurnosti rada sustava i redovitosti opskrbe električnom energijom svih potrošača.
 - Održavanje primjerene razine cijena električne energije.
 - Osiguranje potrebnih preduvjeta za razvoj tržišta električne energije prije deklarativnog uvođenja tržišta.

- Uvažavanje svih domaćih specifičnosti, na način da se postojeća vanjska iskustva nastoje prilagoditi realno ostvarivim uvjetima.
- Osiguranje nesmetanog tijeka privatizacije HEP Grupe.

Hrvatske specifičnosti uglavnom podrazumijevaju najvažnije postojeće probleme rada EES-a Hrvatske, odnosno HEP Grupe, kao što su:

- Dugogodišnja podinvestiranost praktički u svim segmentima EES-a,
- Neriješen status ulaganja u elektrane izvan teritorija RH,
- Problemi s krađom, gubicima i naplatom električne energije,
- Višak zaposlenih u odnosu na zapadnoeuropske standarde,
- Relativno visoki politički utjecaj.

3.2. Trenutno stanje

Za trenutno stanje elektroenergetskog sektora u Hrvatskoj najbitniji su sljedeće činjenice:

1. Paket energetskih zakona stupio je na snagu početkom 2002. godine, ali sam po sebi ne omogućava praktičnu provedbu:
 - nedostaju brojni podzakonski akti,
 - nedostaje opsežna tehnička regulativa,
 - nedostaje jasna vizija i strategija u kakvom praktičnom obliku implementirati zakone.
2. Restrukturiranje (djelomični unbundling) HEP-a izvršeno je pretvorbom HEP-a u koncern HEP Grupu u srpnju 2002. godine, ali:
 - restrukturiranje je do sada provedeno uglavnom na formalno-pravnoj osnovi,
 - nema čvrstog stava u smislu razgraničenja, uspostave korporativnih odnosa i načinu formiranja internih i eksternih cijena,
 - nedefiniran je način uspostave i rada (praktične implementacije) Nezavisnog operatora sustava i tržišta, Operatora proizvodnje, HEP Trade, upravljanja prijenosnom mrežom itd.
3. Osnovne pretpostavke za razvoj tržišta električnom energijom vrlo su upitne. Naime, otvorenost tržišta je minimalna, budući da je udio povlaštenih potrošača na razini cca. 10% ukupne potrošnje, a na strani proizvodnje je praktički jedini subjekt HEP Proizvodnja uz eventualno strane proizvođače i dobavljače električne energije. Dobra strana ovakve situacije je mogućnost da se promjene postojećeg načina rada EES-a izvode etapno i oprezno, kako drastični rezovi postojećeg sustava ne bi doveli do neželjenih posljedica. S druge strane, nužno je ulaganje velikog napora za dovršenje i eventualno popravljavanje zakonske i tehničke regulative koja će na transparentan način osigurati zakonski definirana prava povlaštenih potrošača i novih subjekata na tržištu električne energije (proizvođači izvan HEP

Grupe, tvrtke za trgovinu električnom energijom itd.)

Jedan od mogućih pravaca daljnjeg razvoja podrazumijeva:

- etapni razvoj tržišnih odnosa u elektroenergetskom sektoru, koji u prvoj fazi ima za glavni cilj poštivanje osnovnih zakonskih odredbi u najnužnijem opsegu,
- uvođenje isključivo onih rješenja koja se mogu implementirati u postojećem stanju i za koje će prethodno biti detaljno razrađena i usvojena potrebna regulativa,
- istodobno stvaranje svih potrebnih pretpostavki za daljnji razvoj tržišnih odnosa.

Pri tome ključnu ulogu treba odigrati HEP Grupa, koja mora predložiti praktične modele implementacije svih operativnih detalja vezanih za prijelazni period i prvu fazu praktične uspostave tržišnog segmenta djelovanja elektroenergetskog sektora, kao što su:

- definiranje tarifnog sustava za korištenje prijenosne i distribucijske mreže,
- način upravljanja EES-om na svim razinama,
- rješavanje problema razgraničenja prijenosna, distribucije i proizvodnje,
- definiranje pravila rada tržišta,
- tehnološko unaprjeđenje svih primarnih sustava i podsustava koji su u direktnoj funkciji rada tržišta električnom energijom, a posebno sustava mjerenja i obračuna preuzimanja električne energije na svim razinama.

