



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Vodenje elektroenergetskog sustava

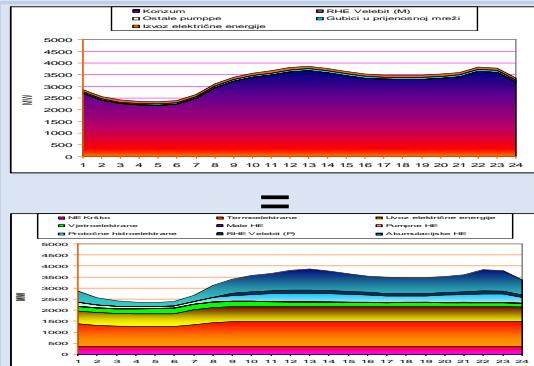
Prof.dr.sc. Igor Kuzle

dr.sc. Hrvoje Pandžić

Vođenje elektroenergetskog sustava

- Da bi se sigurno upravljalo elektroenergetskim sustavom potrebno je poznavati njegovu dinamiku.
- Vođenje = nadzor + upravljanje
- Vođenje EES-a
 - proizvodnja postrojenja
 - mreža (prijenosna i distribucijska)
 - potrošači (industrijski, komunalni i ostali)

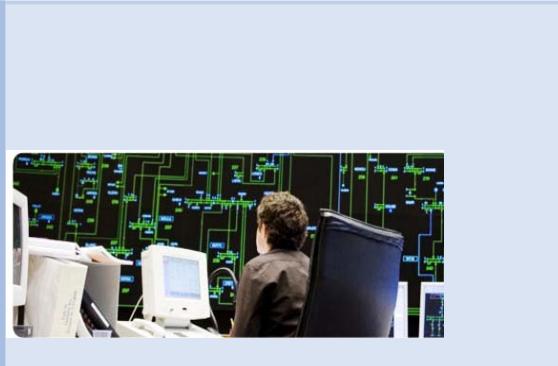
Vođenje elektroenergetskog sustava



Planiranje

- Najava programa, dnevnih planova sudionika
- Izrada i usklađivanje
- Provjera i raspoloživost
- Provjera sigurnosti mreže
- Planiranje potrebne rezerve

JUČER



Realizacija

- Nadzor izvršenja planova
- Nalozi i promjene u kratkom vremenu
 - Provjere pouzdanosti
 - Mjere u slučaju poremećaja
 - Korištenje rezerve i regulacija
 - Stalne analize sigurnosti mreže

DANAS

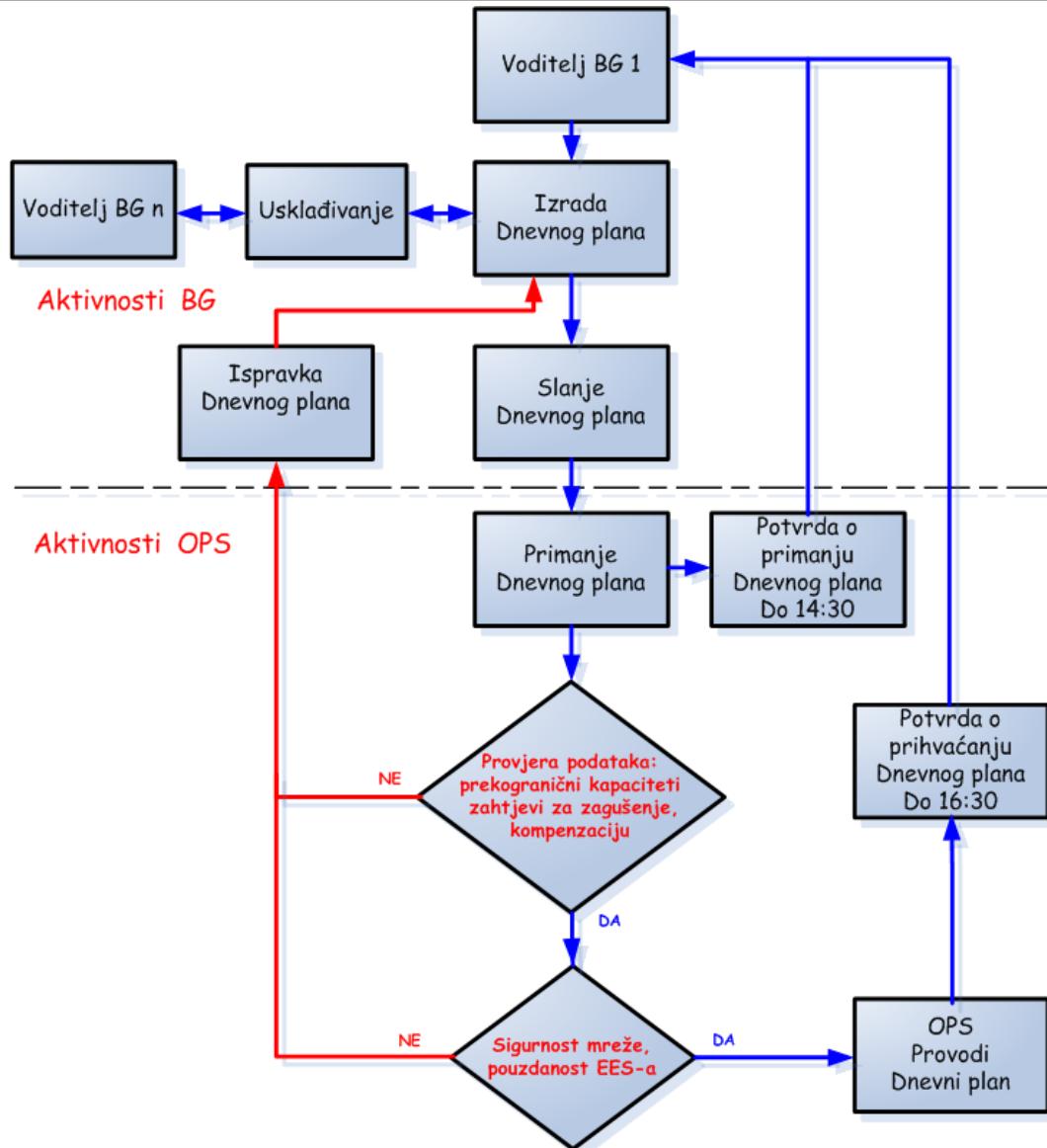


Obračun

- Obračun prometa el. energije
- Obračun rezerve i pomoćnih usluga
- Obračun odstupanja

SUTRA

Shema izrade, najave i prihvatanja Dnevnih planova Voditelja BG



Planiranje rada EES-a

- Operativno planiranje rada proizvodnih jedinica jedna je od najvažnijih komponenti u vođenju elektroenergetskog sustava, kojim se može značajno povećati njegova sigurnost, kvaliteta, pouzdanost, učinkovitost i efikasnost.
- Osnovni cilj planiranja proizvodnje je na optimalan način iskoristiti postojeće izvore, i to u prvom redu proizvodne izvore, ali i prijenosnu mrežu, te mogućnosti razmjene i tranzita električne energije (i ostalih sistemskih resursa) sa susjednim EES-ima.
- Način i metode planiranja rada EES-a ovise prvenstveno o sljedećim bitnim faktorima:
 - ✓ Veličine EES-a,
 - ✓ Strukture elektrana prema tipu i
 - ✓ Veza s susjednim EES-ima i mogućnosti razmjene

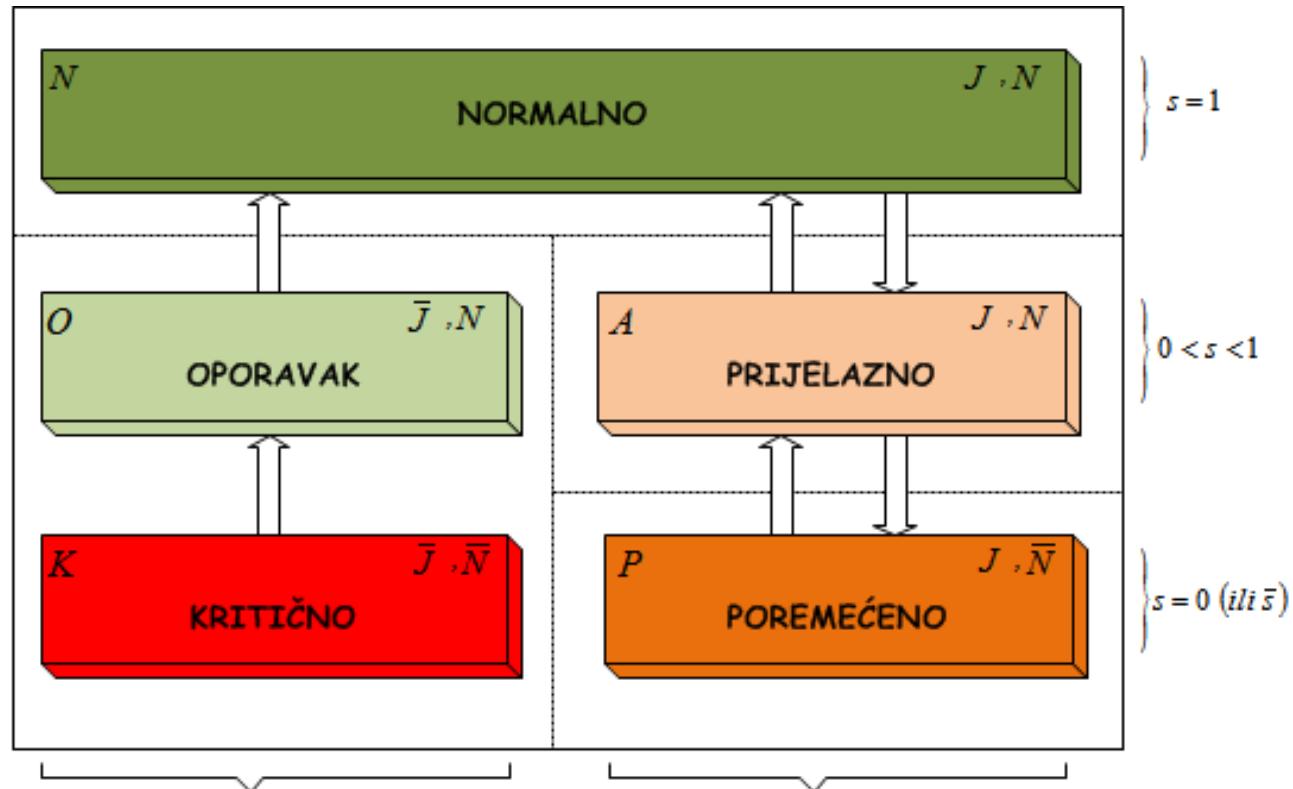
Tri elementa upravljanja sustavom

- **Učinkovitost**, cilj je opskrba svih kupaca električnom energijom uz minimalne proizvodne troškove i gubitke u prijenosu i distribuciji.
- **Kvaliteta**, osiguranje konstantnog napona, frekvencije i valnog oblika.
- **Sigurnost** pogona EES-a je vremenski varijabilna veličina ovisna od otpornosti EES-a na poremećaje. Sigurnost pogona EES-a se često brka s pojmom pouzdanosti, koja predstavlja vjerojatnost zadovoljavajućeg rada tijekom određenog vremenskog perioda i nije vremenski ovisna varijabla.

Pogon EES-a

- Pogon elektroenergetskog sustava se može opisati pomoću tri sustava jednadžbi:
 - **dva sustava algebarskih jednadžbi** koji uključuju ograničenja tipa jednadžbi, koja se odnose na ravnotežu između proizvodnje i potrošnje električne energije i tipa nejednadžbi, koji se odnosi na pogonsko-tehničke značajke elemenata EES-a
 - **jednog sustava diferencijalnih jednadžbi** kojim se opisuje dinamičko vladanje elemenata EES-a.
- Pogon EES-a se može opisati s pet pogonskih stanja.

Pogonska stanja EES-a



Ugrožen integritet sustava

s = razina sigurnosti sustava

J = algebarska ograničenja jednadžbi

Očuvan integritet sustava

N = algebarska ograničenja nejednadžbi

$\bar{—}$ = negacija

Normalno pogonsko stanje EES-a

- **U normalnom pogonskom stanju elektroenergetskog sustava (eng. NORMAL)** sva algebarska ograničenja jednadžbi i nejednadžbi su zadovoljena, radne točke svih elemenata EES-a dovoljno su daleko od graničnih vrijednosti, sva potrošnja je podmirena i postoji zadovoljavajuća razina sigurnosti sustava.
- Opći uvjeti pogona su dobri, svi elementi EES-a su raspoloživi, postoji dovoljno primarnih izvora energije za rad elektrana, a meteorološke prilike su povoljne.

Prijelazno pogonsko stanje EES-a

- **U prijelaznom pogonskom stanju elektroenergetskog sustava (eng. ALERT)** algebarska ograničenja jednadžbi i nejednadžbi su još uvijek zadovoljena, ali je udaljenost radnih točaka od graničnih vrijednosti smanjena, čime je snižena razina sigurnosti sustava.
- Potrebne su preventivne protumjere za povratak sustava u normalno pogonsko stanje.

Poremećeno pogonsko stanje EES-a

- U poremećenom pogonskom stanju elektroenergetskog sustava (eng. **EMERGENCY**) algebarska ograničenja jednadžbi su još uvijek zadovoljena, ali su ograničenja nejednadžbi narušena.
- Radne točke elemenata EES-a su blizu graničnih ili na graničnim vrijednostima, te je razina sigurnosti sustava snižena na nulu.
- Potrebne su brze korekcijske protumjere za povratak sustava u normalno ili prijelazno pogonsko stanje.

Kritično pogonsko stanje EES-a

- Elektroenergetski sustav prelazi u **kritično pogonsko stanje (eng. INEXTREMIS)** ako preventivne i korekcijske protumjere nisu poduzete pravodobno, ili nisu dale rezultata. Algebarska ograničenja jednadžbi i nejednadžbi su narušena, te je ugrožen integritet sustava.
- EES se dijeli na izolirane otoke i moguće je jedino poduzimati spasilačke protumjere, kako bi se što veći dio sustava zadržao u pogonu i tako spriječio potpuni raspad sustava.

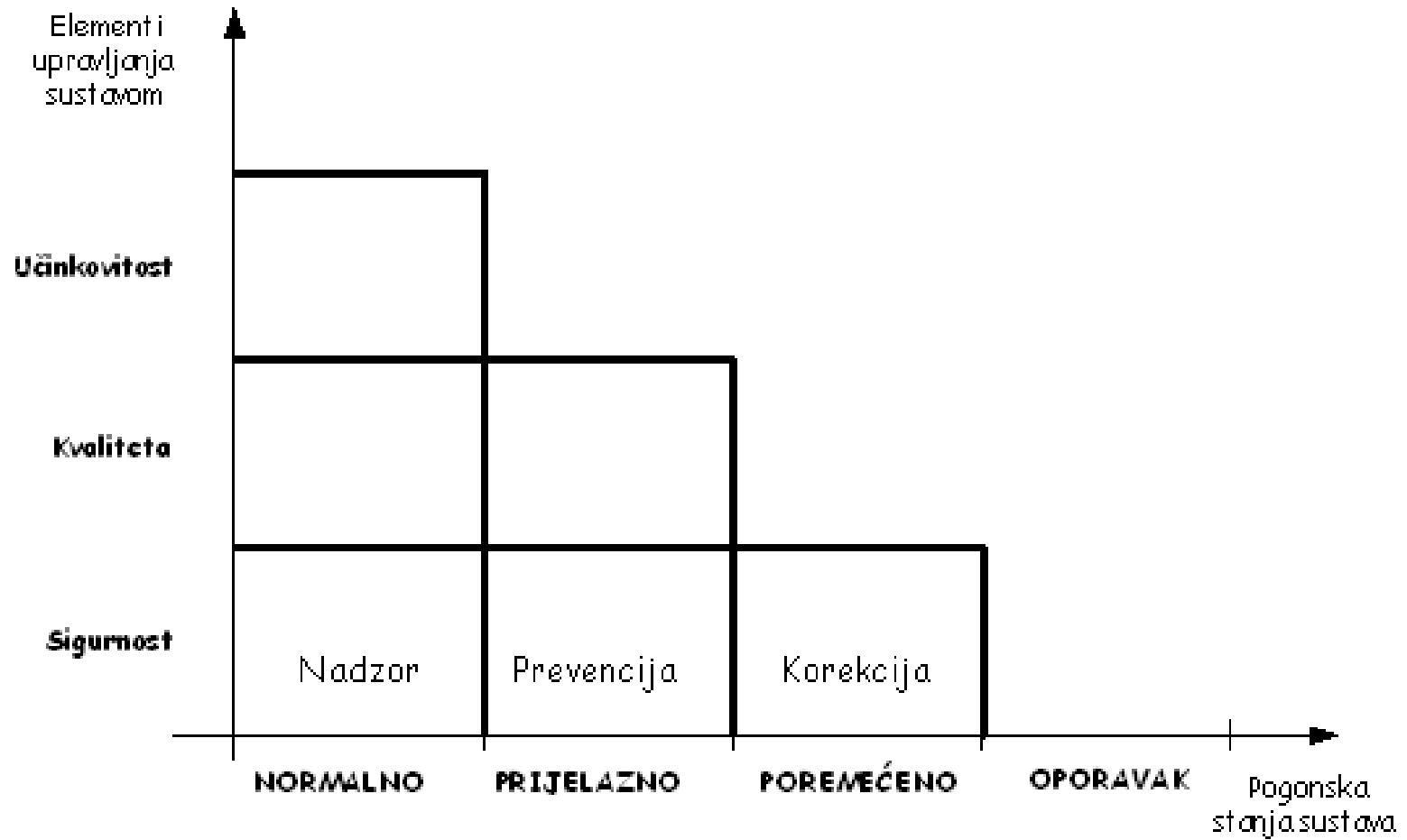
Stanje oporavka EES-a

- **Pogonsko stanje oporavka elektroenergetskog sustava (eng. RESTORATION)** započinje nakon zaustavljanja razvoja poremećaja s ciljem obnove integriteta sustava kako bi se ponovo osigurala opskrba električne energije isključenim potrošačima te prijelaz u normalno ili prijelazno pogonsko stanje elektroenergetskog sustava.

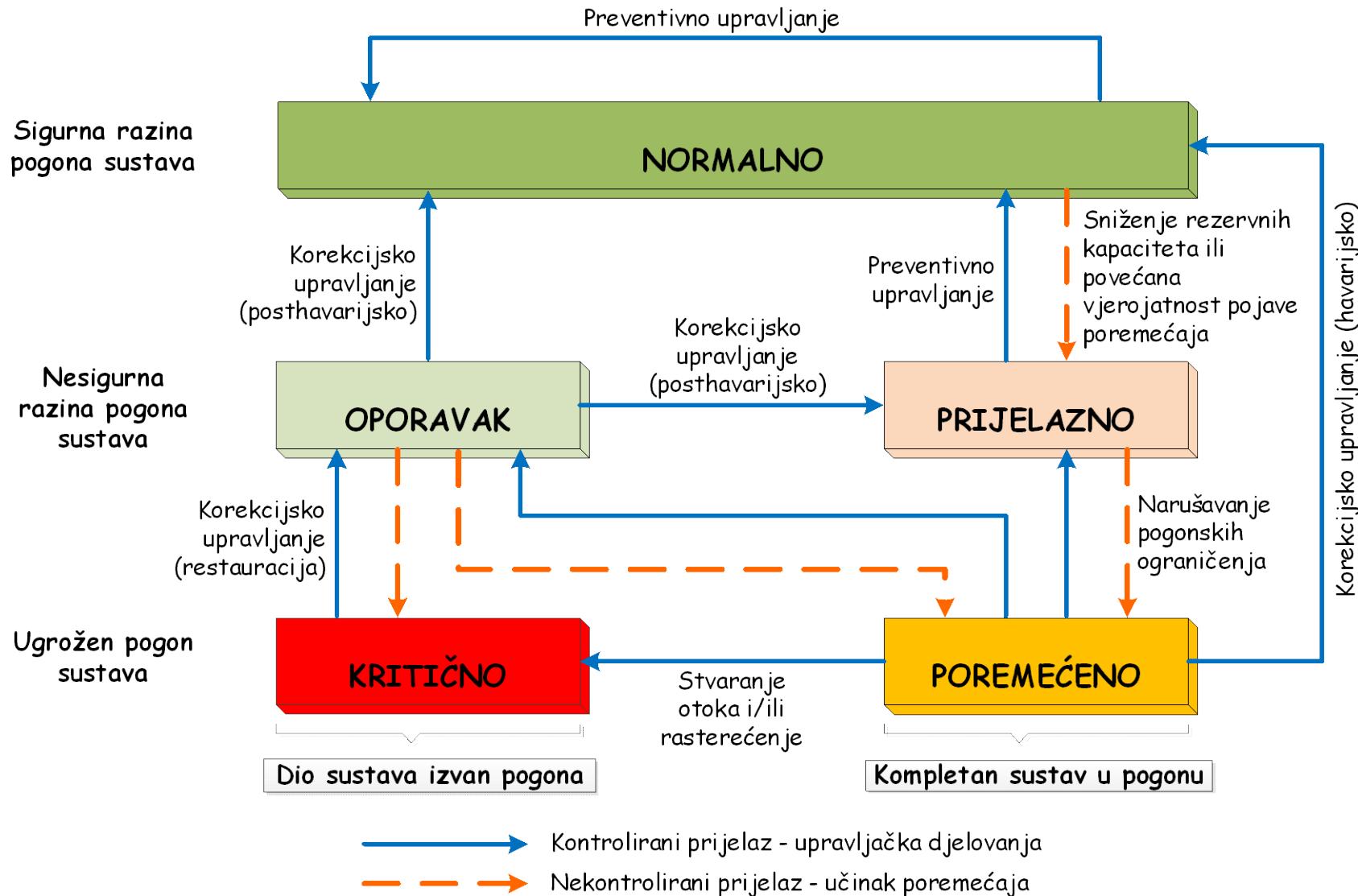
Problem upravljanja sustavom

- Očito je cilj sigurnosnih upravljačkih protumjera održavanje normalnog pogonskog stanja EES-a. Što je pogonsko stanje sustava gore, to se upravljački problem više smanjuje.
- U normalnom pogonskom stanju upravljački problem se sastoji od sva tri elementa, u prijelaznom pogonskom stanju se učinkovitost privremeno potiskuje, a u poremećenom i kritičnom pogonskom stanju i kvaliteta dolazi u drugi plan, jer je samo bitno održati što veći dio sustava u pogonu.

Problem upravljanja sustavom



Usporedba kriterija upravljanja





Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Planiranje pogona u elektroprivrednim tvrtkama

Prof.dr.sc. Igor Kuzle

dr.sc. Hrvoje Pandžić

Elektroprivreda

Elektroprivreda je privredna grana koja se bavi problemima proizvodnje, prijenosa, distribucije i potrošnje električne energije.

Temeljni cilj elektroprivrede u prošlosti bilo je osiguranje zahtjevane isporuke električne energije potrošačima propisane kvalitete, uz odgovarajuću razinu **sigurnosti i pouzdanosti** isporuke i **najmanje vlastite troškove**. U današnjim restrukturiranim EES-ima to je zadaća Operatora prijenosnog sustava.

Planiranje i eksplotacija

- **Planiranje** elektroenergetskih sustava je aktivnost koja se odnosi na izradu planova razvoja, projektiranje i izgradnju sustava i njegovih elemenata, koji će zadovoljavati neke pretpostavljene buduće potrebe, polazeći od zatečenog (početnog) stanja.
- **Eksplotacija** elektroenergetskih sustava je djelatnost, čiji je cilj da se primjenom tehničko-ekonomskih metoda na najbolji mogući način iskoriste postojeći, već izgrađeni elektroenergetski objekti i sustav.
 - Da bi se taj cilj ostvario, neophodno je poznavanje energetskih i eksplotacijskih (ekonomskih) značajki pojedinih elemenata sustava, objekata, odvojenih podsustava i elektroenergetskog sustava kao cjeline.
 - Ove značajke uključuju i sva konstrukcijska i tehnička rješenja uključena u specifikacije značajki i nabavu opreme, definirana u periodu planiranja razvoja i izgradnje sustava.

Planiranje i eksplotacija

Predmetna podjela globalnih aktivnosti koje su svojstvene elektroprivredi kao privrednoj grani, predstavlja i svojevrsnu vremensku dekompoziciju problema:

- **planiranje** obuhvaća sve prethodne aktivnosti vezane za period izgradnje sustava koji treba zadovoljiti predviđene potrebe,
- **eksploatacija** obuhvaća aktivnosti vezane za period njegovog korištenja, nakon završene izgradnje.

Eksplotacija, kao posebne funkcije uključuje:

- priprema tj. **planiranje pogona** (operativno planiranje),
- vođenje sustava (upravljanje u realnom vremenu) i
- analizu ostvarenog pogona.

Planiranje pogona EES-a

- Planiranje pogona EES-a vrlo je složen i slojevit proces koji u obzir uzima niz varijabli kako tehničkog tako i društvenog karaktera
- Temeljni ciljevi planiranja su :
 - proizvodnja električne energije uz minimum troškova
 - sigurna i kvalitetna isporuka električne energije
 - maksimiziranje profita poduzeća.
- Realizacija ovih ciljeva je vrlo osjetljiva budući da se ponuda (proizvodnja električne energije), a posebice potražnja (potrošnja električne energije) vremenski stohastički mijenjaju, ponekad umjereno i predvidljivo za planere, a ponekad izrazito naglo i nepredviđeno.

Osnovni zadaci planiranja pogona

- planiranje potrošnje
- planiranje stanja akumulacijskih bazena ovisno o dotocima,
- planiranje proizvodnje (nuklearne elektrane, zatim termoelektrane te naposljetku hidroelektrane),
- planiranje rasporeda remonata i njege postrojenja,
- planiranje trgovine električnom energijom (kupnja ili prodaja električne energije)
- planiranje gorivnog ciklusa i osiguranje dobave goriva za termoelektrane (ovaj dio se više odnosi na optimiranje proizvodnje iz termoelektrana).

Planiranje pogona EES-a

Planiranje pogona EES-a obavlja se u intervalima koji se poklapaju s kalendarskom vremenskom podjelom, tj. u godišnjim, mjesecnim, tjednim i dnevnim ciklusima. Godišnji ciklus pripreme pogona obuhvaća aktivnosti srednjoročnog operativnog planiranja, a mjesecni (tjedni) i dnevni ciklusi, aktivnosti kratkoročnog operativnog planiranja. Osim energetsko-ekonomskih kriterija planiranje pogona treba uključivati i mnoge druge čimbenike poput političkih događanja, zakonskih normi, međunarodne situacije koji mogu značajno utjecati na proces planiranja i vođenja EES-a.

Upravljanje u realnom vremenu (vođenje pogona) obuhvaća sam događaj i kratke periode prije i poslije događaja i zapravo predstavlja sučeljavanje planiranih kratkoročnih aktivnosti dnevne pripreme pogona sa stvarnim uvjetima rada i prilikama u elektroenergetskom sustavu.

Analiza ostvarenog pogona

Analiza ostvarenog pogona odnosi se na period poslije događaja u kome se kritički analizira priprema realiziranog pogona i upravljanja u realnom vremenu, čiji su rezultati odgovarajući pisani izveštaji. Predmetni izveštaji mogu biti **redoviti**, koji se poklapaju s vremenskim periodima pripreme pogona (godina, mjesec, tjedan i dan) i **posebni**, usredotočeni na pojedine značajne događaje u izveštajnom periodu (kvarovi, ulazak u pogon novih objekata, značajne promjene u topologiji sustava itd.).

Najvažnije izvještaji su:

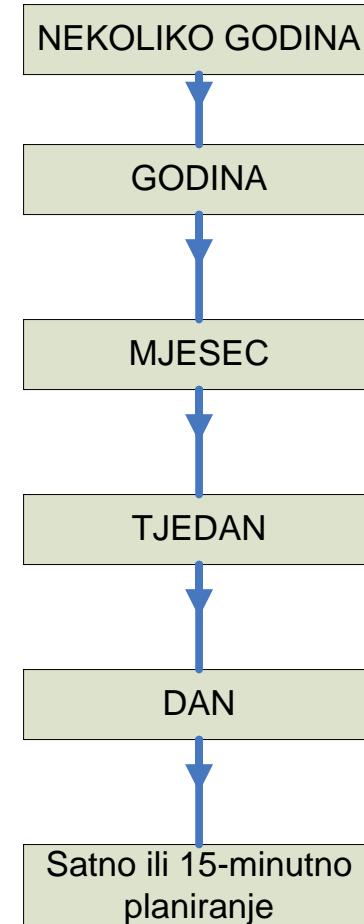
- obračun kupovine i prodaje električne energije;
- obračun utroška goriva i izdataka za gorivo;
- izrada periodičnih izveštaja (godišnjih, mjesecnih/tjednih i dnevnih);
- analiza kvarova i havarijskih stanja u prethodnom periodu rada sustava;
- analiza poduzetih djelovanja i značajki operatora sustava.

Optimalno planiranje pogona

- **Optimalno planiranje pogona** EES-a zahtjeva uzimanje u obzir svih raspoloživih informacija vezanih za prognozu i realizaciju nesigurnosti.
- Potom se informacije dijele na vremenske intervale ovisno o značajkama i zadacima koji su dani pred planere.
- Uputno je da se svaka odluka donosi nakon što se provjeri njena točnost odnosno kada se ukloni najveći broj nesigurnosti i kada (ne)izvedivost postaje gotovo definirana.
- Upravo zbog toga je nužna podjela planiranja na stupnjeve odnosno na **vremenske intervale**.

Vremenski intervali

- višegodišnje planiranje
- godišnje planiranje
- mjesечно planiranje
- tjedno planiranje
- dnevno planiranje
- upravljanje u realnom vremenu
satno ili 15-minutno planiranje



Godišnji ciklus aktivnosti

Operator prijenosnog sustava

- prognoza potrošnje (energije, vršne i minimalne snage);
- planovi remonata i održavanja objekata (elektrane, rasklopna postrojenja, vodovi);
- osiguranje remontne rezerve;
- planovi proizvodnje elektrana;
- planovi razmjene (uvoz/izvoz) električne energije;
- planovi kupovine električne energije od industrijskih elektrana i povlaštenih proizvođača (kogeneracija i OIE);
- izrada godišnjih elektroenergetskih bilanci;
- analiza i provjera rada sustava u karakterističnim pogonskim situacijama;

Mjesečni (tjedni) ciklus aktivnosti

U sklopu **mjesečnih** ili **tjednih** funkcija pripreme pogona, najznačajnije su:

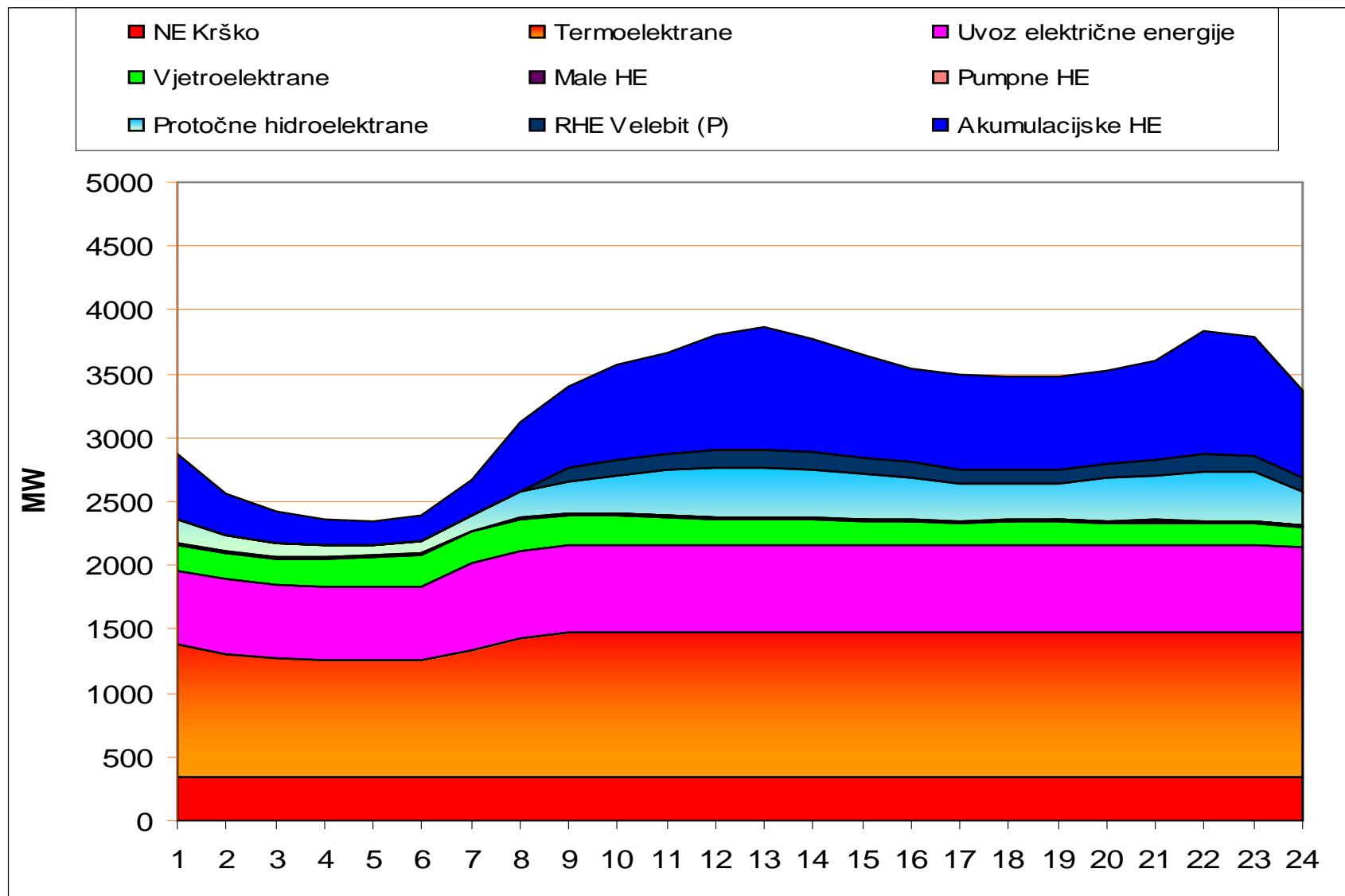
- prognoza potrošnje;
- planovi održavanja i radova na objektima;
- osiguranje pogonske rezerve;
- planovi proizvodnje elektrana;
- plan razmjene sa susjednim sustavima;
- izrada mjesečne (tjedne) elektroenergetske bilance;
- analiza i provjera rada sustava;
- obračun troškova pogona.

Dnevni ciklus aktivnosti

Dnevni ciklus aktivnosti pripreme pogona obuhvaća:

- prognoza dnevnog dijagrama potrošnje;
- izrada plana angažiranja turboagregata i elektrana (izrada voznog reda);
- proračun regulacijske i havarijske rotirajuće rezerve;
- izrada dnevnog plana pogona elektrana i razmjene sa susjednim sustavima;
- analiza i provjera rada sustava;
- ekonomski proračuni pogona sustava.

Primjer voznog reda s VE

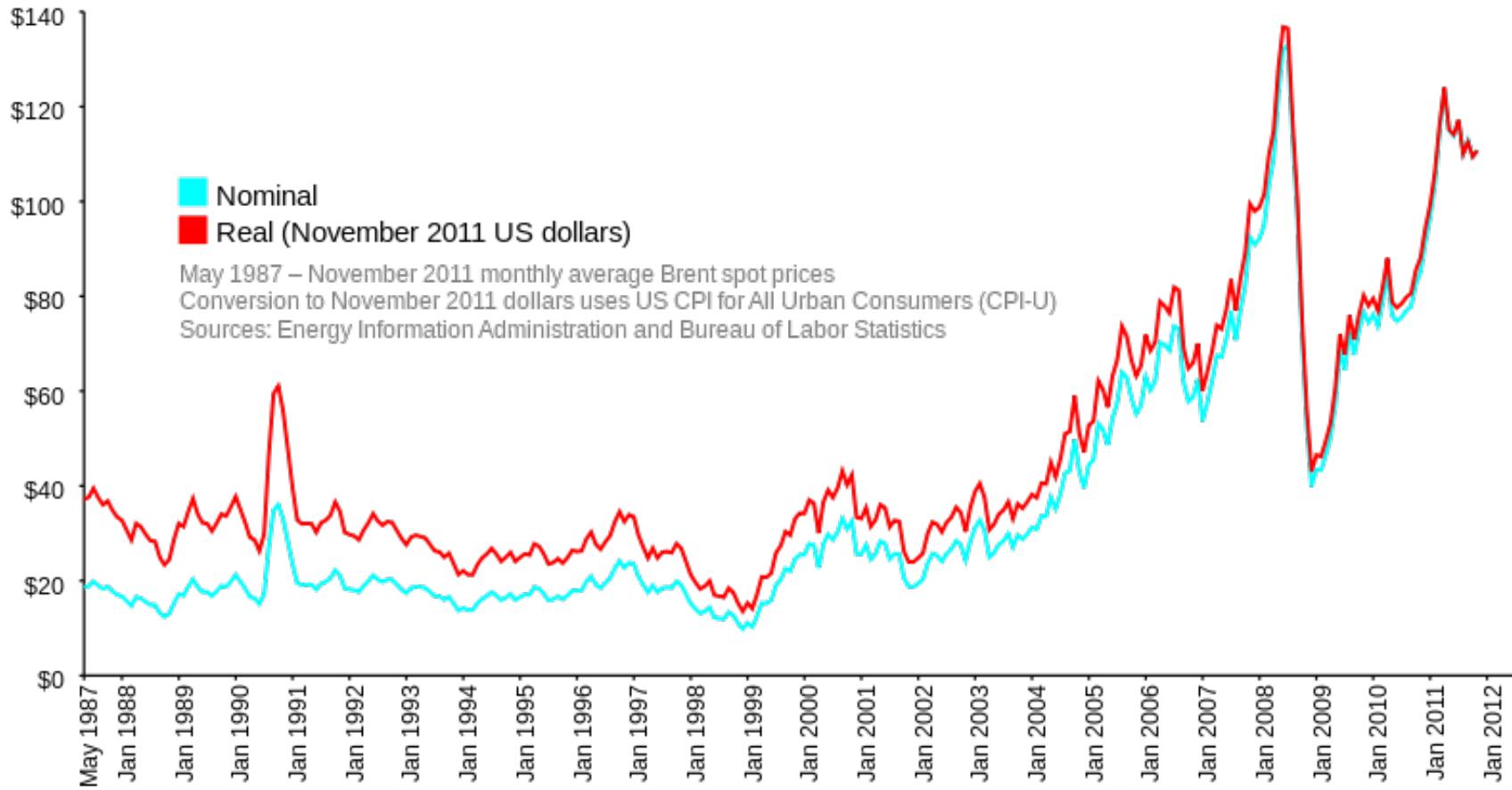


Godišnji ciklus aktivnosti

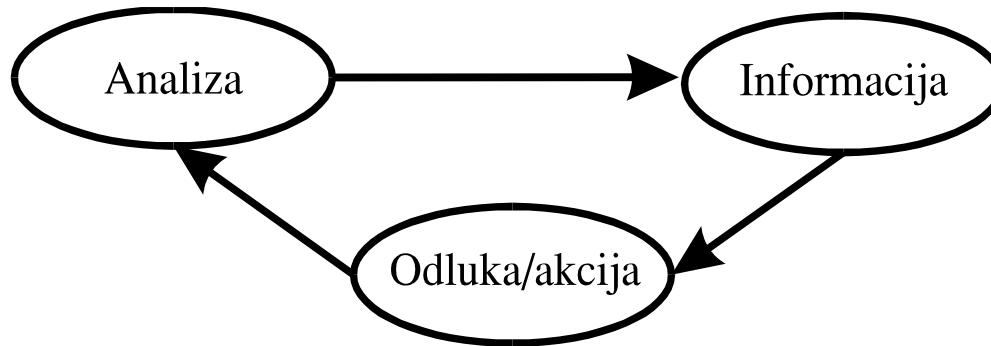
Operator proizvodnje

- izrada plana nabave i predračun troškova goriva;
- izračun troškova goriva i ekonomska analizu prihoda i rashoda planiranog rada elektroenergetskog sustava.

Kretanje cijena nafte 1987.-2012.



Funkcije upravljanja u realnom vremenu



Osnovne funkcije (funkcije osnovnog realnog vremena)

- akvizicija i arhiviranje podataka;
- kontrola topologije mreže;
- kontrola prekoračenja i alarma;
- automatska regulacija frekvencije, proizvodnje i razmjene djelatnih snaga;
- regulacija napona i jalovih snaga;
- pogonska statistika.

Funkcije upravljanja u realnom vremenu

Prve tri funkcije kao i posljednja funkcija ostvaruju se korištenjem **SCADA** sustava (engl. System Control and Data Acquisition), **AGC** sustava (engl. Automatic Generation Control) koji može biti uključen u SCADA-a sustav ili može biti zaseban sustav automatske regulacije, a regulacija napona i jalovih snaga je najčešće kombinacija ručno-automatskog procesa.

Dodatne funkcije (funkcije proširenog realnog vremena)

- statička estimacija stanja i parametara na temelju redundantnog skupa informacija iz sustava;
- analiza sigurnosti pogona;
- ekonomski dispečing djelatnih snaga;
- izrada optimalnog plana napona, proizvodnje/potrošnje i tokova jalovih snaga.

Predviđanje potrošnje el. energije

- Prije samog procesa izrade plana pogona sustava, odnosno energetske bilance, potrebno je odrediti energetsku potrošnju kupaca za specifične dane i mjesecce u godini tj. za planirani period.
- Energetska potrošnja predstavlja ishodište izrade svih budućih planova njegova pogona.
- Za izradu višegodišnjih i godišnjih planova najvažnija je dinamika porasta potrošnje, a nešto manje u kojem će vremenskom periodu ona biti ostvarena dok za kratkoročnije prognoze poput mjesečnih i dnevnih, značajan utjecaj ima i sam satni raspored potrošnje kao i njezin minimalni i maksimalni iznos.

Predviđanje potrošnje električne energije

- Kratkoročni planovi zahtijevaju precizniju i točniju izradu od dugoročnih planova iz razloga što je vrijeme do njihove realizacije znatno skraćeno pa su samim time i brojne nesigurnosti (poput stanja akumulacija, stanja goriva ili remonata postrojenja) mnogo manje
- Kako bi kratkoročni planovi bili pouzdaniji valja što točnije odrediti satnu potrošnju i dan u kojem će biti ostvareni njeni minimumi odnosno maksimumi
- Prilikom izrade mjesecnih ili tjednih planova obično uzima jedna karakteristična srijeda te nedjelja
- Procjena maksimalnog i minimalnog iznosa je bitna kako bi se mogla bolje provesti optimizacija rada termoelektrana i hidroelektrana s obzirom na količinu raspoložive bazne (00-24 h) i vršne energije (obično od 08-20 h), a samim time i radi koordinacije količine uvoza ili izvoza električne energije

Naknade za prijenos el. energije

- Naknade za pristup prijenosnim mrežama moraju se javno objaviti i primijeniti na nediskriminirajući način, a uključuju potrebnu sigurnost rada prijenosne mreže, kao i stvarno nastale troškove.
- U Europskoj uniji je prihvaćano načelo da operatori prijenosnih sustava ne primjenjuju naknade ovisne o udaljenosti.
- Prihvatljivo je da se pristup mreži naplati proizvođačima i potrošačima.
- Prilikom određivanja naknada za pristup prijenosnim mrežama uzimaju se u razmatranje:
 - prihodi i troškovi na temelju struktura naknada koje su određene između operatora prijenosnih sustava,
 - primitci i izdatci ostvareni u prošlom razdoblju,
 - izdatci koji su planirani za buduća razdoblja, prema realizaciji u prošlim razdobljima.
-

Potrošači

Po tarifnom sustavu razlikuju se sljedeće **kategorije potrošača**:

- kućanstva;
- sitno poduzetništvo, obrtništvo i trgovina;
- industrija;
- komunalna potrošnja;
- promet;
- poljoprivreda i građevinarstvo;
- ostala potrošnja.