3.3. Uspostava Nezavisnog operatora sustava i tržišta i transformacija Sektora za gospodarenje i vođenje EES-om

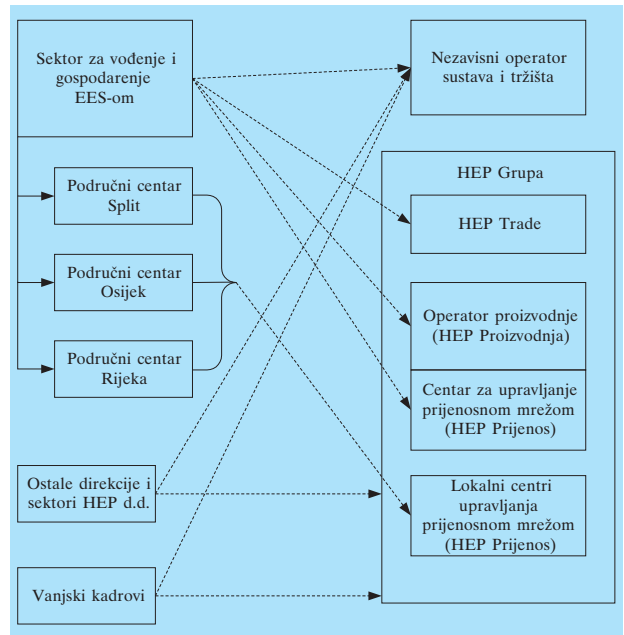
Hrvatski Nezavisni operator sustava i tržišta, kao nezavisna institucija u vlasništvu vlade RH, a na osnovi odredbi Zakonu o tržištu električne energije, trebao bi preuzeti odgovornost za vođenje elektroenergetskog sustava i organiziranje tržišta električne energije.

U domeni vođenja elektroenergetskog sustava, zakonski su definirani poslovi koje obavlja Nezavisni operator sustava i tržišta, a dani su vrlo široko i uglavnom načelno. Njihova operativna implementacija ovisit će dakako o stvarno prihvaćenom (odabranom) modelu tržišta, za koje su moguće prethodno opisane opcije:

- od čistog bilateralnog tržišta bez centralne koordinacije izuzev eventualno centraliziranog vođenja i obračuna odstupanja, kroz uspostavu odgovarajućeg tržišta (balancing market) ili kroz uvođenja sustava obračuna i naplate odstupanja (imbalance settlement) na osnovi unaprijed definiranih pravila rada,
- do visoko centraliziranog tržišta temeljenog na jakom spot tržištu i obveznom ili dobrovoljnom pool sustavu u kojemu bi se usko integrirale tržišne funkcije i funkcije vođenja sustava u realnom i proširenom realnom vremenu.

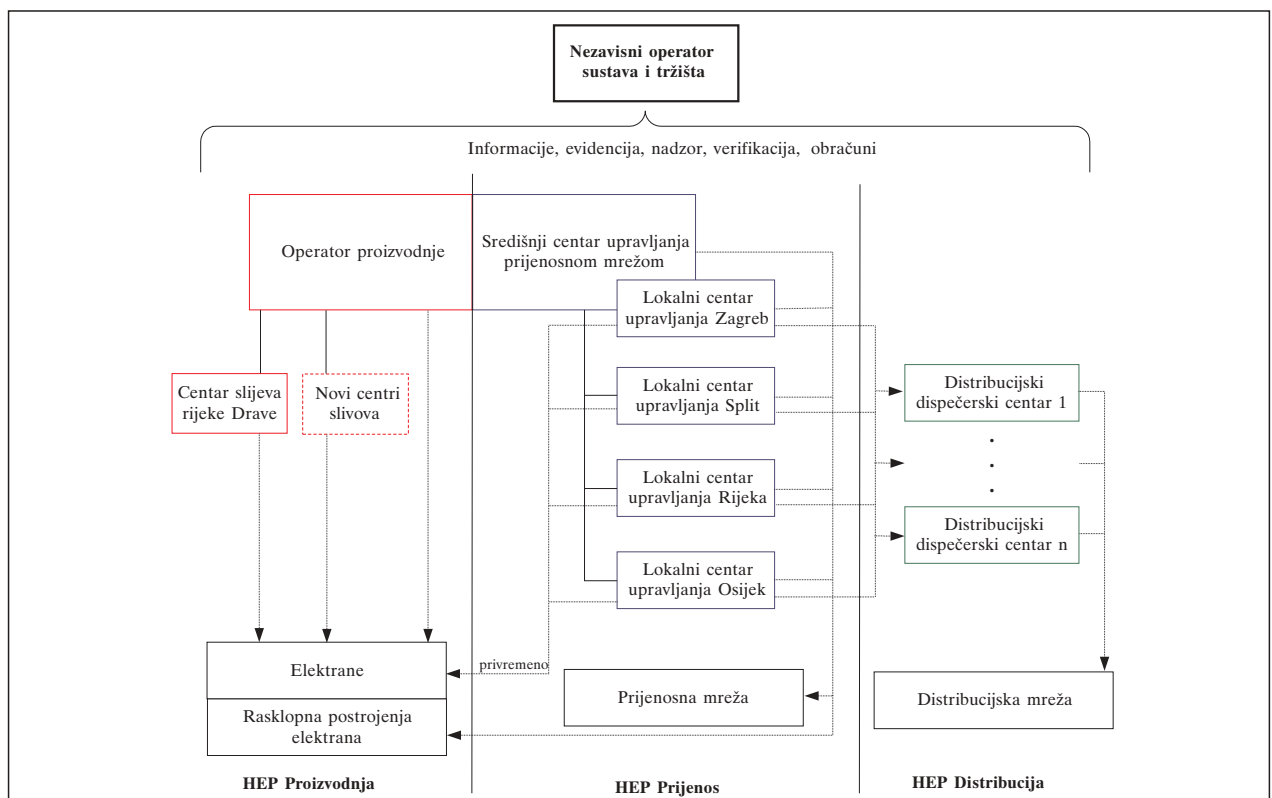
Osnovni problem koji proizlazi iz zakonski definirano modela upravljanja EES-om leži u odabiru varijante s odvojenim Nezavisnim operatorom sustava i Operatorom prijenosne mreže (HEP Prijenos), za razliku od općeprihvaćene zapadnoeuropske prakse u kojoj je Operator prijenosne mreže i sustava (TSO – Transmission system operator) integriran u jednoj pravnoj osobi, s različitim modelima razdvajanja istog od ostalih elektroprivrednih djelatnosti. Ovo pitanje naročito je potencirano u slučaju manjih elektroenergetskih sustava kao što je hrvatski, u kojima je razdvajanje tehnološko usko povezanih poslova upravljanja prijenosnom mrežom i sustavom općenito od poslova održavanja i lokalnog upravljanja prijenosnom mrežom, neprirodno rješenje pogotovo na razvojnoj i tehnološkoj razini koja je još uvijek daleko od zapadnoeuropskih standarda. Ukoliko ne dođe do revizije i promjene navedenih zakonskih odredbi, moguća su dva osnovna rješenja uspostave Nezavisnog operatora sustava i tržišta:

1. Da se isti formira iz postojećeg Sektora za vođenje i gospodarenje EES-om iz HEP Grupe, preuzimanjem većine dosadašnjih funkcija Sektora, što ujedno znači i preuzimanje svih funkcija na operativnoj razini upravljanja prijenosnom mrežom i EES-om. Ovakva koncepcija predstavlja osnovnu varijantu koja se tijekom 2002. godine pojavljuje u službenim dokumentima HEP-a.
2. Da većina sadašnjih funkcija Sektora za vođenje i gospodarenje EES-om ostane u okviru HEP Grupe



Slika 2. Moguća alternativa transformacije Sektora za gospodarenje i vođenje EES-a

(podijeljena na HEP Prijenos, HEP Proizvodnju i HEP Trade), a dio se odvoji kao Nezavisni operator sustava i tržišta koji bi u prvoj fazi preuzme poslove kontrole, nadzora i verifikacije svih aktivnosti na području vođenja EES-a i tržišta električne energije, dok bi unutar HEP Grupe ostale sve operativne funkcije (slika 2).