Potrošači

Često se govori samo o **tri značajna sektora potrošnje**:

- široka potrošnja (u sebe uključuje kategorije kućanstava, sitnog poduzetništva, poljoprivrede, građevinarstva, komunalne i ostale potrošnje);
- industrija;
- promet (električna vuča).

Potrošači

U svjetskoj praksi, uobičajena je podjela potrošnje na **tri temeljne grupe potrošača**:

- rezidencijalna potrošnja (odgovara kategoriji kućanstva);
- komercijalna potrošnja (odgovara kategorijama sitnog preduzetništva, obrtništva i trgovine, komunalne potrošnje, poljoprivrede i građevinarstva);
- industrija (i promet).



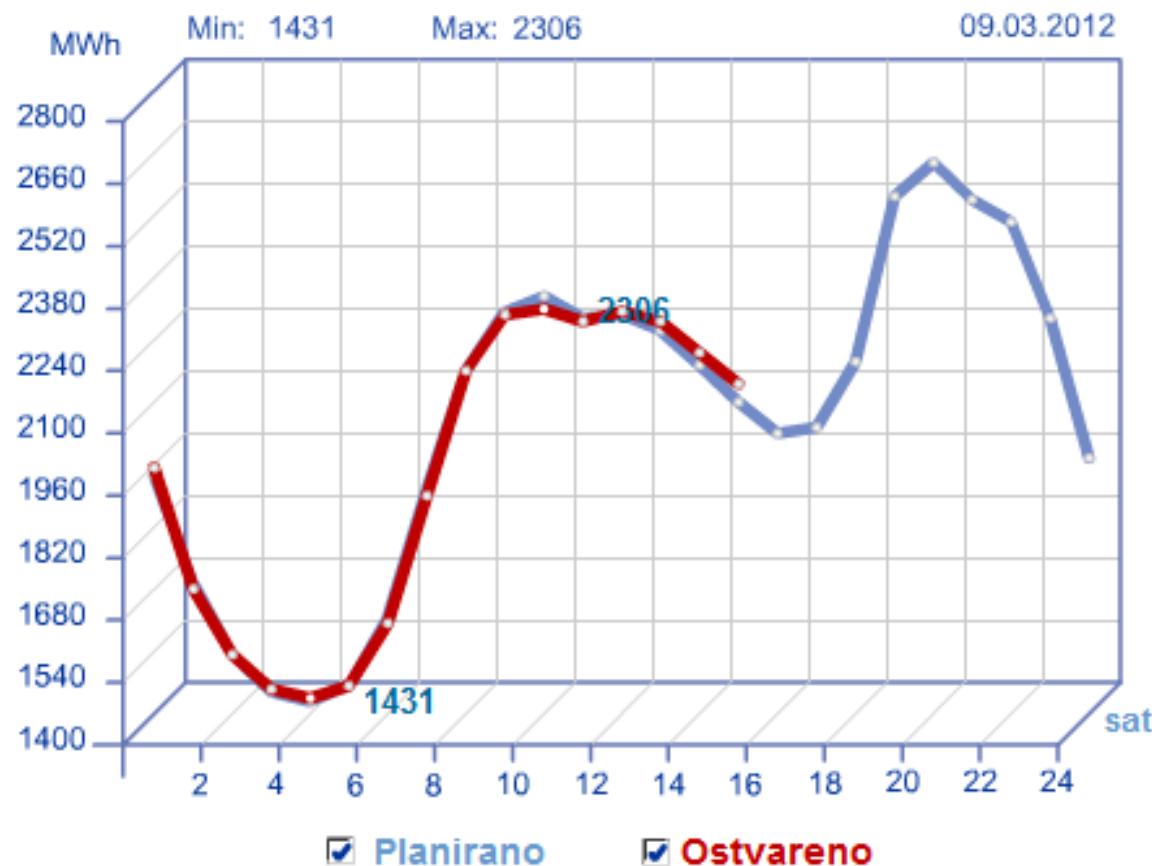
Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Dijagrami opterećenja

Prof.dr.sc. Igor Kuzle
dr.sc. Hrvoje Pandžić

Dijagram opterećenja

Dijagram opterećenja je prikaz promjene potrošnje električne energije u ovisnosti o vremenu



Dijagram opterećenja

Dijagrami opterećenja zavise od:

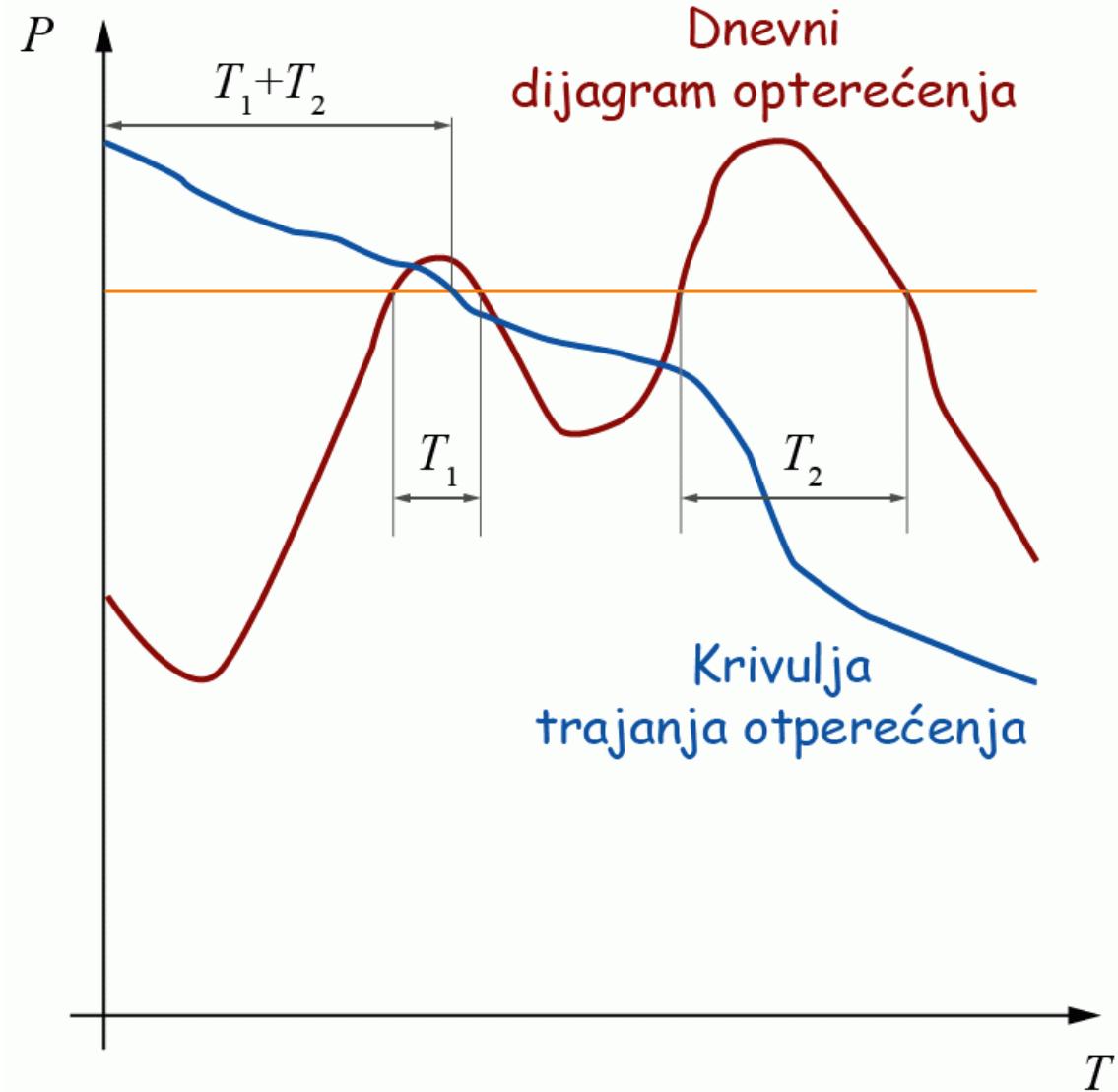
- Strukture potrošača
- Sezone
- Točke snimanja

Zavisnost od točke snimanja:

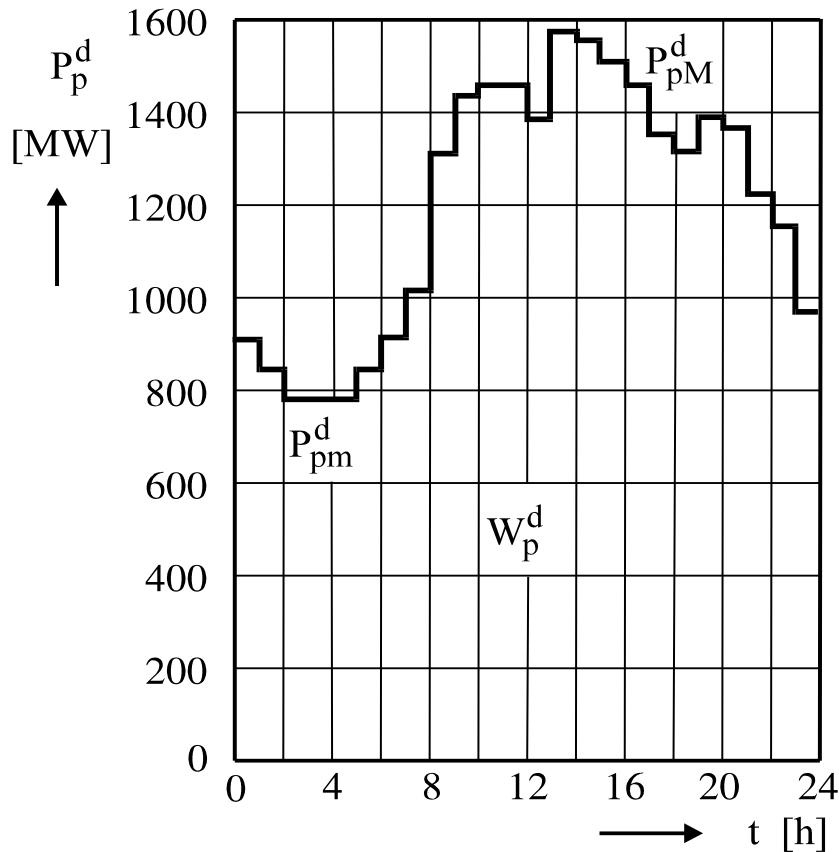
- Bruto potrošnja
- Prag elektrana
- Prag prijenosa
- Prag distribucije
- Neto potrošnja

Krivulja trajanja opterećenja

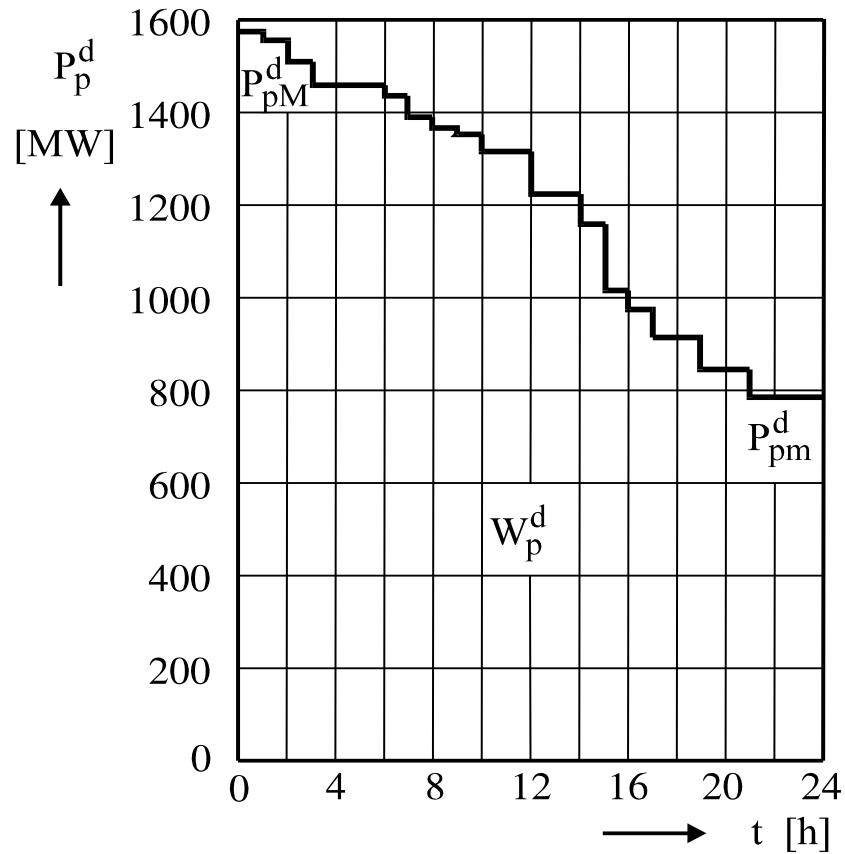
Nastaje iz dnevnog
dijagrama
opterećenja



Dnevni dijagram i krivulja trajanja opterećenja



Kronološki dnevni dijagram



Krivulja trajanja opterećenja

Faktor opterećenja

$$m = \frac{W_g}{T_g * P_{max}}$$

m faktor opterećenja

P_{max} vršno ili maksimalno godišnje opterećenje potrošača

T_g period jedne godine

W_g godišnja potrošnja električne energije

Faktor varijacije

$$m_0 = \frac{P_{min}}{P_{max}}$$

m_0 faktor varijacije

P_{max} vršno ili maksimalno godišnje opterećenje potrošača

P_{min} minimalno godišnje opterećenje potrošača

- između faktora opterećenja i faktora varijacije postoji približan odnos:

$$m_0 = (0.8 \dots 1.0) * m^2$$

- navedeni faktori se koriste u proračunima gubitaka u mreži

Instalirana snaga i faktor potražnje

- instalirana snaga, P_{inst} suma je nazivnih snaga svih električnih trošila koja se u nekoj instalaciji, mreži ili sustavu mogu istovremeno priključiti i predstavlja najveće moguće opterećenje koje se može pojaviti.
- faktor potražnje, f_p omjer je maksimalnog opterećenja i instalirane snage

$$f_p = \frac{P_{max}}{P_{inst}}$$

- u slučaju preopterećenja može biti veći od 1

Jednostavna aproksimacija krivulje trajanja opterećenja

- Najjednostavnija aproksimacija:

$$\frac{P}{P_{\max}} = \left[1 - \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\max}} \cdot \left(\frac{T}{T_{\text{uk}}} \right)^{\frac{m - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}}{1-m}} \right]$$

m - faktor opterećenja

T - trajanje opterećenja P

T_{uk} - trajanje razmatranog razdoblja (dan ili tjedan)

Jednostavna aproksimacija krivulje trajanja opterećenja

Ovom se aproksimacijom dobivaju stvarne vrijednosti maksimalnog i minimalnog opterećenja:

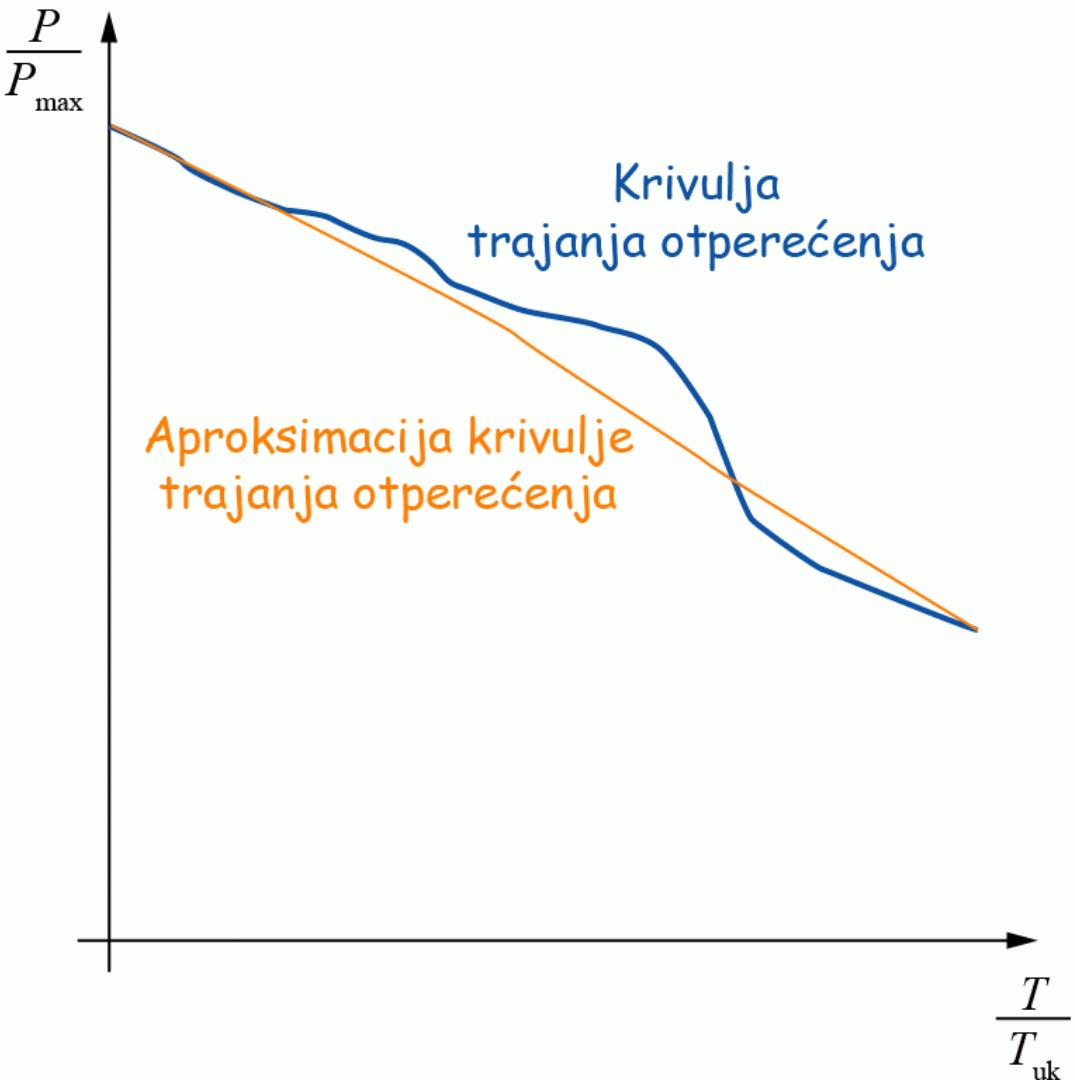
za $T = 0$ dobiva se

$$P = P_{\max}$$

za $T = T_{\text{uk}}$ dobiva se

$$P = P_{\min}$$

Značajno se razlikuje od stvarne krivulje opterećenja.



Apsolutni i relativni pokazatelji

Apsolutni pokazatelji:

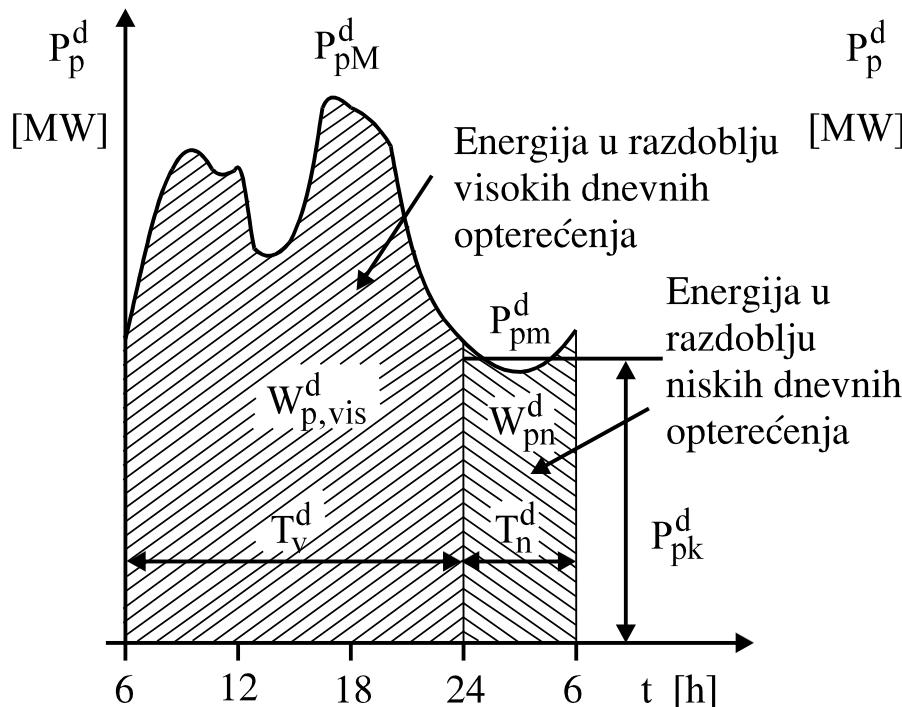
- Maksimalno dnevno opterećenje: P_{pM}^d
- Minimalno dnevno opterećenje: P_{pm}^d
- Ukupna dnevna potrošnja energije: W_p^d

Relativni pokazatelji:

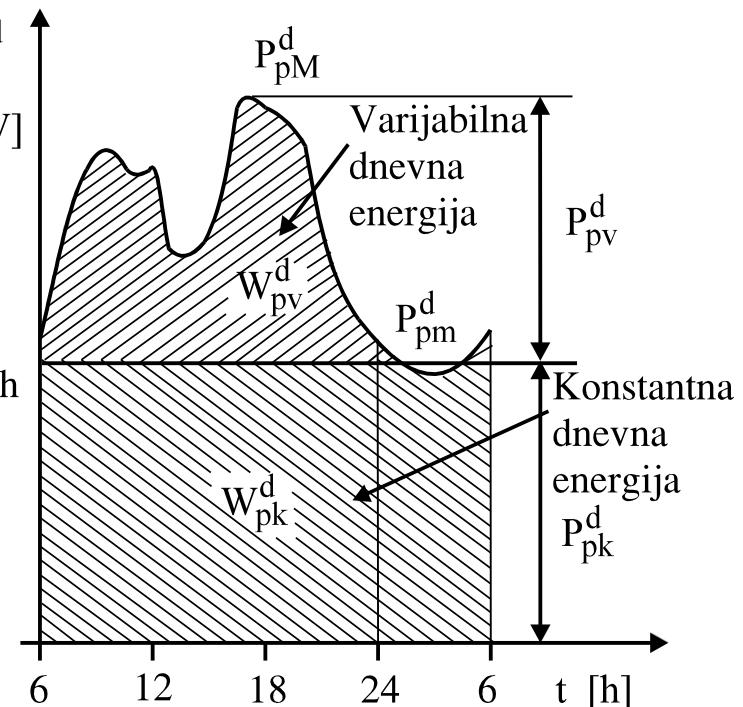
- Faktor dnevnog opterećenja: $m^d = W_p^d / 24 P_{pM}^d$
- Srednje dnevno opterećenje: $P_{psr}^d = W_p^d / 24$;
- Vreme iskorištenja maksimalne snage: $T_M^d = W_p^d / P_{pM}^d$;
- Omjer dnevnog minimuma i maksimuma: $m_0^d = P_{pm}^d / P_{pM}^d$

Podjela dnevnog dijagrama opterećenja

- Dnevni dijagram opterećenja može se podijeliti na dva načina:
 - po trajanju opterećenja;
 - po vrsti opterećenja.



a.



b.