Slika 3. Sustav vođenja EES-a Hrvatske

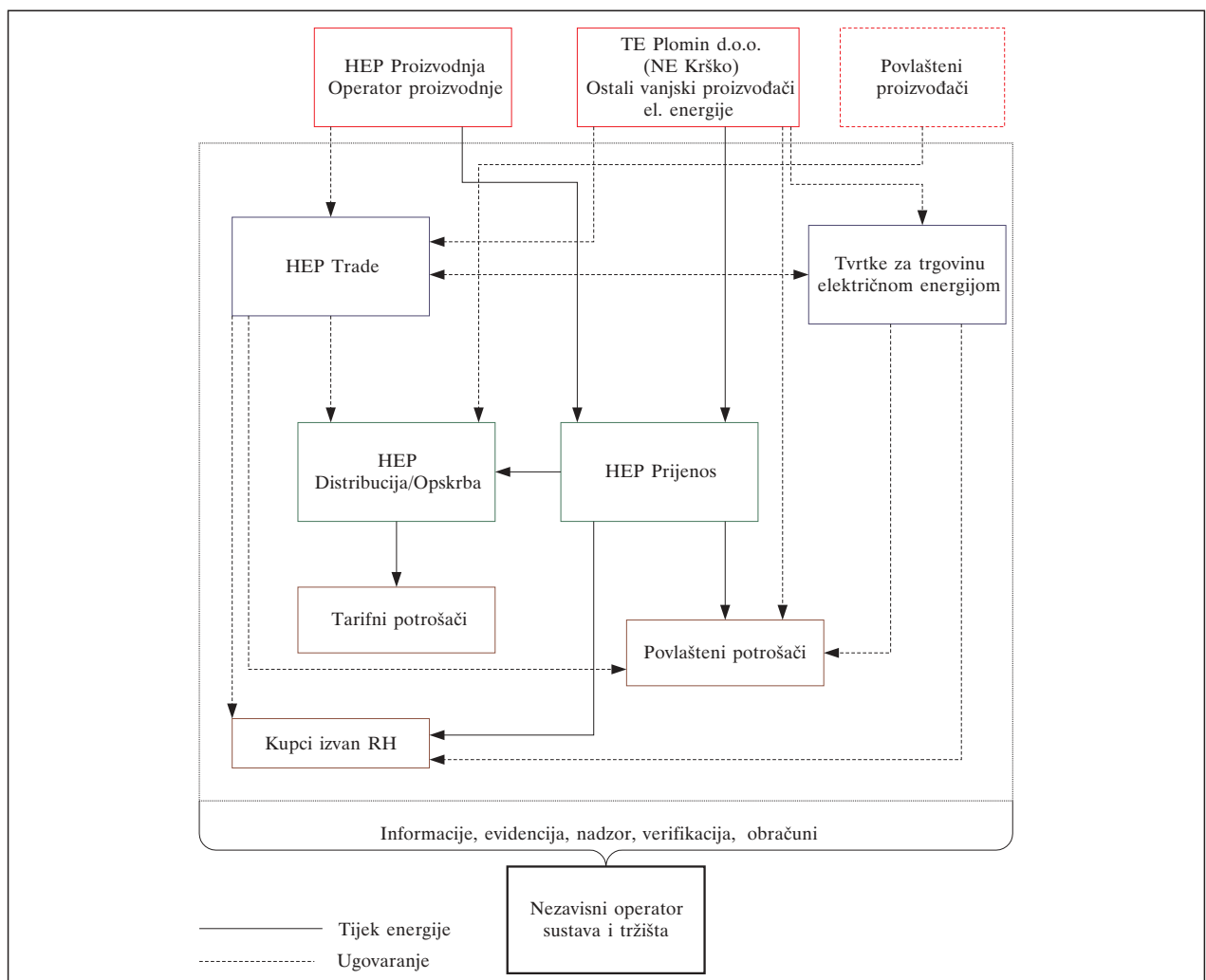
Navedena alternativa u svakom slučaju omogućava jednostavniju provedbu i kontinuitet rada postojećeg sustava vođenja EES-a unutar HEP Grupe, a također i dovoljno vremena za izradu nedostajuće zakonske i tehničke regulative kojom će se riješiti model vođenja EES-a u novonastalim uvjetima. Također ne isključuje mogućnost transformacije u osnovnu varijantu u momentu kad se osiguraju potrebni uvjeti. Ostaje međutim pitanje usklađenosti sa zakonskom regulativom, što u krajnjoj liniji ne smije biti ograničavajući faktor. Osnovni koncept organizacijskog okvira sustava vođenja EES-a Hrvatske u takvoj varijanti prikazan je na slici 3.

3.4. Proizvodnja i trading u HEP Grupi

Prethodno naznačeni okvir modela vođenja EES-a Hrvatske, u domeni planiranja proizvodnje elektrana u vlasništvu HEP Grupe podrazumijeva formiranje Operatora proizvodnje (možda bi adekvatniji izraz bio planer proizvodnje) unutar HEP Proizvodnje [4]. Takvo rješenje je nužno bez obzira na konačno prihvaćeni model, a ustaljena je praksa u svim

tvrtkama za proizvodnju električne energije u svijetu. Pri tome operator/planer proizvodnje izvodi sve funkcije planiranja rada proizvodnih objekata u vlasništvu HEP Grupe (po potrebi i šire) i to na svim vremenskim razinama, a u domeni operativnog vođenja istih, izvodi dio funkcija u suradnji s Nezavisnim operatorom sustava i tržišta i HEP Prijenosom. Osnovna podloga, odnosno razlog za formiranje operatora/planera proizvodnje temelji se na nužnoj potrebi preuzimanja odgovornosti i preuzimanju poslovnih rizika od strane HEP Proizvodnje za optimalno gospodarenje proizvodnim kapacitetima, a prvenstveno hidroenergijom kao resursom koji zasigurno može odigrati ključnu ulogu u uspješnom poslovanju HEP Grupe u nadolazećem tržišnom okruženju. Posebno je pitanje uspostava odnosa između HEP Proizvodnje i HEP Trade, te način organizacije i djelovanja HEP Trade. U takvom modelu, međusobni odnosi sudionika u EES-u (tokovi energije i ugovaranja) prikazani su na slici 4.

Vrlo bitno pitanje, koje se primarno mora koncipirati i riješiti na nivou HEP Grupe, ali i odgovarajućom zakonskom i tehničkom regulativom, je razdvajanje



Slika 4. Međusobni odnosi, tokovi energije i ugovaranja u EES-u Hrvatske

tržišnog i izvantržišnog segmenta. Naime, zbog činjenice da će neko vrijeme veliku većinu potrošača činiti tarifni potrošači, a HEP Grupa će preuzeti obvezu njihove opskrbe u cjelini, posebno je bitan način razdvajanja troškova njihove opskrbe od troškova proizvodnje za tržište. Osnovni model rješavanja ovog problema trebao bi biti uspostava ugovornih odnosa između HEP Proizvodnje i HEP Distribucije (odnosno HEP Opskrbe), prema kojemu bi HEP Proizvodnja osiguravala potrebnu energiju po tzv. "load following" modelu, u sklopu kojega bi (ili možda posebno) trebalo definirati i odnose s HEP Prijenosom vezano za troškove prijenosa električne energije. Iako ne nužno, HEP Trade bi mogao u ovakvom ugovoru zastupati interese HEP Proizvodnje, pri čemu bi isti s vanjskim dobavljačima osigurao kompletno pokrivanje potreba tarifnih potrošača za električnom energijom, tj. trebao bi osigurati opskrbu potrošača uz najekonomičniju varijantu kombiniranja proizvodnje iz elektrana HEP Proizvodnje, TE Plomin, NE Krško i uvozom električne energije.

HEP Trade se ipak primarno javlja u tržišnom segmentu, tj. u čistoj trgovini električnom energijom, u prvoj fazi vjerojatno isključivo na fizičkoj razini (physical electricity market):

- prodaja električne energije povlaštenim potrošačima,
- kupovina električne energije na vanjskim tržištima, te
- prodaja električne energije kupcima izvan RH.

U perspektivi, može se očekivati i širenje područja rada, npr. na:

- financijsko tržište električnom energijom (financial electricity market),
- trgovina ostalim energentima.

Među brojnim problemima koje nameće postojeća zakonska regulativa i moguće opcije njene implementacije, u domeni proizvodnje električne energije mogu se istaknuti dva karakteristična problema:

1. Problem povlaštenih proizvođača izvan HEP Grupe koji se u perspektivi uključuju u opskrbu tarifnih potrošača: tko plaća eventualnu razliku u cijeni po kojoj električnu energiju isporučuju povlašteni potrošači u odnosu na cijenu po kojoj bi HEP Proizvodnja proizvela ili HEP Trade kupio istu količinu energije?
2. Problem varijabilnosti troškova proizvodnje električne energije [8] potrebne za opskrbu tarifnih potrošača: tko će snositi rizike varijabilnosti hidroloških prilika, cijena primarnih energenata i cijena uvozne energije?