Temeljne veličine

Vrijeme trajanja visokih opterećenja: T_v^d

Vrijeme trajanja niskih opterećenja: T_n^d

$$T_n^d = T^d - T_v^d$$

Konstantna snaga:

$$P_{pk}^d = \frac{W_p^d - W_{p,vis}^d}{T_n^d}$$

Konstantna energija:

$$W_{pk}^d = 24P_{pk}^d$$

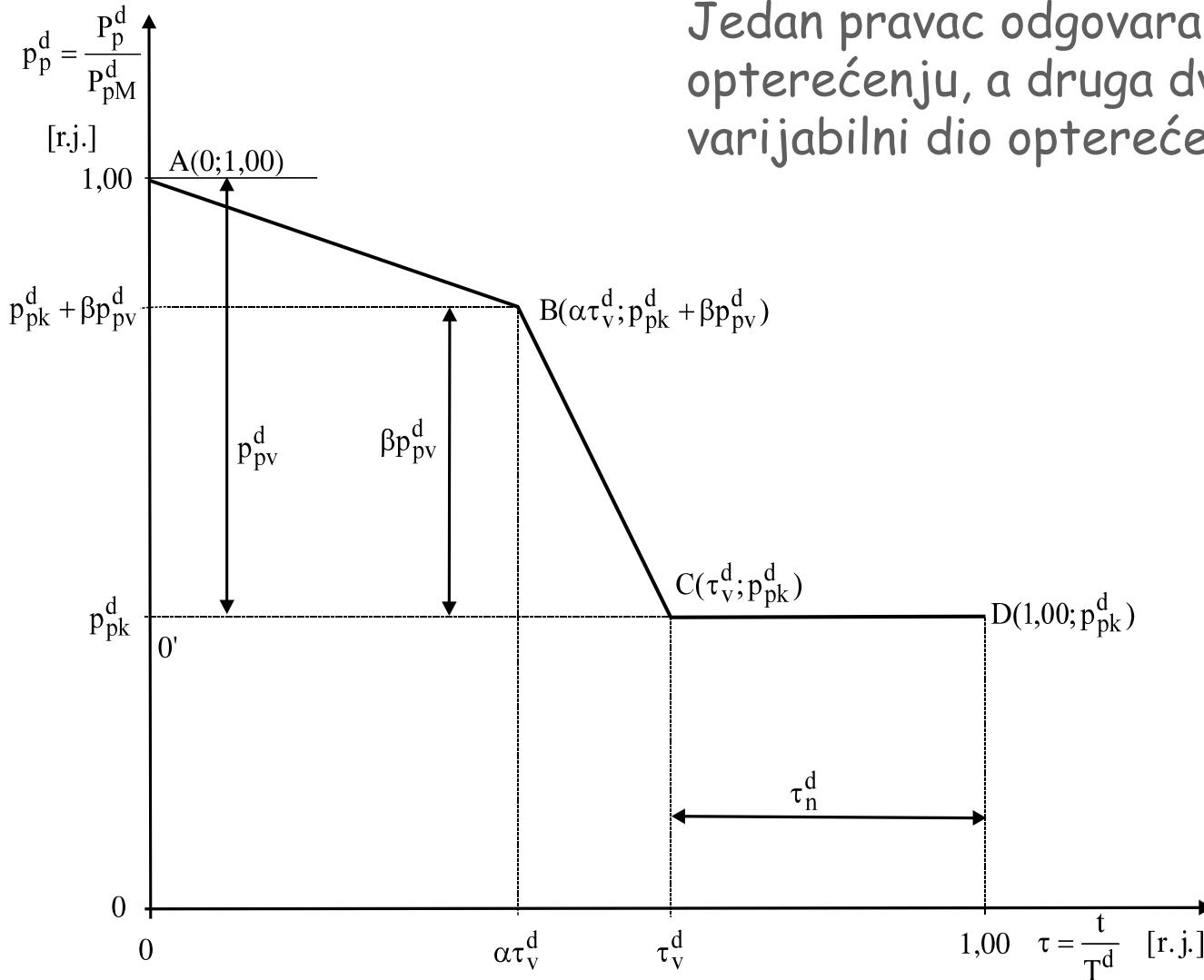
Varijabilna snaga:

$$P_{pv}^d = P_{pM}^d - P_{pk}^d$$

Varijabilna energija:

$$W_{pv}^d = W_p^d - W_{pk}^d$$

Aproksimacija krivulje trajanja opterećenja pomoći tri pravca



Jedan pravac odgovara konstantnom opterećenju, a druga dva aproksimiraju varijabilni dio opterećenja

Aproksimacija krivulje trajanja opterećenja

Preko absolutnih pokazatelja:

$$W_{pv}^d = \frac{1}{2} \tau_v^d \cdot p_{pv}^d \cdot (\alpha + \beta)$$

Preko relativnih pokazatelja:

Maksimalna i minimalna vrednost:

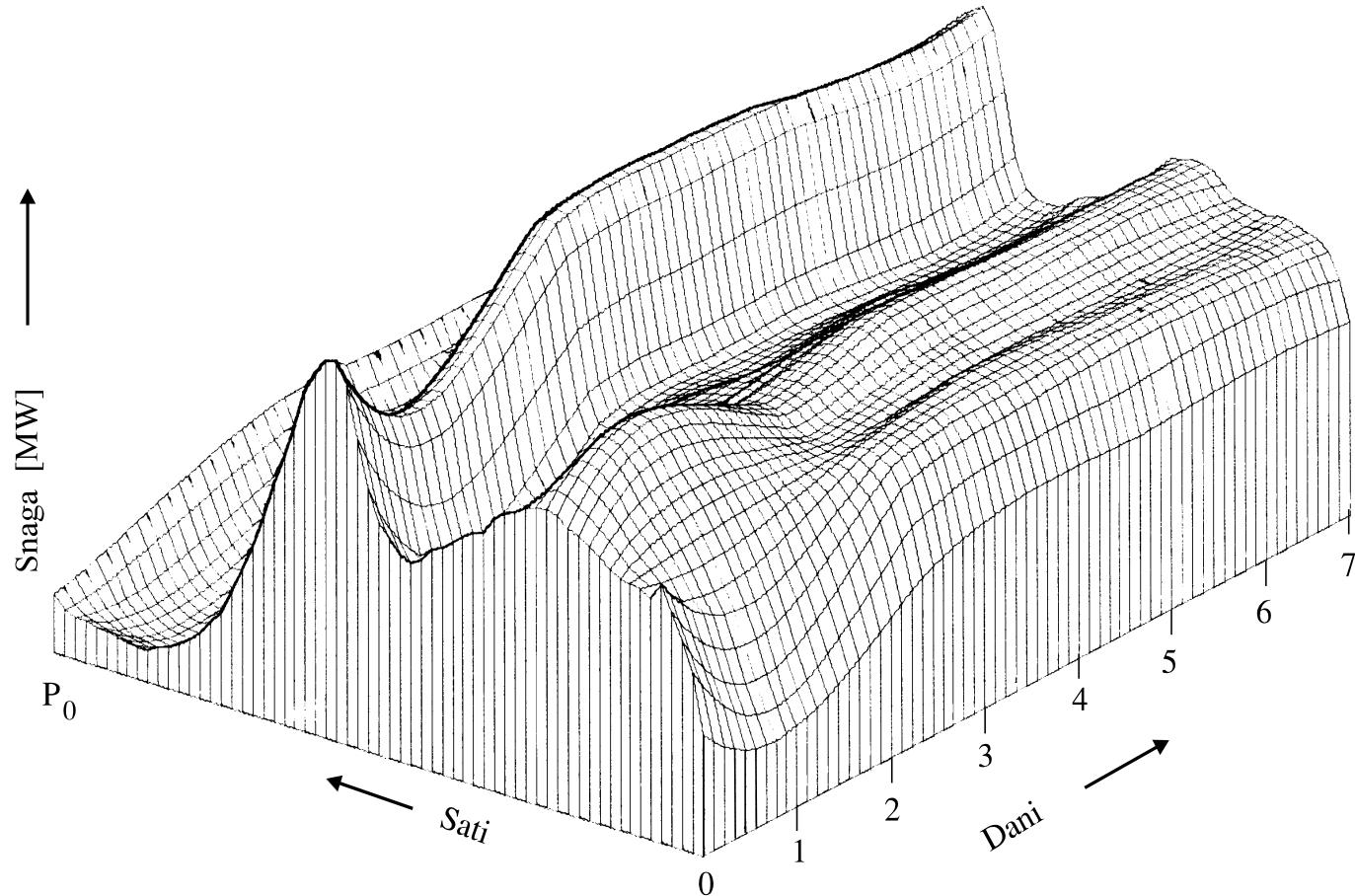
$$(\alpha + \beta) = \frac{2 \cdot W_{pv}^d}{p_{pv}^d \cdot T_v^d}$$

Aproksimacija krivulje trajanja opterećenja vremenskim polinomom

$$p_p^d(\tau) = \sum_{k=0}^n a_k \tau^k$$

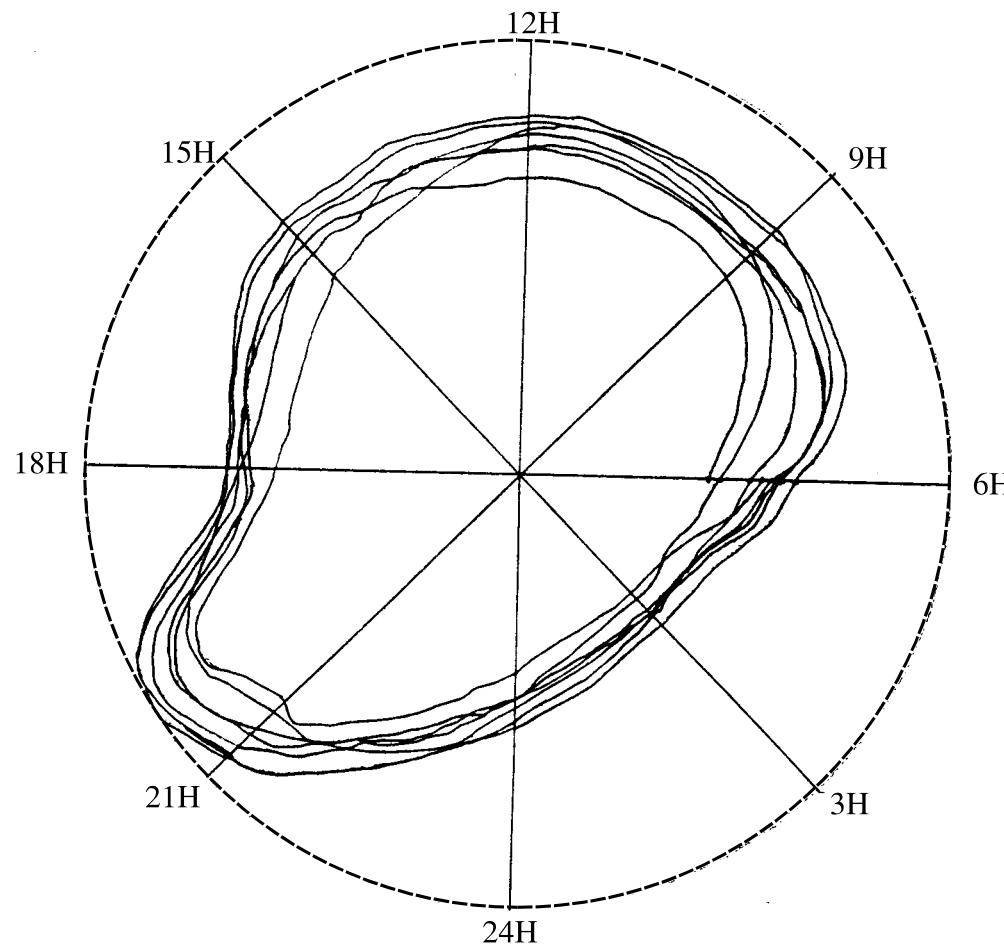
Krivulja energija - snaga i konzumni okvir

Tjedni dijagrami opterećenja



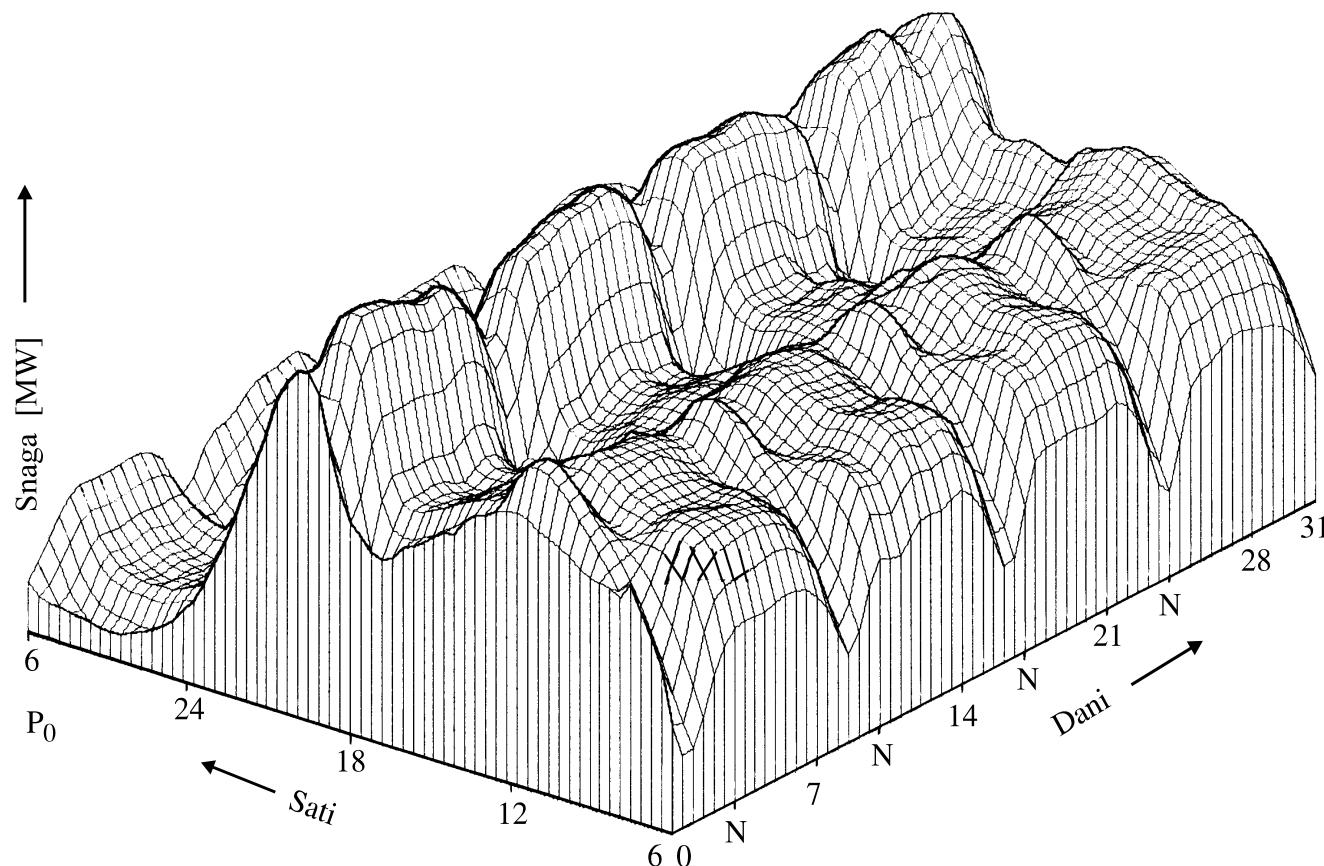
Trodimenzionalni dijagram opterećenja nekog potrošačkog područja za tjedni period

Tjedni polarni dijagram opterećenja



Tjedni polarni dijagram opterećenja jednog potrošačkog područja

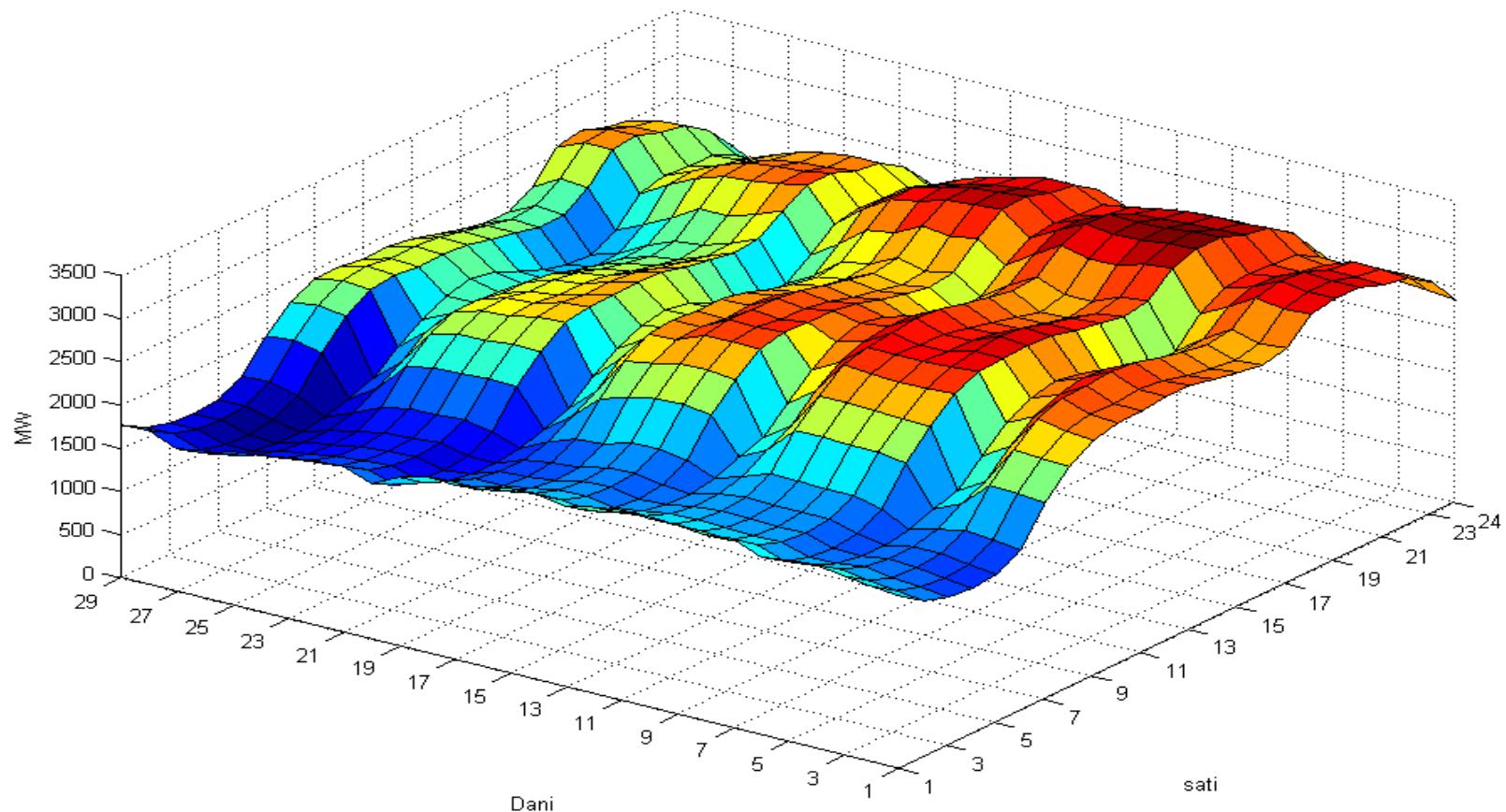
Mjesečni dijagrami opterećenja



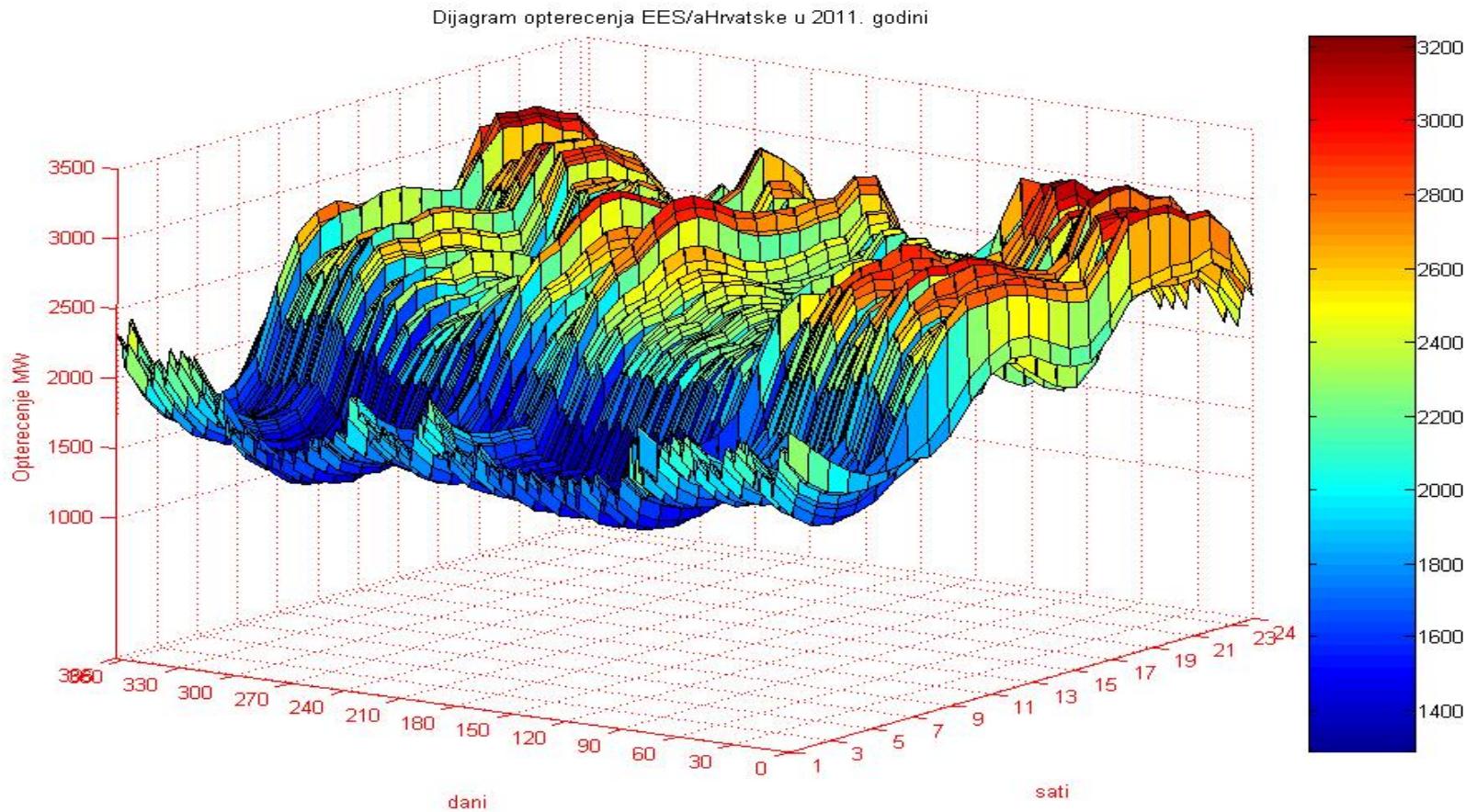
Trodimenzionalni dijagram opterećenja nekog
potrošačkog područja za mjesečni period

Dijagram opterećenja EES-a RH

Veljača 2012. g.