Odgovore na ova i brojna dodatna pitanja zasigurno neće biti lako pronaći, pogotovo imajući u vidu da se radi o troškovima koje bi ipak u krajnjoj liniji trebalo prebaciti na tarifne potrošače.

3.5. Troškovi korištenja prijenosne mreže, pomoćnih sistemskih usluga i odstupanja

3.5.1. Troškovi prijenosne mreže

Načelno, troškove korištenja prijenosne mreže treba naplaćivati HEP Prijenos od korisnika: proizvođača i potrošača električne energije, te vanjskih korisnika u slučaju tranzita. Za model razdiobe troškova između proizvođača i potrošača, te načina obračuna troškova logično se nameće preuzimanje nekog isprobanog rješenja kojeg je moguće relativno lako implementirati s obzirom na vlastite specifičnosti. Moguća opcija je Njemački model [9], u kojemu kompletne troškove plaćaju potrošači (iako se razmatraju i alternativne mogućnosti), a način obračuna je jednostavni "postage stamp" princip, gdje su troškovi prijenosne mreže definirani mjestom (naponskim nivoom) preuzimanja električne energije, i to ovisno o upotrebnom vremenu. Naplata tranzita trebala bi se temeljiti na proračunu marginalnih troškova koje uzrokuju tranziti, kako bi se moglo odvojiti fiksni dio (zauzeće kapaciteta prijenosne mreže) i varijabilni dio troškova (gubici). Ipak je ključno pitanje na koji način definirati troškove rada prijenosne mreže, te da li troškove gubitaka i zagušenja promatrati odvojeno. Zbog toga treba izvršiti detaljnu analizu potrebnih godišnjih troškova rada prijenosne mreže za amortizaciju kapitalne i ostale opreme, te troškove rada i održavanja mreže. Pokrivanje troškova gubitaka u prijenosnoj mreži može se u prvoj fazi riješiti na način da ih u cijelosti pokriva HEP Proizvodnja, uz definiranje modela prema kojemu bi se za sve energetske transakcije izvan sustava opskrbe tarifnih potrošača obračunavali i naplaćivali stvarni troškovi ugovornim stranama, što bi trebalo biti u nadležnosti Nezavisnog operatora sustava i tržišta.

Problem zagušenja u prijenosnoj mreži je prvenstveno u mogućnosti eventualnog ograničenja već ugovorenih količina električne energije. Iako je struktura prijenosne mreže u Hrvatskoj takva da se, kombinirano s trenutno vrlo malim udjelom povlaštenih potrošača, u početku ne mogu očekivati veći problemi u tom smislu, ipak bi trebalo izraditi pravilnik po kojemu bi Nezavisni operator sustava i tržišta arbitrirao u rješavanju nabave zamjenske energije ukoliko to ugovorne strane nisu u mogućnosti same napraviti.

3.5.2. Obračun i plaćanje odstupanja

Odstupanje od ugovorenih količina isporuke/preuzimanja električne energije od strane povlaštenih potrošača, odnosno njihovih dobavljača, potrebno je riješiti odgovarajućim kodom (pravilnikom) kojim će se od odgovornih subjekata naplaćivati odgovarajući troškovi regulacijske energije. U razvijanim tržištima električne energije rješenje je u formiranju posebnog tržišta kojim proizvođači i potrošači unaprijed definiraju cijene takve energije ovisno o iznosu odstupanja i vremenu upotrebe. Takvo rješenje je kod nas trenutno

vrlo teško ostvarivo budući da regulaciju odstupanja trenutno može ponuditi samo HEP Proizvodnja. Zbog toga je realno izvedivo rješenje moguće u dvije varijante:

- Prva varijanta je da povlaštenu potrošači, odnosno proizvođači i dobavljači električne energije izvan HEP Proizvodnje s HEP Proizvodnjom (eventualno s HEP Trade) dugoročno ugovore na bilateralnoj osnovi regulaciju odstupanja.
- Druga varijanta, koja ne isključuje prvu, je da HEP Proizvodnja predloži odgovarajući model kojim će se točno definirati cijene ovakve regulacijske energije, koji treba reflektirati stvarne troškove koje zbog toga ima HEP Proizvodnja, kojega će odobriti Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti, a čiju će primjenu nadzirati Nezavisni operator sustava i tržišta.

U obje varijante tehnički dio nužno mora odraditi HEP Prijenos (mjerjenje), dok je za administrativni dio logično rješenje da to preuzme Nezavisni operator sustava i tržišta, koji bi konačni obračun prosljeđivao HEP Proizvodnji i subjektima odgovornim za odstupanja, na osnovi kojega bi isti bili obvezni isplatiti HEP Proizvodnji odgovarajuću naknadu.

Praktično rješenje i apliciranje druge varijante realno je predvidjeti s formiranjem bilančnih grupa na osnovi kojih bi se obračunavalo ukupno odstupanje na razini bilančne grupe, u osnovi prema Njemačkom modelu [9].

3.5.3. Troškovi pomoćnih sistemskih usluga

Subjekti na tržištu električne energije nužno moraju sudjelovati u pokrivanju dijela troškova svih pomoćnih sistemskih usluga. Konkretno, onog dijela koji se odnosi na njihov postotni udjel u ukupnoj angažiranoj snazi i predanoj/preuzetoj energiji. Formiranje tržišta za neke sistemske usluge (za neke to jednostavno nije ni moguće), u trenutnoj fazi razvoja tržišta električne energije u Hrvatskoj nije opravdano iako je teoretski moguće. U prvoj fazi se teško može računati i s varijantom bilateralnih ugovora vezanih za osiguranje nekih pomoćnih sistemskih usluga.

Za sada je jedno realno rješenje, budući da će HEP Proizvodnja osiguravati sve pomoćne sistemske usluge za regulirani dio i za tržišni dio, primjena sličnog modela kao što je prethodna opisana druga varijanta za plaćanje odstupanja. Dakle, HEP Proizvodnja bi trebala predložiti odgovarajući model kojim će se točno definirati troškove za svaku pomoćnu sistemsku uslugu odvojeno, a koji treba reflektirati stvarne troškove koje zbog toga ima HEP Proizvodnja. Model bi se trebao temeljiti na paušalnoj osnovi i plaćanju prema postotnom udjelu snage i energije. Takav model bi trebalo odobriti Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti, a primjenu nadzirati Nezavisni operator sustava i tržišta. Na taj način bi se osigurala i mogućnost da u perspektivi proizvođači izvan HEP Proizvodnje mogu sudjelovati u osiguranju nekih pomoćnih sistemskih usluga, te za to dobivati odgovarajuću naknadu.

4. ZAKLJUČAK

Liberalizacija elektroenergetskog sektora i tržišta električne energije zahtjevan je, osjetljiv, a u krajnjoj liniji u praksi dovoljno neispitan proces, koji čak i u visokorazvijenim zemljama otvara brojne dileme vezane prvenstveno za načine odvijanja istog, željene ciljeve, te dugoročnu ekonomsku opravdanost. U tranzicijskim zemljama kao što je naša, takvi procesi dodatno su otežani zbog naslijeđenih nepovoljnijih početnih uvjeta i gospodarsko-socijalnog okruženja. Iako su u Hrvatskoj napravljeni početni koraci u ovom pravcu, upravo su oni i pokazali kakve sve probleme treba riješiti i kako je vrlo teško pronaći pravi put. U tom smislu je i kroz ovaj članak pokušano upozoriti na probleme, te predložiti bar dio odgovora na neka bitna pitanja vezana za proces restrukturiranja i uvođenja tržišta električne energije u Hrvatskoj.