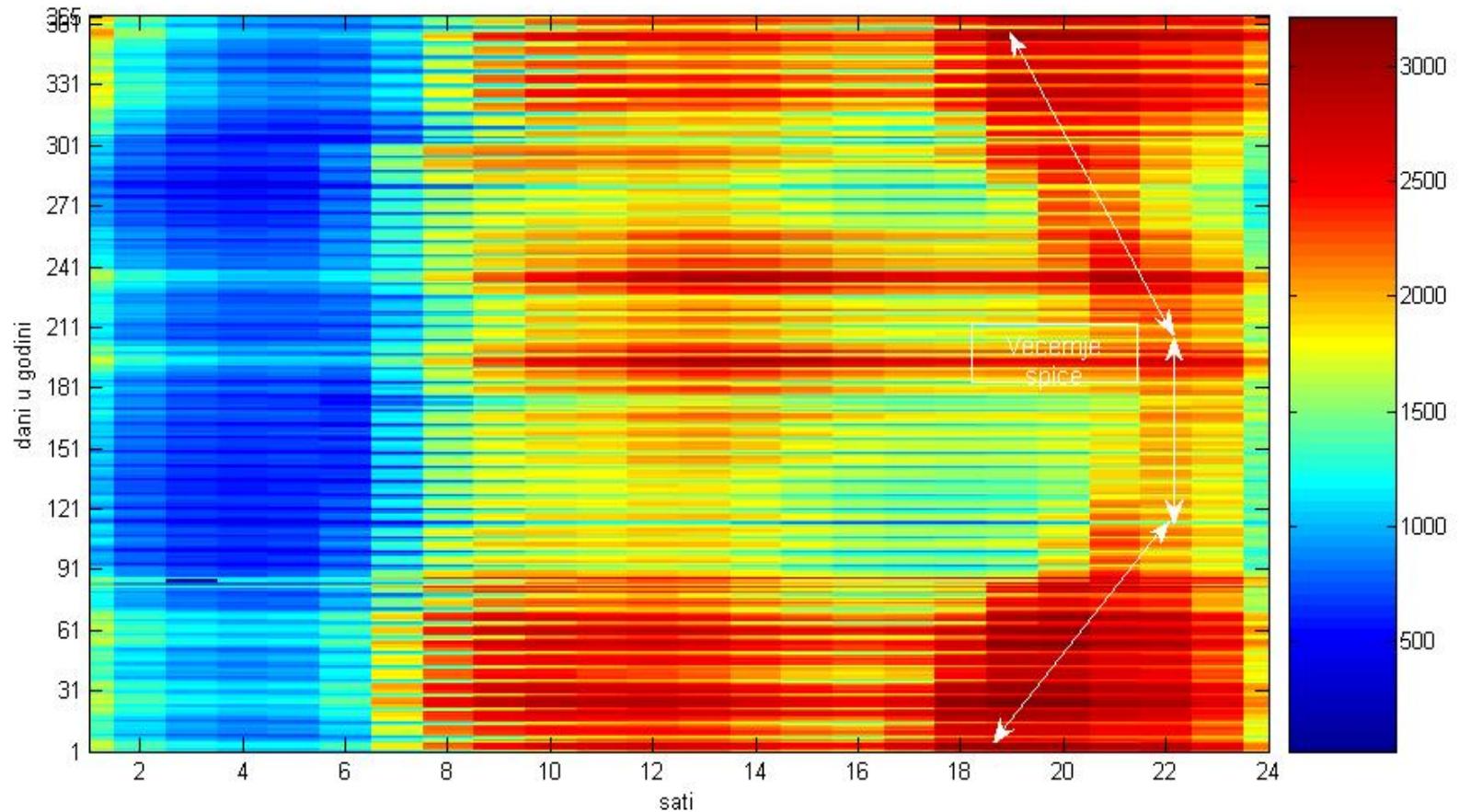


Dijagram opterećenja EES-a RH-2011. g.



zima/ $-1^{\circ}\text{C} = +30 \text{ MW}$ -grijanje
 ljeto/ $+1^{\circ}\text{C} = +25 \text{ MW}$ - hlađenje

Dijagram opterećenja EES-a RH-2011. g.



Mjesečne krivulje trajanja opterećenja

Osnovna prognoza potrošnje energije u i -tom mjesecu (tjednu) j -te godine

$$W_p^{i,j} = W_{p0}^{i,j} + S_p^{i,j} + H_p^{i,j} + \varepsilon^{i,j}$$

Korekcija osnovne prognoze potrošnje energije uslijed sezonskih utjecaja

$$W_{p0}^{i,j} \quad S_p^{i,j}$$

Korekcija osnovne prognoze potrošnje energije zbog utjecaja praznika i neradnih dana

$$H_p^{i,j}$$

Rezidualna greška prognoze potrošnje

$$\varepsilon^{i,j}$$

Temeljne veličine

Prognoza k -tog satnog opterećenja u d -tom danu

$$P_p^{k,d} = P_{p0}^{k,d} + V_p^{k,d} + D_p^{k,d} + \varepsilon^{k,d}$$

Osnovno opterećenje u satu $k = 1, 2, \dots, 24$, dana $d = 1, 2, \dots, 7$

$$P_{p0}^{k,d}$$

Korekcija uslijed promjenjivih meteoroloških uvjeta, zbog promjena temperature (θ), vlažnosti zraka (h), naoblake, magle i učinaka rashlađivanja uslijed vetra (c)

$$V_p^{k,d}$$

Korekcija uslijed učinaka dana u tjednu ($d = 1$ označava ponедeljak, $d = 2$ utorak, itd.) $D_p^{k,d}$

Rezidualna greška prognoze $\varepsilon^{k,d}$



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Predviđanje potrošnje

Prof.dr.sc. Igor Kuzle
dr.sc. Hrvoje Pandžić

Predviđanje potrošnje

- Postoji više metoda za predviđanje potrošnje, prema vremenskom razdoblju planiranja predmetne metode se mogu podijeliti na:
 - kratkoročne (do 5 godina)
 - srednjoročne (od 5 do 15 godina)
 - dugoročne (15 do 20 godina)

Metode za predviđanje potrošnje

- prema načinu analize podataka iz prošlosti
 - neanalitičke
 - računala se koriste samo za pohranu podataka i prikaz intuitivno stvorenih predviđanja
 - analitičke
 - matematičko modeliranje zakonitosti promjene opterećenja; primjena računala za dobivanje varijantnih rješenja

Metode za predviđanje potrošnje

- Prema funkcijskoj zavisnosti opterećenja o nekom faktoru, a mogu se podijeliti na:
 - **nezavisne metode**
polaze od ostvarenog opterećenja u prošlosti, a potrošnja u budućnosti razmatra se samo kao funkcija vremena (npr. različite metode trenda)
 - **zavisne metode**
potrošnja u budućnosti određuju u ovisnosti (kao funkcija) jednog (ili više njih) faktora koji je karakterističan za predviđeno područje. Od zavisnih metoda najpoznatije su:
 - predviđanje potrošnje na temelju BDP-a (ekonometrijska metoda)
 - simulacijske metode (vremenske prilike, događaje, ostali energenti i sl.)

Nezavisne metode - metode trenda

Metode trenda spadaju u dugoročne globalne prognoze potrošnje električne energije (ostvarenje na temelju prošlosti)

- linearni zakon porasta (pravac)
- logaritamski pravac
- logaritamska parabola
- eksponencijalni zakon porasta
- polinomni zakon porasta
- logaritamski polinomni zakon porasta
- logistički zakon porasta
- Gompertzov zakon porasta
- kvadratna funkcija

Linearni zakon porasta

- Linearna funkcija je najjednostavnija metoda predviđanja porasta potrošnje električne energije, a vrlo često daje dovoljno točne rezultate. Stoga se najčešće koristi za prognoziranje porasta opterećenja, posebno za kratkoročna predviđanja.
- U slučaju linearne funkcije trenda postoji određeni absolutni godišnji porast koji se dodaje relativnom opterećenju u trenutku $t = 0$.
- Relativno godišnje opterećenje dobiva se kao :

$$w_i(t) = at + b$$

Linearna funkcija

$$w_i(t) = at + b$$

$$S^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (w_i - at_i - b)^2; \dots \frac{d}{da}; \dots \frac{d}{db} \rightarrow 0$$

$$a \cdot \sum_{i=1}^N t_i^2 + b \sum_{i=1}^N t_i - \sum_{i=1}^N w_i t_i = 0$$

.....

$$a \cdot \sum_{i=1}^N t_i + b \cdot N - \sum_{i=1}^N w_i = 0$$

$$\begin{aligned} a \cdot A + b \cdot B - C &= 0 \\ a \cdot B + b \cdot N - D &= 0 \end{aligned}$$

$$a = \frac{1}{A} (C - b \cdot B) \quad \quad b = \frac{AD - BC}{NA - B^2}$$

Logaritamski pravac

- Predviđanje po logaritamskom pravcu zasniva se na pretpostavci da će se razvoj u budućnosti nastaviti istim tempom koji je bio ostvaren u prošlosti.
- Jednadžba pravca glasi:

$$\log w_i(t) = at + b$$

- Koeficijenti a i b određuju se preko minimuma zbroja kvadrata razlika između potrošnje prema logaritamskom pravcu i ostvarene potrošnje u prošlosti (t_p su godine iz prošlosti).

$$F(a, b) = \sum_{t_p} \left[a + bt - \log w(t_p) \right]^2 \longrightarrow \min$$

Logaritamska parabola

- Logaritamska parabola ima sljedeći oblik:

$$\ln w(t) = at^2 + bt + c$$

odnosno:

$$w = e^{at^2 + bt + c}$$

$$\left. \begin{array}{l}
 a \sum_{i=1}^N t_i^4 + b \sum_{i=1}^N t_i^3 + c \sum_{i=1}^N t_i^2 - \sum_{i=1}^N t_i^2 \ln w_i = 0 \\
 a \sum_{i=1}^N t_i^3 + b \sum_{i=1}^N t_i^2 + c \sum_{i=1}^N t_i - \sum_{i=1}^N t_i \ln w_i = 0 \\
 a \sum_{i=1}^N t_i^2 + b \sum_{i=1}^N t_i + c \cdot N - \sum_{i=1}^N \ln w_i = 0
 \end{array} \right\}$$

Eksponencijalni zakon porasta

- Najstarija metoda.
- Karakteristično za ovu funkciju je konstantni prirast. Na osnovi prošlosti pokazuje se da se svakih **10 godina** potrošnja **udvostručuje**.
- Uobičajeni oblik:

$$w_i(t) = b(1+a)^t = w_0 \left(1 + \frac{P}{100}\right)^t$$

$$\frac{dw_i(t)}{dt} = a \cdot w_i(t) \quad w_i(t) = w_0 \cdot e^{at} = e^{(at+b)}$$

Eksponencijalni zakon porasta

$$\left. \begin{array}{l} a \sum_{i=1}^N t_i^2 + b \sum_{i=1}^N t_i - \sum t_i \ln w_i = 0 \\ a \sum_{i=1}^N t_i + b \cdot N - \sum \ln w_i = 0 \end{array} \right\}$$

Polinomni zakon porasta

Kvadratna funkcija pruža dobre rezultate za područja s ekspanzivnim rastom potrošnje električne energije te za područja u kojima se taj rast smanjuje, odnosno dolazi do zasićenja. Općeniti oblik glasi:

$$w_i(t) = b + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_n t^n$$

Najviše se upotrebljava kvadratna funkcija koja u biti ne sadrži prirodu razvoja potrošnje energije

$$w_i(t) = at^2 + bt + c$$

Logaritamski polinomni zakon porasta

Općeniti oblik glasi:

$$w_i(t) = b + a_1 \log(t) + a_2 \log^2(t) + \dots + a_n \log^n(t)$$

Najčešće se koristi logaritamska parabola

$$\ln w_i(t) = at^2 + bt + c \quad w_i(t) = e^{at^2+bt+c}$$

Ako se potrošnja mijenja po log. paraboli, godišnji porast potrošnje nije konstantan i može se odrediti pomoću omjera u dvije sukcesivne godine. Ova metoda je pogodna za specifična kratka razdoblja predviđanja potrošnje, ali u slučaju dugoročnih predviđanja često rezultira potpuno pogrešnim krivuljama.

Logistički zakon porasta

Često se koristi za prognozu kWh/st. Metoda je pogodna za predviđanje opterećenja kada se očekuje porast broja stanovnika.

$$\frac{dw_i(t)}{dt} = a \cdot w_i(t) \cdot \left(1 - \frac{w_i(t)}{w_Z}\right)$$

$$w_i(t) = \frac{w_z}{1 + e^{(b-at)}}$$

w_Z - zasićenje
 a - konstanta

Logistički zakon porasta

$$a \sum_{i=1}^N t_i^2 - b \sum_{i=1}^N t_i + \sum_{i=1}^N t_i \ln\left(\frac{W_Z}{W_i} - 1\right) = 0$$

$$a \sum_{i=1}^N t_i - b \cdot N + \sum_{i=1}^N \ln\left(\frac{W_Z}{W_i} - 1\right) = 0$$

a , b i W_Z se određuju iterativno:

1. Pretpostavi se W_{Z1} te odrede a i b (indeks 1 znači prvu aproksimaciju)

$$S_1^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(W_i - \frac{W_{Z1}}{1 + e^{b_1 - a_1 t_i}} \right)^2$$

2. Određuje se $W_{Z2} > W_{Z1}$ te a_2 , b_2 te $S_2^2 < S_1^2$

W_Z pleše oko točne vrijednosti dok se ne postigne: $\frac{W_{Zn+1} - W_{Zn-1}}{W_{Zn-1}} \leq \delta$

Gompertzov zakon porasta

- Općenito Gompertzova funkcija ima oblik slova „S“
- Navedena krivulja ima 3 faze:
 - faza polaganog rasta potrošnje,
 - faza brzog rasta i
 - faza zasićenja.

Općeniti oblik glasi:

$$w_i(t) = w_z e^{-ba^t}$$

Gompertzov zakon porasta

a , b i W_Z se određuju na osnovi zbroja kvadrata:

$$S^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left[\ln\left(\frac{W_Z}{w_i} - 1\right) + at_i - b \right]^2$$

$$\ln \frac{w}{W_Z} = -b \cdot a^t$$

$$\ln\left(\ln \frac{W_Z}{w}\right) = \ln b + t \ln a$$

$$S^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left[\ln\left(\ln \frac{W_Z}{w_i}\right) - \ln b - t_i \ln a \right]^2$$

Ovo se rješava na sličan način kao kod logističke funkcije.

Kvadratna funkcija

$$w_i(t) = at^2 + bt + c$$

$$a \sum_{i=1}^N t_i^4 + b \sum_{i=1}^N t_i^3 + c \sum_{i=1}^N t_i^2 - \sum_{i=1}^N W_i t_i^2 = 0 \quad a \cdot A + b \cdot B + c \cdot C - D = 0$$

$$a \sum_{i=1}^N t_i^3 + b \sum_{i=1}^N t_i^2 + c \sum_{i=1}^N t_i - \sum_{i=1}^N W_i t_i = 0 \quad a \cdot B + b \cdot C + c \cdot E - F = 0$$

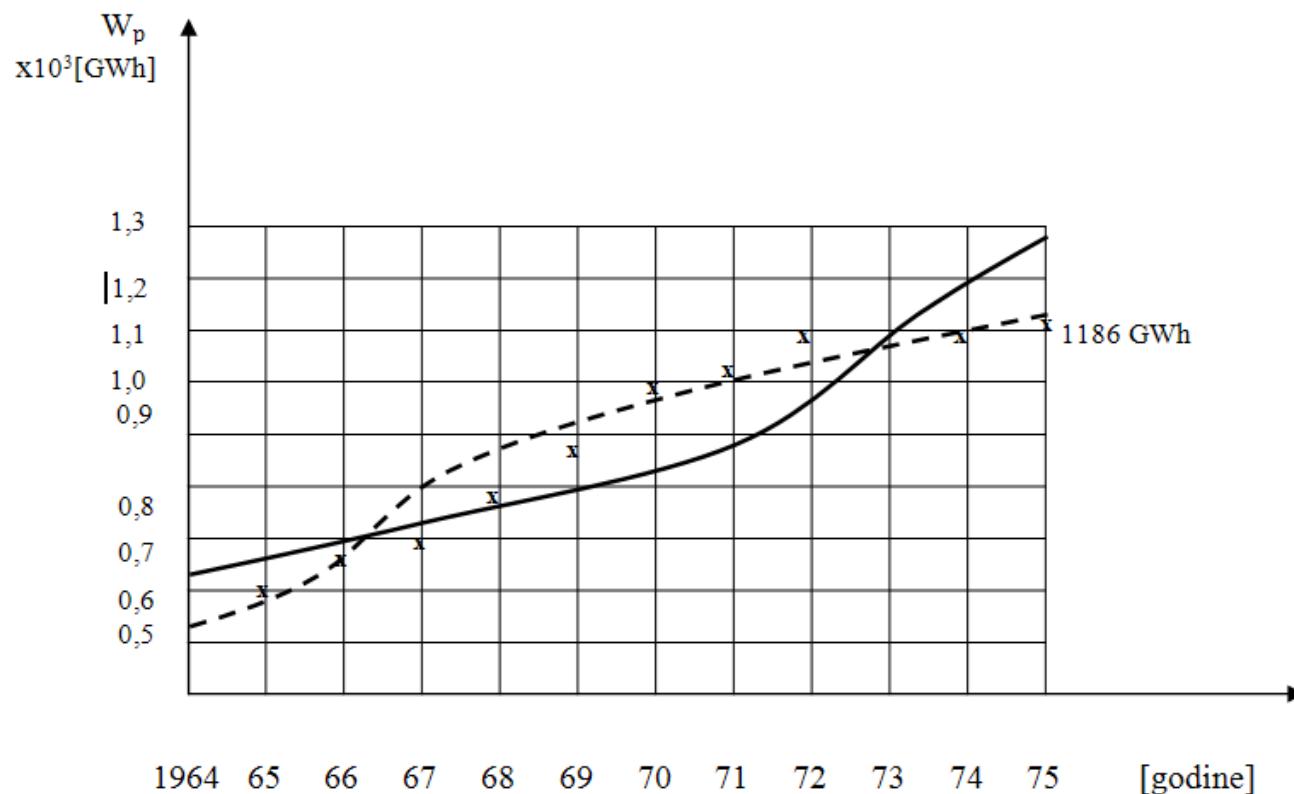
$$a \sum_{i=1}^N t_i^2 + b \sum_{i=1}^N t_i + c \cdot N - \sum_{i=1}^N W_i = 0 \quad a \cdot c + b \cdot E + c \cdot N - G = 0$$

$$D_2 = \begin{vmatrix} A & D & C \\ B & C & E \\ C & E & N \end{vmatrix} \quad D_a = \begin{vmatrix} D & B & C \\ F & C & E \\ G & E & N \end{vmatrix} \quad D_b = \begin{vmatrix} A & D & C \\ B & F & E \\ C & G & N \end{vmatrix} \quad D_c = \begin{vmatrix} A & B & D \\ B & C & F \\ C & E & G \end{vmatrix}$$

$$a = \frac{D_a}{D_2} \quad b = \frac{D_b}{D_2} \quad c = \frac{D_c}{D_2}$$

Primjer

- Rast potrošnje električne energije na području grada Zagreba u razdoblju 1965-1975. g. (x označava ostvarenu potrošnju)

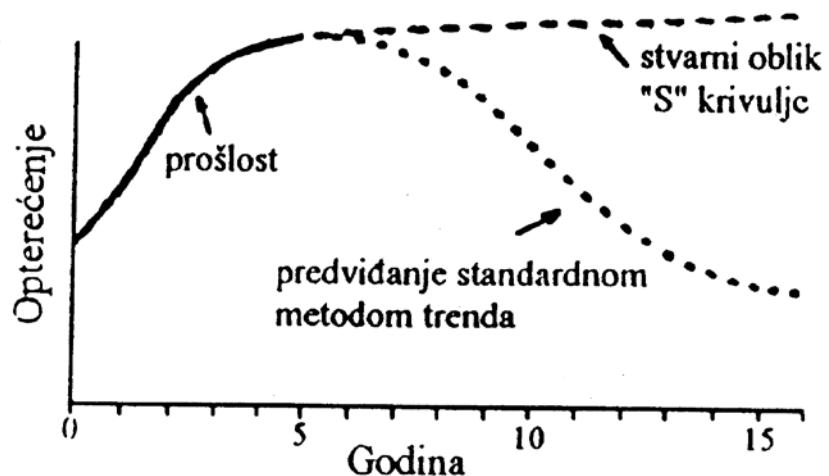
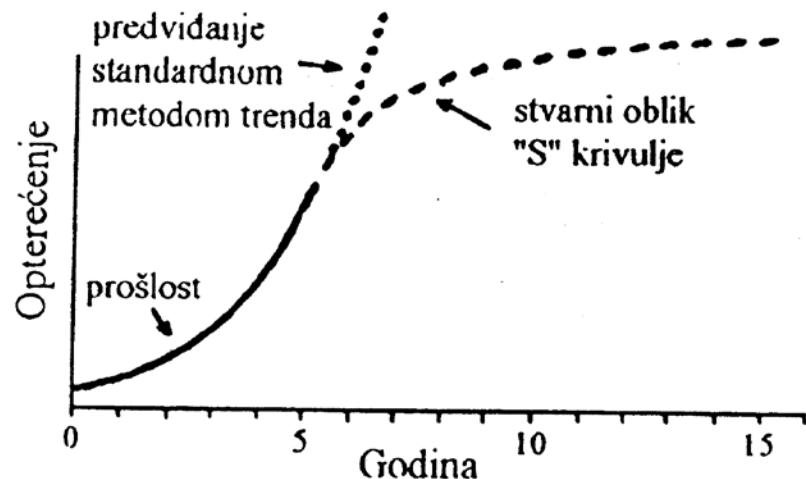
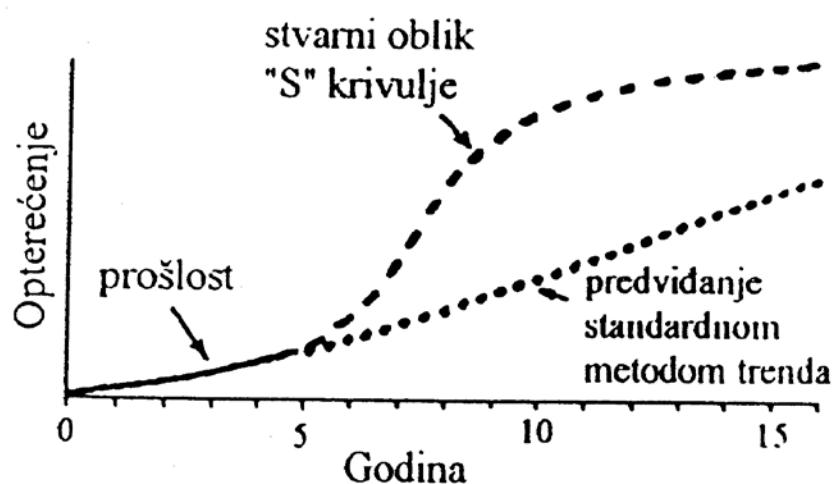


Primjer

- Analiza rezultata:

Funkcija	$W_p (\text{GWh})$		r
	1985	2000	
Eksponencijalna	2585,8	7391,2	0,973
Gompertz	1480,1	1600,8	0,993
Logistička	1407,7	1442,6	0,994
Parabola	1481,1	1322,7	0,992
Logarit. parabola	1180,0	245,1	0,994

Problemi prilikom predviđanja opterećenja



Određivanje konstanti iz pojedinih modula

- Podaci o potrošnji el. energije u prošlosti u nekom EES-u gotovo se nikada ne podudaraju s nekom matematičkom funkcijom.
- Pri analizi potrošnje energije pretpostavi se, da se ista odvijala prema nekom od mogućih matematičkih zakona. Za određivanje konstanti obično se koristi metoda minimuma zbroja kvadrata.
- Za ocjenu se koristi indeks korelacije:

$$r = \sqrt{1 - \frac{\sum_{i=1}^N (W_i - w_i)^2}{\sum_{i=1}^N (W_i - \bar{W})^2}}$$

W_i – stvarna potrošnja u godini

w_i – potrošnja prema modelu u godini

\bar{W} – srednja potrošnja u vremenu

$$\bar{W} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N W_i$$

Indeks korelacije je uvijek manji od 1, a što mu je vrijednost veća to znači bolju korelaciju između stvarnih i modelom dobivenih vrijednosti.

Konstante matematičkih funkcija

- određuju se na osnovi najmanjeg zbroja kvadrata razlike predviđene i stvarne vrijednosti:

$$S^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (W_i - w_i)^2$$

Zavisne metode - Ekonometrijska metoda

$$w_i(t) = a \cdot D(t) + b$$

gdje su a i b konstante, a D nacionalni dohodak [\$/st.]

Linearna veza najčešće odgovara analizi kraćih nizova podataka jer tada interval varijacija varijabli zbog svoje ograničenosti ne dopušta znatnije odstupanje od linearnosti.

Ukoliko se u obzir uzima više podataka (dulji niz godina), u pravilu je bolje koristiti nelinearni model:

$$w_i(t) = a \cdot D^2(t) + b \cdot D(t) + c$$

$$w_i(t) = a \cdot D^d(t) + b \cdot D(t) + c$$



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Općenito o planiranju pomoćnih usluga

Prof.dr.sc. Igor Kuzle
dr.sc. Hrvoje Pandžić

Definiranje pojma

- **Ancillary services** are services necessary to support the transmission of electric power from seller to purchaser given the obligations of control areas and transmitting utilities within those control areas to maintain reliable operations of the interconnected transmission system
(FERC Order 888, 1996)
- **Ancillary services** are Interconnected Operations Services identified as necessary to effect a transfer of electricity between purchasing and selling entities (**transmission**) and which a provider of **transmission** services must include in an open access transmission tariff.
(UCTE Operation Handbook)
- Europska praksa (UCTE) uglavnom prepoznaje sljedeće pomoćne usluge:
 - Regulaciju frekvencije i djelatne snage
 - Regulaciju napona i jalove snage
 - Uspostavu ponovnog napajanja

FERC - Podjela pomoćnih usluga

Tko osigurava uslugu	Proizvodnja	Distribucija	Operator sustava	Prijenos
Vrsta pomoćne usluge sustava	Automatic Load Shedding Service	Demand side management	Administrative Service	Transmission maintenance
	Energy imbalance	Local reactive support	Curtailment Management	Transmission reserve
	Frequency regulation	Power quality services	Dynamic scheduling	
	Load following	System reactive support	Dynamic voltage support	
	Non-spinning reserve		Generation dispatch	
	Operating Reserve - Supplemental		Generation scheduling	
	Reactive Supply and Voltage Control		Metering Services	
	Real power loss compensation		Static scheduling	
	Restoration Service		Transmission dispatch	
	Spinning reserve			
	Time error correction			

Ukupno 26 usluga

FERC - Pomoćne usluge koje mora osigurati OPS

- regulacija napona i jalove snage
- usluga vođenja sustava



Usluge koje operator sustava
mora osigurati kupcima

- regulacija frekvencije
- usluge energija uravnoteženja
- rotirajuća rezerva
- rezerva - dodatna



Usluge koje operator sustava mora
moći pružiti kupcima, ali ih si kupac
može i sam osigurati kroz ugovore
ili sam si ih pružiti

- ▶ FERC prepoznaje i - **Black start** kao uslugu sustava, no ona mora biti uključena u mjesecnu tarifu za prijenos na troškovnom principu; znači ne iskazuje se izdvojeno
- ▶ Procjenjuje se da su godišnji troškovi pomoćnih usluga u SAD-u na razini 12 milijardi \$, odnosno da iznose 10% ukupnih troškova energije, stoga FERC predlaže da operatori sustava organiziraju tržište za neke od usluga:
 - ▶ (1) Regulacija, (2) rotirajuća rezerva, (3) rezerva - dodatna

NERC - Podjela pomoćnih usluga

► **Usluge nužne za normalni pogon**

- Vođenje sustava
- Regulacija napona
- Regulacija djelatne snage
- Praćenje promjena opterećenja i energija uravnoteženja

► **Usluge potrebne za sprječavanje raspada EES-a**

- Rotirajuća pričuva
- Dodatna pričuva
- Usluge stabilnosti sustava
- Primarna regulacija napona

► **Usluge potrebne za obnovu sustava nakon raspada**

- Pokretanje iz beznaponskog stanja

Definiranje pojma

Mrežna pravila EES-a, NN 36/2006

- **Pomoćne usluge.** Dobavljive pojedinačne usluge, koje daje korisnik mreže (npr. proizvođač) ili ODS na zahtjev OPS-a i za čiju dobavu (tehničko rješenje, pogonski troškovi) OPS računa s primjerom naknadom troškova.

Te usluge koristi operator prijenosne mreže za ostvarenje usluga sustava.

Nisu nabrojane ni definirane.

Vjetroelektrane s asinkronim pogonom su osobit tip proizvodnih jedinica na koje se u pravilu ne primjenjuju odredbe ovim mrežnih pravila u pogledu pružanja pomoćnih usluga. Ostale vrste elektrana (npr. solarne)?

- **Usluge (elektroenergetskog) sustava** služe opskrbi kupaca kvalitetnom električnom energijom. Dijele se na:
 - održavanje frekvencije (opisana je primarna i sekundarna regulacija)
 - održavanje napona
 - ponovna uspostava opskrbe
 - vođenje elektroenergetskog sustava,

a kupcima ih osiguravaju operator sustava i subjekt za distribuciju, ako je kupac priključen na distribucijsku mrežu.

Definiranje pojma

Tarifni sustav za prijenos električne energije, bez visine tarifnih stavki, NN 143/2006

- **Usluge sustava** su nepridjeljive usluge namijenjene svim korisnicima prijenosne odnosno distribucijske mreže, a osigurava ih operator prijenosnog sustava, a obuhvaćaju:
 - vođenje elektroenergetskog sustava,
 - održavanje frekvencije,
 - održavanje napona i
 - ponovnu uspostavu napajanja.

Radi ostvarenja usluga sustava operator prijenosnog sustava dobavlja pomoćne usluge od korisnika mreže koji te usluge mogu ili žele pružiti, prema posebnim ugovorima s tim korisnicima, a to su:

- sekundarna i tercijarna regulacija,
- proizvodnja jalove energije,
- spremnost za otočni rad elektrane,
- spremnost za rad elektrane na vlastitu potrošnju,
- spremnost elektrane za crni start.

Definiranje pojma

Stranica HEP-OPS d.o.o., <http://www.hep.hr/ops/usluge/default.aspx>

- Nema definicije ni usluga sustava ni pomoćnih usluga sustava iako su pojedinačne usluge nabrojane i objašnjene:

Usluge sustava

- **Vođenje sustava** usluga je HEP-OPS-a kojom se planira, analizira te nadzire i upravlja hrvatski EES. Usluga vođenja sustava se kao nepridjeljiva usluga naplaćuje kroz naknadu za korištenje prijenosne mreže.
- **Održavanje kvalitete električne energije.**

Kvaliteta električne energije iskazuje se iznosom napona i frekvencije te valnim oblikom električne energije. HEP-OPS koristi sva raspoloživa sredstva i metode da parametre kvalitete električne energije održi u propisanim granicama. Ova usluga sustava se kao nepridjeljiva usluga naplaćuje kroz naknadu za pomoćne usluge.

Definiranje pojma

- **Održavanje ravnoteže sustava u stvarnom vremenu.**

Usluga održavanja ravnoteže sustava potrebna je radi otklanjanja odstupanja ostvarenih od planiranih iznosa električne energije iz ugovornih rasporeda tržišnih sudionika. Za otklanjanje neravnoteže u sustavu HEP-OPS mora osigurati energiju uravnoteženja. Energija uravnoteženja osigurava se povećanjem ili smanjenjem proizvodnje ili potrošnje u sustavu. Tržišni sudionici koji su prouzročili neravnotežu plaćaju energiju uravnoteženja. Prikupljenim sredstvima plaća se nabava energije za uravnoteženje. Obračun energije uravnoteženja provodi se prema Pravilima o električnoj energiji uravnoteženja (u izradi).

Definiranje pojma

Usluge sustava - nastavak

- **Otklanjanje zagušenja u mreži**

Zagušenja u mreži nastaju kad se opterećenja jedinica mreže približe njihovoj nazivnoj snazi. Radi očuvanja sigurnosti sustava, HEP-OPS u takvim okolnostima mora primijeniti posebne mjere smanjenja opterećenja jedinica mreže: promjenom proizvodnje elektrana, promjenom stanja regulacijskih transformatora i uklopnog stanja mreže ili izmjenom ugovornih rasporeda tržišnih sudionika.

Ova usluga se kao nepridjeljiva usluga naplaćuje kroz naknadu za korištenje prijenosne mreže.

- **Ponovna uspostava sustava nakon poremećaja**

Uslugu ponovne uspostave sustava nakon poremećaja HEP-OPS pruža kada dođe do poremećaja kvalitete električne energije, ispada jedinica mreže i djelomičnog i potpunog raspada sustava. HEP-OPS primjenjuje posebne postupke pripremljene za slučajeve poremećaja.

Ova usluga se kao nepridjeljiva usluga naplaćuje kroz naknadu za korištenje mreže.

Definiranje pojma

Pomoćne usluge

Pomoćne usluge plaćaju svi korisnici mreže, a naplaćuju se kao nepridjeljiva usluga kroz naknadu za pomoćne usluge.

- **Održavanje frekvencije**

Pomoćna usluga održavanja frekvencije u sustavu provodi se primarnom, sekundarnom i tercijarnom regulacijom proizvodnih jedinica. Primarna regulacija služi isključivo za regulaciju frekvencije, dok se sekundarna i tercijarna regulacija koriste za regulaciju frekvencije i snage razmjene.

- **Proizvodna rezerva**

Proizvodna rezerva služi za nadomeštanje proizvodnih kapaciteta koji nisu u mogućnosti proizvoditi električnu energiju prema ugovornom rasporedu, kao i zbog obustave planiranog izvoza ili uvoza. **Pogreške planiranja potrošnje?**

Proizvodna rezerva prema brzini djelovanja može biti brza ili spora, a prema smjeru promjene može biti rezerva za smanjenje ili povećanje proizvodnje.

Definiranje pojma

Pomoćne usluge – nastavak

- **Upravljanje naponom i proizvodnjom jalove energije (snage?)**

Svrha ove pomoćne usluge je održati napone u propisanim granicama i što više smanjiti tokove jalove energije u mreži.

Održavanje napona i tokova jalove energije u mreži obavlja se regulacijom prijenosnih odnosa transformatora, kompenzacijskim uređajima i proizvodnjom jalove energije u elektranama.

- **Samostalno pokretanje elektrana**

Ova pomoćna usluga predstavlja sposobnost proizvodnog postrojenja da samostalno pokrene agregate bez vanjskog napajanja električnom energijom. Ovu pomoćnu uslugu HEP-OPS plaća elektranama koje imaju sposobnost za samostalno pokretanje.

- **Otočni rad** je pomoćna usluga kojom se osigurava uspostava otočnog rada pojedinih dijelova EES-a u slučaju poremećaja ili provođenje većih poslova održavanja i rekonstrukcija. Svrha te pomoćne usluge je što više smanjiti vrijeme prekida opskrbe kupaca električnom energijom u izvanrednim okolnostima. **Otočni rad elektrane?**

Definiranje pojma

Pomoćne usluge - nastavak

- **Podfrekvencijska zaštita**

Svrha ove pomoćne usluge je spriječiti smanjenje frekvencije i raspada sustava u slučaju manjka snage u sustavu. U slučaju pada frekvencije automatskim djelovanjem podfrekvencijskih releja u prijenosnoj mreži isključuje se potrošnja električne energije do iznosa dovoljnog za vraćanje frekvencija u propisane granice.

- **Spremnost za rad elektrane na vlastitu potrošnju?**
- **Gubitci prijenosa i distribucije električne energije?**

Slovenija	BiH	Srbija	Crna Gora	Makedonija	Hrvatska
regulacija frekvencije i djelatne snage	primarna regulacija frekvencije	primarna regulacija	regulacija sistemske frekvencije	primarna rezerva - rezerva za primarnu regulaciju	održavanje frekvencije (primarna i sekundarna regulacija)
	sekundarna regulacija frekvencije	sekundarna regulacija		sekundarna rezerva - rezerva za sekundarnu regulaciju	
	tercijarna regulacija frekvencije	tercijarna regulacija		tercijarna rezerva - rezerva za tercijarnu regulaciju	vođenje elektroenergetskog sustava
regulacija napona	regulacija napona i jalove snage	regulacija napona	kontrola reaktivne snage i naponskih prilika	regulacija napona	održavanje napona
pokretanje agregata iz beznaponskog stanja	mogućnost pokretanja elektrana bez vanjskog napajanja	učešće u ponovnom uspostavljanju elektroenergetskog sustava nakon raspada: beznaponsko pokretanje generatora i otočni rad generatora	ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada EES-a	crni start	ponovna uspostava opskrbe
pokrivanje tehničkih gubiraka prijenosne mreže		pokrivanje tehničkih gubitaka u prijenosnoj mreži			
rasterećenje sustava	prekomjerno preuzeta jalova energija				
pokrivanje odstupanja snaga razmijene od ugovorenih vrijednosti					

Podjela pomoćnih usluga

Mrežna pravila EES-a, NN 36/2006

- Usluge sustava su **pridjeljive** i **nepridjeljive**. Usluge sustava su pridjeljive ako je prepoznatljiv pružatelj određene pomoćne usluge ili korisnik usluge sustava u poznatom opsegu, pa se na toj osnovi mogu pridijeliti naknade ili troškovi. Za nepridjeljive usluge sustava naknade nisu djeljive, a troškove snose svi korisnici mreže.

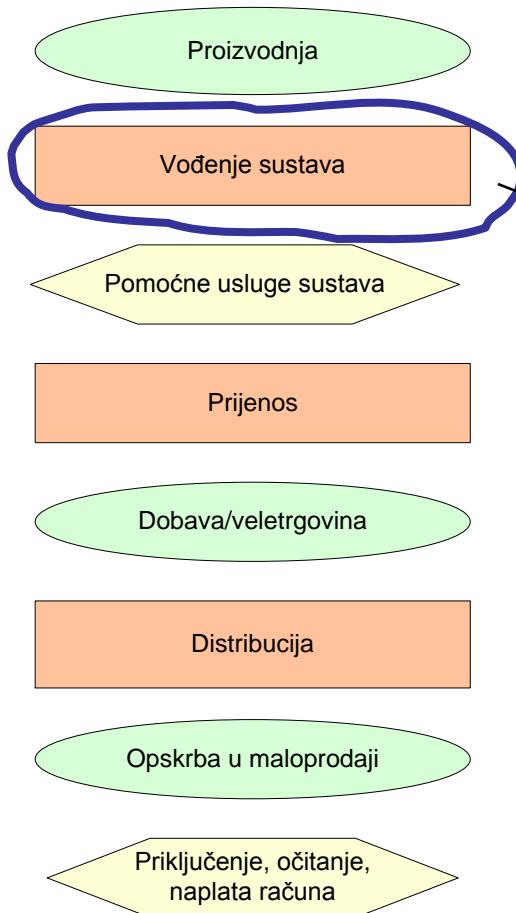
Općenito u literaturi se razlikuju:

- **Mandatorne** (obvezatne)
- **Komercijalne** (nude se na tržištu)
- U prijašnjem okruženju pomoćne usluge osiguravane su kao nekomercijalne.