LITERATURA

- [1] "First report on the implementation of the internal electricity and gas market – executive summary", Commission of the European communities, Brussels, SEC (2001) 1957, 3.12.2001.
- [2] G. SHUTTLEWORTH: "Electricity transmission pricing: the European perspective", n/e/r/a, London, July 1999.
- [3] L. E. RUFF: "Competitive electricity markets: why they are wrong and how to improve them?", n/e/r/a, London, May 1999.
- [4] Grupa autora: "Preoblikovanje HEP-a u grupu povezanih trgovačkih društava elektroprivrednih i pratećih djelatnosti", Fakultet elektrotehnike i računarstva Zagreb, 2002.
- [5] Zakon o energiji, Hrvatski Sabor, srpanj 2001.
- [6] Zakon o tržištu električne energije, Hrvatski sabor, srpanj 2001.
- [7] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, Hrvatski sabor, srpanj 2001.
- [8] R. GOIĆ, M. LOVRIĆ, M. ŽODAN: "Analiza osjetljivosti i analiza rizika ostvarenja godišnjih varijabilnih troškova rada EES-a", V savjetovanje HK CIGRE, Cavtat, 2001.
- [9] "Associations Agreement on Criteria for Calculation of Use of System Fees for Electrical Energy and on Principles of Third Party Access", Berlin, Essen, Hannover, Köln, 12/2001
- [10] Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council, December 1996.
- [11] Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives 96/92/EC and 98/30/EC concerning common rules for the internal market in electricity and natural gas, October 2001.
- [12] G. BRUNEKREEFT: "Lessons from the German ESI", Oviedo, July 2002.
- [13] P. L. JOSKOW: "Electricity sector liberalization: lessons learned what is the way forward?", Oviedo, July 2002.

- [14] D. NEWBERRY: "England's experience with NETA", Oviedo, July 2002.
- [15] Nils-Henrik von der Fehr: "Competition in electricity spot markets: economic theory and international experience", University of Oslo, Department of economics, Feb. 1998.
- [16] I. HERGUERA: "Bilateral contracts and the spot market for electricity: some observations on the British and the Nord Pool experiences", *Utility Policy*, 9 (2000), 2001.
- [17] G. BRUNEKREEFT, K. KELLER: "The electricity industry in Germany: market power or power of the market?", *Utility Policy*, 9 (2000), 2001.
- [18] M. HSU: "An introduction of the pricing of electric power transmission", *Utility Policy*, Vol. 6, No. 3, 1997.
- [19] ETSO proposal for a temporary cross-border trade mechanism, Association of European Transmission System Operators, September 2001.
- [20] Rad i razvoj elektroenergetskog sustava u uvjetima predstojeće reforme i liberalizacije energetskeg sektora, EI Hrvoje Požar, srpanj 2001.
- [21] M. POWER, J. AMARANTE, K. LINDSTROM, I. ARNOTT, "Regulation and the impact on system operations," Proc. 2000 CIGRE Session, report 37/38/39-201
- [22] P. VAN ROY, R. BELMANS, G. PEPEMANS, S. PROOST, B. WILLEMS AND CONINGS, "Opening of the European market for the electricity" University of Leuven Energy Institute, Leuven, Belgium, Tech. Rep. El/St/02.3/Fin, June 2000.
- [23] J. DRILLISCH, C. RIECHMANN, "Liberalization of the electricity supply industry - evaluation of reform policies -," CRIEPI/EWI, Cologne/Tokyo, Working paper EW1-98/5, Dec. 1998.

POSSIBLE OPTIONS OF ELECTRIC ENERGY MARKET DEVELOPMENT IN CROATIA

Power system restructuring in Croatia and market introduction began in 2002 following the approval of a new energy laws package. Different options of operational implementa-

tion of this process in Croatia as well as possible consequences on the electric power system operation imply a careful analysis and reasonable choice of models corresponding to present circumstances in the power sector as well as to a wider economic and developmental interests. In the paper a short author's view is given as well as the evaluation of current situation in Croatia including possible development scenarios.

ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN DES STROMMARKTES IN KROATIEN

Das Umgestaltungsvorgehen des elektroenergetischen Wirtschaftszweiges in Kroatien und die Einführung der Marktverhältnisse hat praktisch Anfangs 2002 mit dem Inkrafttreten der neuen Gesetzsammlung für den Bereich Energie, angefangen. Verschiedene Möglichkeiten praktischer Anwendung dieses Vorgehens in Kroatien, sowie mögliche Folgen für das Stromversorgungssystem, zwingen ein sorgfältiges Überdenken und eine beweiskräftige Modellauswahl auf, die den vorgefundenen Umständen in diesem Bereich und den breiteren Wirtschafts- und Entwicklungsinteressen gerecht sind. In diesem Artikel sind die Beurteilung der aktuellen Lage in Kroatien und mögliche Entwicklungsrichtungen aus der Sicht des Verfassers zusammengefasst dargestellt.

Naslov pisca:

Dr. sc. Ranko Goić, dipl. ing.
Fakultet elektrotehnike, strojarstva
i brodogradnje Split
R. Boškovića b.b., 21000 Split,
Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2002 – 12 – 04.