Postoji i podjela na:

- **Lokalne** (praćenje opterećenja, pokrivanje gubitaka, regulacija napona, proizvodnja jalove snage)
- **Sistemske** (regulacija frekvencije, rotirajuća rezerva, rezerva - dodatna, spremnost elektrane za crni start)

Pomoćne usluge u kontekstu reforme EES-a



Legenda:



Regulirane djelatnosti



Tržišne djelatnosti



Djelatnosti koje potencijalno mogu postati tržišne

Trošak pomoćnih usluga moguće je utvrditi na:

► Regulirani način

- Uključiti trošak pomoćnih usluga zajedno sa ostalim troškovima prijenosa u tarifu za prijenos
- Izdvojiti trošak pomoćnih usluga i nabavljati ih putem ugovora ili ponuda

► Tržišnim načelima

- Izdvojiti trošak pomoćnih usluga i utvrditi im cijenu na tržišnim načelima kroz ponudu i potražnju na tržištu dan unaprijed ili/i tržištu u stvarnom vremenu

Alokacija troška pomoćnih usluga

Pomoćna usluga	Udio u ukupnom trošku (%)		
	Instalirani kapacitet (dugoročni trošak)	Rezerviran kapacitet (dnevni trošak)	Korištenje kapaciteta (u realnom vremenu)
Primarna regulacija	95%	5%	0%
Sekundarna regulacija	5%	75%	20%
Tercijarna regulacija	-	10%	90%
Regulacija napona	65%	5%	30%
Uspostava ponovnog napajanja	90%	10%	0%

Cijene pomoćnih usluga sustava - tržišne

Cijene na tržištu države New York

Pomoćna usluga	Prosječna cijena (siječanj-lipanj 2002) (\$/MWh)
Regulacija frekvencije	0,02
Regulacija napona	0,34
Vođenje sustava	1,95
Energija uravnoteženja	Tržišna cijena
Pogonska rezerva	0,23
10-minutna rotirajuća rezerva	Istok: 2,17; Zapad: 1,98
10-minutna ne rotirajuća rezerva	Istok: 1,56; Zapad: 1,35
30-minutna rezerva	1,15
Black start	0,01

Cijene pomoćnih usluga sustava - regulirane

Slovenija

Omrežnina za sistemske storitve:

odjemna skupina		tarifne postavke	
napetostni nivo	vrsta odjema	obračunska moć (EUR/kW/mesec)	prenesena delovna energija (EUR/kWh)
VN, SN, NN		0,17890	
NN	javna razsvetljava		0,00127

Omrežnina za posebno sistemsko storitev:

odjemna skupina	tarifna postavka
napetostni nivo	prekomerno prevzeta jalova energija (EUR/kvarh)
VN	0,00626
SN, NN	0,00835

Hrvatska

(prijedlog, nije još usvojen)

Za sve kategorije kupaca:

1,5 Ip/kWh

Trošak bi bio uključen u tarifu za prijenos i ne bi se cijena pomoćnih usluga pojedinačno iskazivala

BiH

- Primarna regulacija frekvencije (bez naknade)
- Sekundarna regulacija frekvencije: 5,41 c€/kW
(utvrđeno je koje elektrane i s kojom snagom sudjeluju u sekundarnoj regulaciji-plan)
- Tercijarna regulacija frekvencije: 3,07 c€/kW
(utvrđeno je koje elektrane i s kojom snagom sudjeluju u tercijarnoj regulaciji - plan)

Ukupna tarifa za sekundarnu i tercijarnu regulaciju:

2:1

0,11 c€/kWh

- Regulacija napona i jalove snage (bez naknade)
- Mogućnost pokretanja elektrana bez vanjskog napajanja (bez naknade)
- Prekomjerno preuzeta jalova energija:
0,49 c€/Kvarh

Zaključak

- Uskladiti terminologiju s obzirom na europska i svjetska iskustva.
- Potrebno je inovirati mrežna pravila.
- Nakon njihovog donošenja je uskladiti ostalu zakonsku regulativu.
- Utvrditi s tehničkog stajališta, koje jedinice mogu pružati pomoćne usluge sustava.
- Utvrditi iznos naknade za pružanje pomoćnih usluga.
- Utvrditi iznos troška svake pojedinačne usluge.
- Ocijeniti koje usluge je moguće nabavljati na tržištu.
- Ustrojiti tržište pomoćnim uslugama sustava.



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Energija uravnoteženja i pomoćne usluge sustava

Prof.dr.sc. Igor Kuzle
dr.sc. Hrvoje Pandžić

Temeljni pojmovi

- **Subjekt odgovoran za odstupanje** (SOZO) je proizvođač, opskrbljivač i trgovac.
- **Obračunsko razdoblje** uravnoteženja je vrijeme za koje se obavlja obračun energije uravnoteženja i iznosi jedan sat.
- **Nadomjesni dijagram opterećenja** predstavlja skup pretpostavljenih prosječnih satnih vrijednosti opterećenja.
- **Ostvarenje** je ostvarena isporuka električne energije SOZO-a u obračunskom razdoblju uravnoteženja.
 - Za **proizvođača** ostvarenje se izračunava kao zbroj ostvarene proizvodnje električne energije proizvodnih objekata na obračunskim mjernim mjestima.

Temeljni pojmovi

- Za **opskrbljivača** ostvarenje se izračunava kao zbroj ostvarene isporuke električne energije na svim obračunskim mjernim mjestima koja pripadaju kupcima tog opskrbljivača, ukoliko imaju mjerila za pohranjivanje podataka o energiji u vremenskom razdoblju ili temeljem nadomjesnih dijagrama opterećenja, ukoliko nemaju takva mjerila.
- Za **trgovca** ostvarenje je provedba ugovornog rasporeda.
- **Odstupanje SOZO-a** je razlika između ostvarenja i iznosa u ugovornom rasporedu. Izračunava se po obračunskim razdobljima uravnoteženja za svaki SOZO.

Energija uravnoteženja

- Pri realizaciji bilateralnih ugovora o opskrbi i o kupoprodaji električne energije dolazi do odstupanja između ostvarenih vrijednosti i vrijednosti iz ugovornih rasporeda. Kako se pogon elektroenergetskog sustava temelji na ravnoteži potrošnje i proizvodnje u svakom trenutku, javlja se potreba za uravnoteženjem sustava.
- Održavanje ravnoteže elektroenergetskog sustava u stvarnom vremenu zadaća je HEP-Operatora prijenosnog sustava.
- Za pokriće odstupanja od vrijednosti iz ugovornog rasporeda u svakom satu HEP-OPS tržišnim sudionicima prodaje, odnosno od tržišnih sudionika kupuje **energiju uravnoteženja**.

Održavanje ravnoteže uključuje

- osiguranje rezervi snage i energije za potrebe uravnoteženja i regulacije
- izdavanje naloga za angažiranje rezervi snage i energije
- proračun i dodjelu prekograničnih kapaciteta (ukoliko postoji prekogranični mehanizam uravnoteženja sustava)
- provjeru tehničkih mogućnosti pružatelja usluga uravnoteženja
- osiguranje zahtjeva UCTE-a vezanih uz primarnu i sekundarnu regulaciju (ukoliko je sustav dio UCTE sustava)
- mjerjenje ili procjenu (nadomjesni dijagram) snage i energije za potrebe obračuna.

Energija uravnoteženja u pravilu je tercijarna regulacija frekvencije i djelatne snage iako uravnoteženje sustava, u širem smislu, obuhvaća i primarnu i sekundarnu regulaciju.

Troškovi nabave energije uravnoteženja

- OPS treba održavati ravnotežu u sustavu po načelu minimalnih troškova, pa mu je cilj smanjiti troškove nabave energije potrebne za uravnoteženje.
- Troškovi nabave energije uravnoteženja mogu se smanjiti uz istovremeno optimiziranje pogona sustava, na dva načina:
 - Smanjenjem potrebne količine energije uravnoteženja.
 - Nabavom jeftinije energije uravnoteženja.
- Ove dvije činjenice temelj su razvoja **mehanizama uravnoteženja** EES-a u tržišnim uvjetima koji ima dvije kategorije ekonomskog vrednovanja energije uravnoteženja:
 - Naplata energije odstupanja za svaki subjekt odgovoran za odstupanje u svrhu poticanja preciznijeg planiranja proizvodnje/potrošnje pojedinih subjekata.
 - Nabava energije uravnoteženja od pružatelja usluge uravnoteženja u svrhu kompenzacije odstupanja.

Tri kategorije sudionika

- operator prijenosnog sustava (OPS)
 - subjekt odgovoran za odstupanje (SOZO)
 - pružatelj usluge uravnoteženja (PUU)
- Regulatorno tijelo i operator tržišta električne energije također imaju svoju ulogu u okviru mehanizma za uravnoteženje.
 - Energetske regulatorne agencije najčešće propisuju i **Metodologije za pružanje usluge uravnoteženja električne energije u elektroenergetskom sustavu.**
 - Uloga operatora tržišta ovisi o strukturi pojedinog nacionalnog elektroenergetskog sektora odnosno odabiru i primjeni mehanizma uravnoteženja.
 - U nekim zemljama za sve aktivnosti vezane uz uravnoteženje sustava zadužen je OPS, dok u nekim zemljama i operator tržišta ima određenu ulogu u mehanizmu uravnoteženju.

Naplata odstupanja

- **Subjekat odgovoran za odstupanje (SOZO)** odgovoran je za ukupno odstupanje od prijavljenih rasporeda proizvodnje i/ili potrošnje električne energije na svim obračunskim mjernim mjestima koja su pod njegovim nadzorom u svakom obračunskom razdoblju uravnoteženja.
- SOZO može biti samo jedan subjekt ili grupa različitih subjekata sa jednim, zajedničkim predstavnikom.
- Ukoliko se odstupanje pojavi SOZO plaća lokalnom/nacionalnom OPS za svaki MWh odstupanja od prijavljenih rasporeda proizvodnje/potrošnje za svako obračunsko razdoblje uravnoteženja prema cijeni energije odstupanja.

Cijena energije odstupanja

- Cijena energije odstupanja treba pokriti troškove OPS nastalih kao posljedica poduzimanja mjera za uravnoteženje sustava i potaknuti SOZO da se pridržava rasporeda proizvodnje/potrošnje.
- Slijedi da jedinična cijena energije odstupanja mora biti viša od cijene energije koju SOZO nabavlja na tržištu da bi se izbjegle namjerne krive procjene i spriječilo ostvarivanje finansijske koristi od strane SOZO-a na štetu stabilnosti i sigurnosti rada sustava.
- Osnovni smisao i definicija subjekta odgovornog za odstupanje je isti u svim sustavima – poticati samouravnoteženje subjekata u sustavu kroz sustav finansijskih poticaja te na taj način smanjiti potrebe za nabavom energije uravnoteženja.
- Za povlaštene proizvođače vrijede posebna pravila.

Načini nabave energije uravnoteženja

- **Energija uravnoteženja ne naplaćuje se** kao posebna kategorija energije (troškovi uravnoteženja sadržani su u reguliranoj cijeni električne energije).
 - netržišni princip primjenjiv u vertikalno integriranim sustavima s tarifnim kupcima
 - najjednostavniji je za primjenu.
- **Energija uravnoteženja se nabavlja od pružatelja usluge** uravnoteženja (jednog ili više njih) po administrativno određenoj cijeni. Ovakav mehanizam nabave predstavlja prijelazni korak prema nabavi energije uravnoteženja na otvorenom tržištu.
- **Energija uravnoteženja se nabavlja na tržištu** (nacionalnom ili internacionalnom) od pružatelja usluge koji nudi energiju po najpovoljnijoj cijeni uz uvjet da aktivacija te ponude ne narušava sigurnost rada sustava. Na tržištu je potrebno osigurati da se svi sudionici pridržavaju tržišnih pravila.

Pružatelj usluge uravnoteženja

- PUU je subjekt u elektroenergetskom sustavu koji je po nalogu OPS-a spremam uz finansijsku naknadu u određenom intervalu promijeniti svoju potrošnju ili proizvodnju u svrhu uravnoteženja sustava.
 - Zbog svojih tehničkih karakteristika, najčešće HE, ali mogu biti i TE, NE ili veliki industrijski potrošači.
 - Propisuju se neki minimum snage (energije) koju PUU može ponuditi i ostali elementi sudjelovanja u mehanizmu uravnoteženja.
-
- **Trgovanje energijom uravnoteženja pripada u vremensku domenu trgovanja na dan unaprijed (dan prije isporuke) i/ili unutar-dnevnog trgovanja (na dan isporuke).**

Formiranje cijene energije uravnoteženja



- način nabave (administrativno ili tržišno)
- postojanje sustava dviju cijena ovisno o predznaku odstupanja (ista ili različita cijena za uravnoteženje viška odnosno manjka energije)
- plaćanje energije po traženoj cijeni ili graničnoj cijeni (cijeni zadnje prihvaćene ponude) ukoliko se energija nabavlja na tržištu (ovisno o načinu organizacije tržišta).

Plaćanje energije uravnoteženja po:

- cijeni za dostupnost - plaća se dostupnost energije u određenom razdoblju (jedan ili nekoliko sati)
- cijeni energije - plaća se stvarno isporučena energija uravnoteženja.

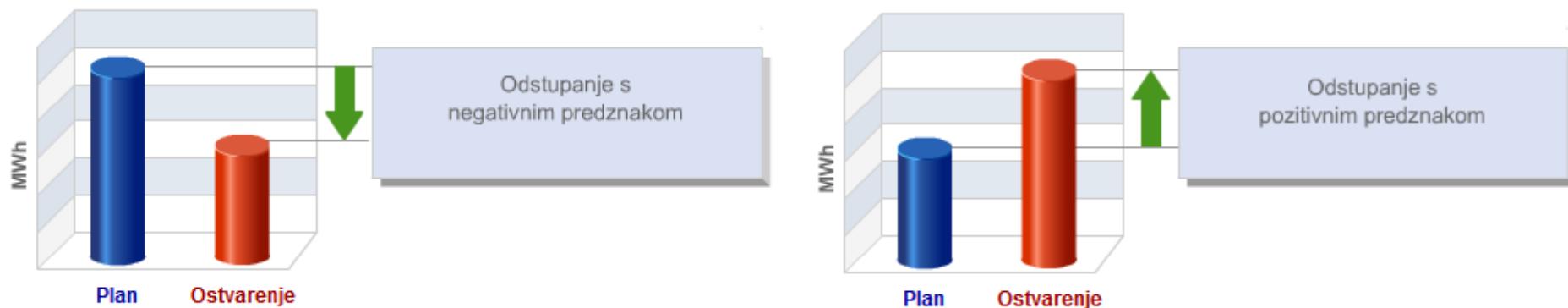
Nabava energije uravnoteženja/naplata odstupanja provodi se u satnim blokovima.

Obračun energije uravnoteženja u RH

- Pravila o uravnoteženju stupila su na snagu 1. siječnja 2007..
- Naplata odstupanja:
 - SOZO može biti trgovac, proizvođač i opskrbljivač. Sve tri navedene kategorije tržišnih sudionika moraju potpisati ugovor o uravnoteženju s HEP-OPS-om ukoliko žele sudjelovati na tržištu električne energije. Ako SOZO ima višak energije koji može predati u sustav, „prodaje“ ga OPS-u po cijeni propisanoj Metodologijom. Metodologiju donosi HERA. Ako SOZO ima potrebu preuzeti više energije iz sustava nego što je to predviđeno planom rada, OPS mu „prodaje“ potrebnu dodatnu energiju. Obračunsko razdoblje uravnoteženja iznosi 1 sat. Rad sustava se također planira na satnoj osnovi.
- Nabava energije:
 - Do kraja tekuće godine jedini PUU je HEP - Proizvodnja, nositelj obvezе javne usluge.

Obračun energije uravnoteženja u RH

- Cijena energije negativnog odstupanja (SOZO preuzima više energije iz sustava od planiranog ili predaje manje od planiranog) vezana je uz cijenu bazne električne energije na burzi European Exchange Market (EEX) te postoji tri dnevna tarifna razdoblja naplate odstupanja (kad je sustav više opterećen, energija je skuplja).
- Cijena energije pozitivnog odstupanja (SOZO preuzima manje energije iz sustava od planiranog ili predaje više od planiranog) jednaka je nuli.



Obračun energije uravnoteženja u RH

- Za obračun električne energije uravnoteženja primjenjuje se faktor korekcije cijene električne energije uravnoteženja **k**.
- **Faktor korekcije cijene** električne energije uravnoteženja **k** jednak je:
 - 0,5 tijekom svakog dana od 00:00 do 06:00 sati,
 - 1,0 tijekom svakog dana od 06:00 do 17:00 sati te od 23:00 do 24:00 sata i
 - 1,2 tijekom svakog dana od 17:00 do 23:00 sata.

Obračun energije uravnoteženja u RH

- Energiju uravnoteženja obračunava **HROTE**, kojemu SOZO u fazi planiranja rada sustava dostavlja svoj ugovorni satni raspored/nadomjesni dijagram opterećenja.
- Stvarne vrijednosti energije koju je SOZO predao u sustav ili preuzeo iz sustava poznate su na temelju mjerjenja izvršenih na obračunskim mjernim mjestima.
- Na kraju svakog obračunskog razdoblja koje traje mjesec dana, operator tržišta obavlja obračun odstupanja.
- **HEP-OPS** prema tom obračunu naplaćuje troškove energije uravnoteženja od subjekata odgovornih za odstupanje.
- Subjekti odgovorni za odstupanje su proizvođač, opskrbljivač i trgovac te je svaki od njih obvezan sklopiti s HEP-OPS-om ugovor o energiji uravnoteženja.
- U RH operator tržišta u suradnji s OPS-om rješava prigovore vezane uz obračun energije uravnoteženja.

Obračun energije uravnoteženja

- Energija uravnoteženja obračunava se **za svaki sat** temeljem odstupanja ostvarene isporuke električne energije od ugovorene (planirane) vrijednosti navedene u ugovornom rasporedu. Jedinica za obračun energije uravnoteženja je 0,001 MWh.
- Operator prijenosnog sustava i Operator distribucijskog sustava dužni su Operatoru tržišta dostavljati podatke o ostvarenju SOZO-a s energetskim iznosima izraženim u MWh/h zaokruženim na tri decimalna mjesta.
- **HROTE obračunava energiju uravnoteženja mjesечно, a temeljem tog obračuna HEP-Operator prijenosnog sustava (HEP-OPS) svakom subjektu odgovornom za odstupanje mjesечно izdaje račun za energiju uravnoteženja.**

Cijene energije uravnoteženja

Za opskrbljivača

Preuzimanje veće količine električne energije od iznosa u ugovornom rasporedu
(Ostvarenje - Plan > 0)

Jedinična cijena energije uravnoteženja prema kojoj opskrbljivač plaća HEP-OPS-u C_p

Preuzimanje manje količine električne energije od iznosa u ugovornom rasporedu
(Ostvarenje - Plan < 0)

Jedinična cijena energije uravnoteženja prema kojoj HEP-OPS plaća opskrbljivaču C_n

Za proizvođača ili trgovca

Isporuka veće količine električne energije od iznosa u ugovornom rasporedu
(Ostvarenje - Plan > 0)

Jedinična cijena energije uravnoteženja prema kojoj HEP-OPS plaća proizvođaču ili trgovcu C_n

Isporuka manje količine električne energije od iznosa u ugovornom rasporedu
(Ostvarenje - Plan < 0)

Jedinična cijena energije uravnoteženja prema kojoj proizvođač ili trgovac plaća HEP-OPS-u C_p

Za povlaštenog proizvođača s pravom na poticajnu cijenu električne energije

Mjesečni iznos proizvedene električne energije

Jedinična cijena energije uravnoteženja prema kojoj HROTE plaća HEP-OPS-u C_{pov}

HEP-OPS objavljuje na svojim internetskim stranicama referentnu cijenu energije uravnoteženja C_r i njene komponente C_{r1} i C_{r2} te jediničnu cijenu energije uravnoteženja C_{pov} (kn/MWh) za protekli mjesec.

Referentna cijena energije uravnoteženja



Mjesec: siječanj
Godina: 2012.

Br.	Komponenta C_{r1} (kn/MWh) ¹⁾	Komponenta C_{r2} (kn/MWh) ²⁾	Referentna cijena C_r (kn/MWh) ³⁾
1.	301,76	434,20	394,47

Napomene:

- I. U skladu s Metodologijom za pružanje usluga uravnoteženja električne energije u elektroenergetskom sustavu (Narodne novine, broj 37/2011)

1) Komponenta C_{r1} određuje se kao mjesечni prosjek indeksa »Phelix Day Base« za obračunsko razdoblje na Europskoj burzi električne energije EPEX Spot Market, izraženog u kn/MWh, a preračunatog po srednjem tečaju Hrvatske narodne banke koji vrijedi u zadnjem danu obračunskog razdoblja.

2) Komponenta C_{r2} jednaka je važećoj visini tarifne stavke, izraženoj u kn/MWh, za proizvodnju električne energije za radnu energiju po jedinstvenoj dnevnoj tarifi za kupce iz kategorije kućanstva, tarifni model Plavi, prema Tarifnom sustavu za proizvodnju električne energije, s iznimkom za povlaštene kupce, bez visine tarifnih stavki.

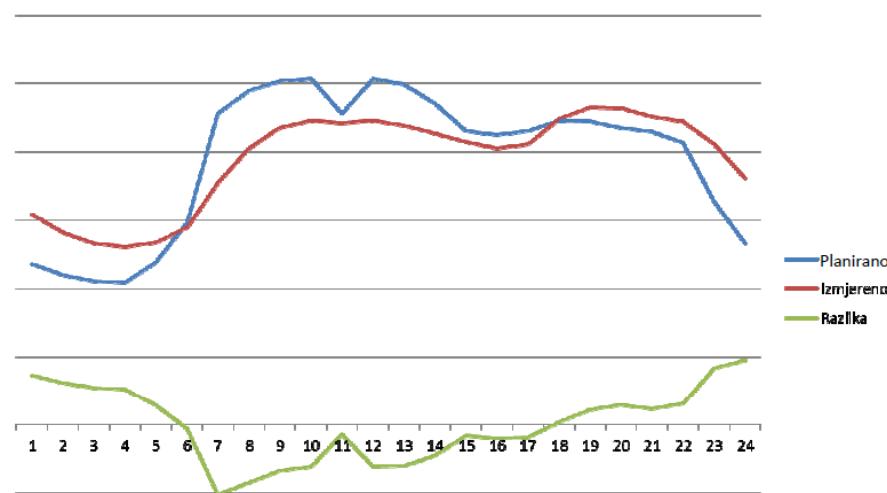
3) Referentna cijena električne energije uravnoteženja » C_r « iskazuje se u kn/MWh i jednaka je: $C_r = 0,3 \cdot C_{r1} + 0,7 \cdot C_{r2}$.

- II. Srednji tečaj Hrvatske narodne banke za 31. siječnja 2012. iznosi: 1 € = 7,5648 kn.

Planiranje potražnje Opskrbljivača

- U slučaju kupaca s mjeranjem snage i pohranom krivulje opterećenja na temelju ugovornog rasporeda, utanačenog ugovorom o opskrbi,
- U slučaju kupaca bez mjerenja snage i pohrane krivulje opterećenja na temelju nadomjesnih krivulja opterećenja i njegove procjene potrošnje o tijeku i razini odstupanja.

Primjer izračuna ostvarenja opskrbljivača



Usporedba mehanizama uravnoteženja

	Francuska	Njemačka	Nordel
Veličina sustava (godišnja proizvodnja u TWh)	oko 550	oko 530	oko 400
Energija uravnoteženja (% godišnje proizvodnje)	oko 1 - 2	oko 1	oko 1
Obračunsko razdoblje uravnoteženja	30 min	15 min	1 h
Broj SOZO-a	122	-	oko 240
Nabava energije uravnoteženja	nacionalno tržište	4 lokalna tržišta	regionalno tržište
Broj PUU-a	35	-	oko 30
OPS	RTE, nacionalni OPS	4 lokalna OPS-a (RWE, EnBW, EON, Vattenfall Europe)	nacionalni OPS-ovi

Postoje velike razlike u organizaciji mehanizma uravnoteženja koje su posljedica različitosti strukture sustava (i tehničke i ekonomske).

Regionalni mehanizmi

- Prednost nabave električne energije uravnoteženja na prekograničnoj razini jest dostupnost većeg broja različitih izvora energije uravnoteženja (sigurnost rada sustava). Također, s većim brojem sudionika na tržištu se povećava vjerovatnost likvidnosti tržišta i nabave energije uravnoteženja po nižoj cijeni (uštede).
- Problemi:
 - ograničene količine raspoloživih prekograničnih prijenosnih kapaciteta
 - neusklađenosti u zakonskoj regulativi

Regionalni mehanizmi - preduvjeti

- funkcioniranje tržišta na dan unaprijed (ili unutar-dnevnog tržišta)
- usklađivanje nacionalnih zakonskih regulativa
- rješavanje problematike prekogranične prijenosne moći (proračun, dodjela, zagušenje)
- definiranje prava, obveza i uloga pojedinih kategorija sudionika mehanizma
- postojanje odgovarajuće informatičke i ostale infrastrukture.

Organizacija međunarodnog mehanizma

- **Model izravnog sudjelovanja** - Dva ili više OPS-a stvaraju kompatibilna tržišta energije uravnoteženja na kojem je svim sudionicima dozvoljeno ponuditi svoju energiju na tržištu po vlastitom izboru.
- **Model OPS - OPS** - Sudionik na tržištu vezan je za vlastiti OPS kojem nudi energiju. OPS-ovi dogovorno raspoređuju energiju uravnoteženja na učinkovit način. Dakle, trgovanje se prema ovom modelu obavlja preko OPS-a kao posrednika.
- **Integrirano tržište** - postoji zajednička rang-lista ponuda i jedinstven način obračuna i naplate. Znatno složeniji mehanizam od prva dva.

Integrirano tržište

Značajka je decentralizirani i kontinuirani način djelovanja:

- **Decentralizirani** znači da svaki OPS neovisno o drugim OPS-ovima kupuje energiju uravnoteženja ponuđenu na zajedničkoj listi. Ukoliko nema ograničenja u smislu zagušenja ili drugih ograničenja, OPS prihvata najpovoljniju ponudu s liste i u razdoblju za koje je ponuđena energija provodi se fizička transakcija energije.
- **Kontinuirano djelovanje** znači da sudionici mogu kontinuirano predavati ponude bez vremenskih ograničenja, ali uz poštivanje vremenskih okvira UCTE-a (ili neke druge interkonekcije) vezanih uz promjene rasporeda prekogranične razmjene energije. Uobičajeno u mehanizmima koji se danas primjenjuju postoje vremena zatvaranja (engl. gate closure) nakon kojih se više ne mogu predavati ponude za energiju uravnoteženja za neko razdoblje.

Obračun troškova energije uravnoteženja

		Stanje u nacionalnom regulacijskom području	
		Sustav suficitan/dug Potrošnja+ Izvoz < Proizvodnja +Uvoz	Sustav deficitaran/kratak Potrošnja+Izvoz > Proizvodnje +Uvoz
Odstupanje VBG	Pozitivan davanje u sustav > od primanja iz sustava	A- HEP OPS plaća VBG	A- HEP OPS plaća VBG
	Cs- Cijena regulacije za smanjenje * β_1 odmaže sustavu-povećava grešku	Co- osnovna cijena na tržištu * α_1 pomaže sustavu-smanjuje grešku	
	Negativan davanje u sustav < od primanja iz sustava	C- VBG plaća HEP OPS	C- VBG plaća HEP OPS
		Co- osnovna cijena na tržištu * α_2 pomaže sustavu-smanjuje grešku	Cs- Cijena regulacije za povećanje * β_2 odmaže sustavu-povećava grešku

Keficijente α i β (koeficijenti «odvraćanja») određuje Regulator u skladu sa prihodima HEP OPS od obračuna uravnoteženja za odstupanja VBG sa troškovima angažiranja regulacije



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Interkonekcije

Prof.dr.sc. Igor Kuzle
dr.sc. Hrvoje Pandžić

Definicija

- Pojam "**interkonekcija**", ili alternativno "**interkonekcijski vod**", odnosi se na spojni vod dva susjedna elektroenergetska sustava
- Često podrazumijeva prijenosni vod koji prelazi preko državnih granica i koji povezuje nacionalne prijenosne sustave država
- Stvaranje učinkovitog tržišta električne energije treba poticati putem intenziviranja trgovine električnom energijom, što uključuje i prekogranične tokove električne energije (jer uvoz-izvoz treba tretirati kao sastavnicu ukupne trgovine električnom energijom)

Razlozi za interkonekcija

- Tijekom zadnjih nekoliko desetljeća ostvaren veliki porast interkonekcija između elektroenergetskih sustava
- Tri su glavna razloga tome:
 - zahtjev za većom pouzdanosti i sigurnosti pogona elektroenergetskog sustava (interkonekcijama se povećava stabilnost sustava),
 - ekonomičniji rad elektroenergetskog sustava,
 - kroz razmjenu električne energije ostvaruje se dobit.
- Kada se između dva ili više područja pojavi razlika u troškovima proizvodnje električne energije, a postoji mogućnost dodatne proizvodnje, operatori sustava koji vode područja povezana spojnim vodovima mogu se dogovoriti o razmjeni energije i dijeliti ostvarene uštede

Uloga OPS-a

- Operatori prijenosnih sustava imaju posebnu ulogu u uspostavi i funkciranju učinkovitog sustava prijenosa električne energije korištenjem interkonekcijskih vodova
- U tom smislu operatori prijenosnih sustava trebaju:
 - propisati pravila o dodjeli i korištenju prekograničnih prijenosnih kapaciteta,
 - uspostaviti mehanizme za koordinaciju i razmjenu informacija u svrhu postizanja pouzdanog i sigurnog rada mreža,
 - uspostaviti razvidne procedure za upravljanje zagušenjem mreža,
 - objaviti opću shemu za izračun ukupnog kapaciteta prijenosa i stopu pouzdanosti prijenosa, temeljeno na električnim i fizičkim karakteristikama prijenosne mreže,

Uloga OPS-a

- objaviti u javno dostupnim dokumentima sigurnosne i operativne podatke, kao i standarde planiranja,
- objaviti sve relevantne podatke koji se odnose na ukupne prekogranične kapacitete prijenosa,
- usvojiti i objaviti procedure za eksplicitne dražbe,
- objaviti nediskriminantne i razvidne standarde, koji opisuju koje će se metode za upravljanje zagušenjem primjenjivati i pri kojim okolnostima,
- organizirati i provoditi dodjelu prekograničnih prijenosnih kapaciteta.

Kapaciteti interkonekcija

- Treba nastojati da se maksimalni kapacitet interkonekcija i/ili prijenosnih mreža, koji utječu na prekogranične tokove, stavi na raspolaganje sudionicima na tržištu uz poštivanje sigurnosnih standarda rada mreže
- Sudionici su dužni obavijestiti nadležne operatore prijenosnih sustava, u primjerenom roku prije početka operativnog razdoblja, o namjeri korištenja alociranih kapaciteta prijenosa
- Operatori prijenosnih sustava neiskorištene alocirane kapacitete trebaju ponovo ponuditi na tržištu, na razvidan i nediskriminirajući način

Kapaciteti interkonekcija

- Operatori prijenosnog sustava nadležni su za angažiranje proizvodnih objekata na svom području i za određivanje korištenja interkonekcija s drugim sustavima
- Pri tome se ne smije dovesti u pitanje opskrba električnom energijom koja se temelji na ugovornim obvezama (uključujući obveze koje proizlaze iz ponudbenih specifikacija)
- Radi osiguranja pravilnog funkcioniranja tržišta električne energije potrebno je odrediti kriterije za angažiranje proizvodnih objekata i korištenje interkonekcija, što treba javno objaviti i primijeniti na nepristran način

Kapaciteti interkonekcija

- Kriterijima treba obuhvatiti:
 - konkurentnost električne energije proizvedene u raspoloživim objektima za proizvodnju,
 - električnu energiju dobivenu prijenosom preko interkonekcija,
 - tehnička ograničenja elektroenergetskog sustava.
- Operatori prijenosnog sustava trebaju prilikom angažiranja objekata za proizvodnju električne energije dati prednost objektima koji koriste obnovljive izvore energije, otpad ili proizvode električnu energiju i toplinu u spojnom procesu (kogeneracija)

Trgovina između sustava

- Potrebno je povećati udio trgovine električnom energijom ostvarene prekograničnom razmjenom da bi se realiziralo potpuno operativno unutarnje tržište električne energije Europske unije.
- Susjedni elektroenergetski sustavi mogu trgovati električnom energijom na dva temeljna načina:
 - mogu uvoziti ili izvoziti električnu energiju ili
 - mogu koristiti jedan sustav za prolaz (tranzit) električne energije iz jednog u drugi elektroenergetski sustav.

Trgovina između sustava

- Pri tome će se aktivnost odvijati na dva temeljna polja: na fizičkom elektroenergetskom sustavu, kroz koji će se provoditi razmjena električne energije i tržišnom odnosno finansijskom polju.
- Jasno je da prethodno spomenuti elektroenergetski sustavi moraju imati spojne točke.
- Troškovi nastali uslijed prekograničnog toka električne energije u prijenosnoj mreži pojedinog operatora prijenosnog sustava orijentiraju se na dugoročne prosječne inkrementalne troškove (engl. Long-run average incremental costs).

Trgovina između sustava

Radi osiguranja učinkovitog pristupa prijenosnim sustavima, sa svrhom prekograničnih transakcija, potrebno je donijeti pravila koja trebaju:

- odraziti stvarne troškove prijenosa električne energije ostvarene korištenjem interkonekcijskih vodova,
- odrediti zadaće nadležnih regulatornih tijela,
- odrediti zadaće i kriterije za učinkovitost djelovanja operatora prijenosnih sustava,
- sadržavati odredbe o utvrđivanju tarifa za prekogranične transfere,
- sadržavati odredbe o alokaciji raspoloživih interkonekcijskih kapaciteta.

Dodjela prekograničnih prijenosnih kapaciteta

- Za realizaciju prijavljenih izvoza i uvoza, ili pak prijavljenih tranzita električne energije, sudionicima se dodjeljuju prijenosni kapaciteti kao pravo korištenja kapaciteta interkonekcijskih vodova.
- Sustav dodjele prijenosnih kapaciteta zasniva se na terminskim dodjelama ili dražbama koje organizira operator prijenosnog sustava.
- Prijenosni kapaciteti mogu biti dodijeljeni kroz postupak terminskih dodjela - godišnjih, polugodišnjih, kvartalnih, ili putem dražbi koje se mogu provoditi za razdoblje od jednog mjeseca, jednog tjedna ili jednog dana.
- Postoji i mogućnost sklapanja bilateralnih ugovora, na kraća razdoblja - do mjesec dana.

Temeljni pojmovi razmjene

- **Prijavljeni izvoz električne energije** - odašiljanje električne energije iz jedne države na temelju ugovora, do razine do koje će se u drugoj državi dogoditi istovremeno odgovarajuće zaprimanje (prijavljeni uvoz) električne energije.
- **Prijavljeni uvoz** - zaprimanje električne energije u nekoj državi koje se javlja istovremeno s odašiljanjem električne energije (prijavljenim izvozom) u drugoj državi.
- **Prijavljeni tranzit** električne energije predstavlja stanje u kojemu se pojavljuje "prijavljeni izvoz" električne energije, s time da nominirani put prijenosa uključuje državu u kojoj se ne događa niti odašiljanje niti istovremeno odgovarajuće zaprimanje električne energije.

Dodjela prekograničnih prijenosnih kapaciteta

- Jednom dodijeljeni prijenosni kapaciteti nisu prenosivi, a to znači da ih treba koristiti upravo onaj sudionik kojem su dodijeljeni.
- Ako nakon provedenih dražbi ostane slobodnih nepodijeljenih prijenosnih kapaciteta OPS može sa zainteresiranim sudionicima sklopiti bilateralne ugovore.

Izravne dražbe

- Sav raspoloživi prijenosni kapacitet mora biti ponuđen sudionicima na tržištu električne energije.
- **Zbirna dražba** - nude se prijenosni kapaciteti na različite rokove i s različitim značajkama.
- Regulatorna tijela trebaju prilikom uspostave procedura dražbi kontrolirati postojanje bilo kakvih ograničenja kapaciteta, što bi moglo koristiti pojedinom sudioniku na dražbi u smislu ostvarivanja dominantne pozicije na tržištu električne energije.

Zagušenja

- Osnovno je prilikom dodjele kapaciteta dati sudionicima na raspolaganje najveću prijenosnu moć (maksimalni kapacitet interkonekcijskog voda i/ili prijenosnih mreža) koja utječe na prekogranični tok električne energije, a usklađena je sa sigurnosnim standardima prijenosnog sustava
- Zagušenje se javlja u slučajevima kada interkonekcijski vod koji povezuje nacionalne prijenosne mreže ne može primiti sve fizikalne tokove snaga nastale kao rezultat međunarodne trgovine između sudionika na tržištu električne energije
- Uzrok tome može biti u nedostatku prijenosne moći (kapaciteta) interkonekcijskog voda i/ili spojenih nacionalnih prijenosnih mreža

Zagušenja

- Operator prijenosnog sustava treba promicati sljedeća načela upravljanja zagušenjem :
 - osigurati neutralnost ostvarenih prihoda operatora prijenosnog sustava,
 - osigurati razvidnost i nepristranost,
 - postići ekonomsku učinkovitost,
 - postići najveće moguće korištenje raspoloživog kapaciteta,
 - postići sigurnost rada sustava (i zato nikad ne odbijati one transakcije koje umanjuju zagušenje),
 - poticati konkurentnost na tržištu električne energije.

ETSO

- Standarde i preporuke za upravljanje zagušenjima, kao i metodologiju za obračun troškova tranzitiranja u okviru unutrašnjeg tržišta električne energije u Europskoj Uniji, u bliskoj prošlosti definirao je ETSO (European transmission System Operators)
- U cilju formiranja regionalnog tržišta električne energije sličnom onom u Europskoj Uniji, sredinom 2002. godine formirana je organizacija SETSO (Southeastern European Transmission System Operators), pod okriljem ETSO, čiji je zadatak primjena ETSO standarda i metodologija u regiji jugoistočne Europe

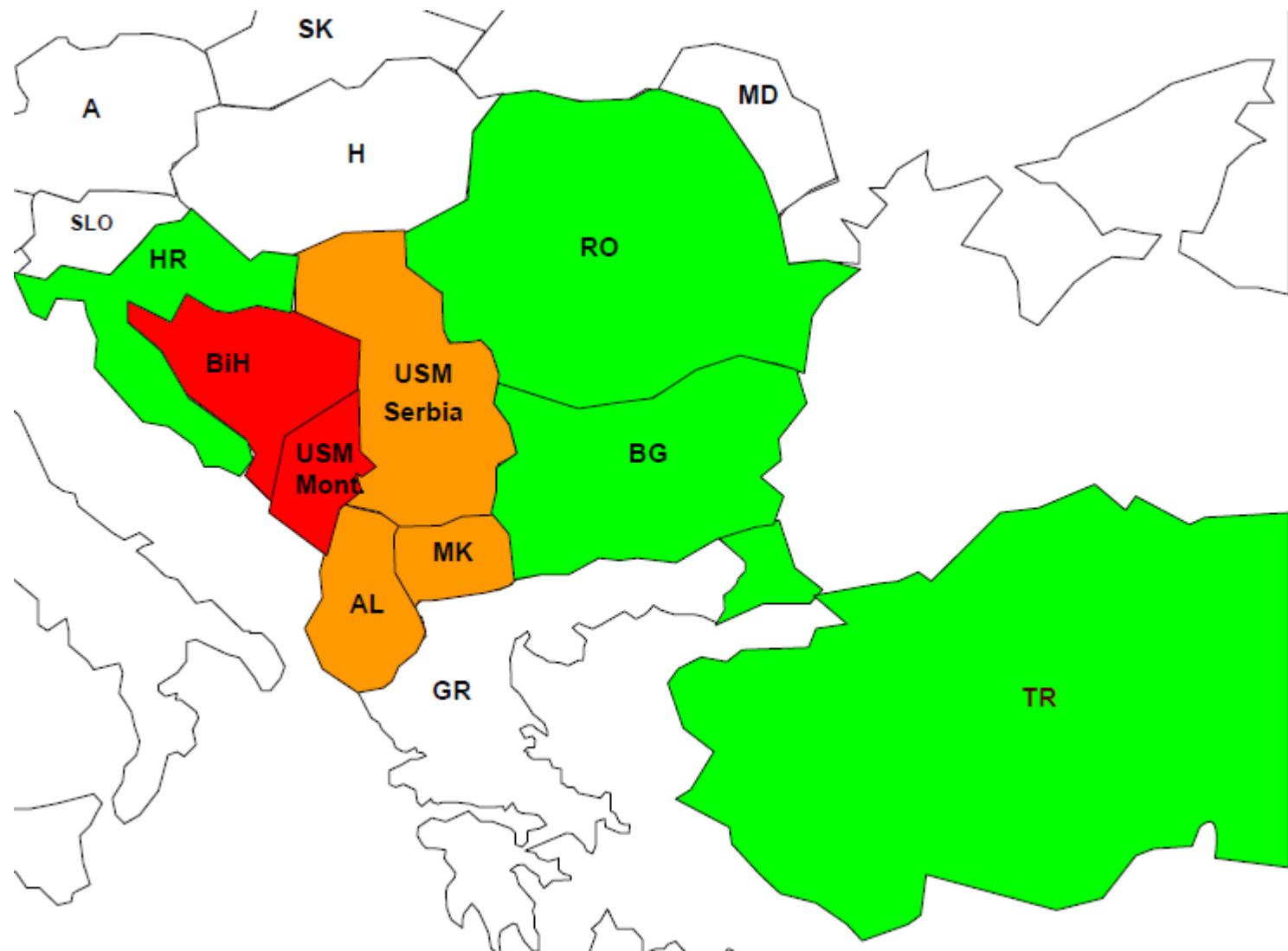
ETSO

www.etso-net.org



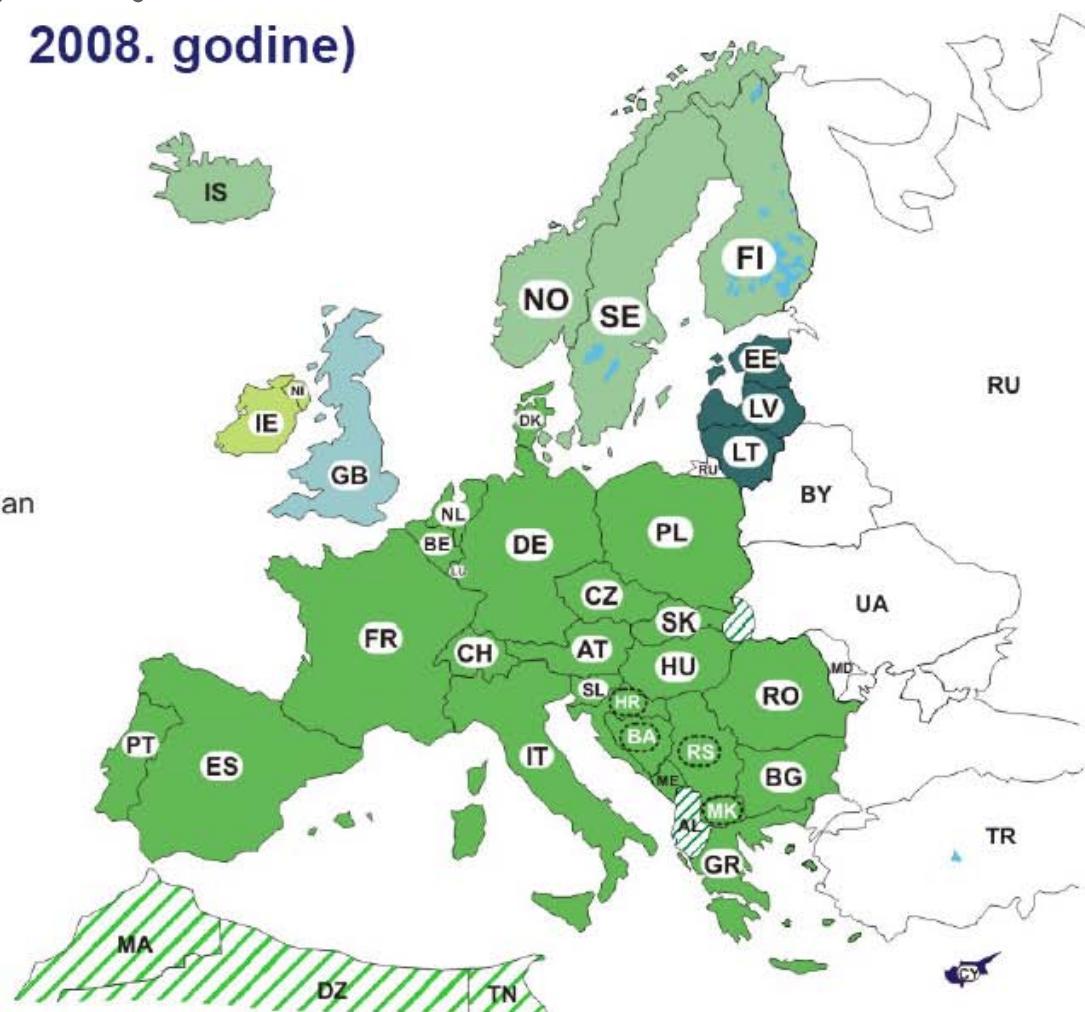
- ETSO Members
- ETSO Associate Members
- SEE-TSOs Cooperating with ETSO

SETSO

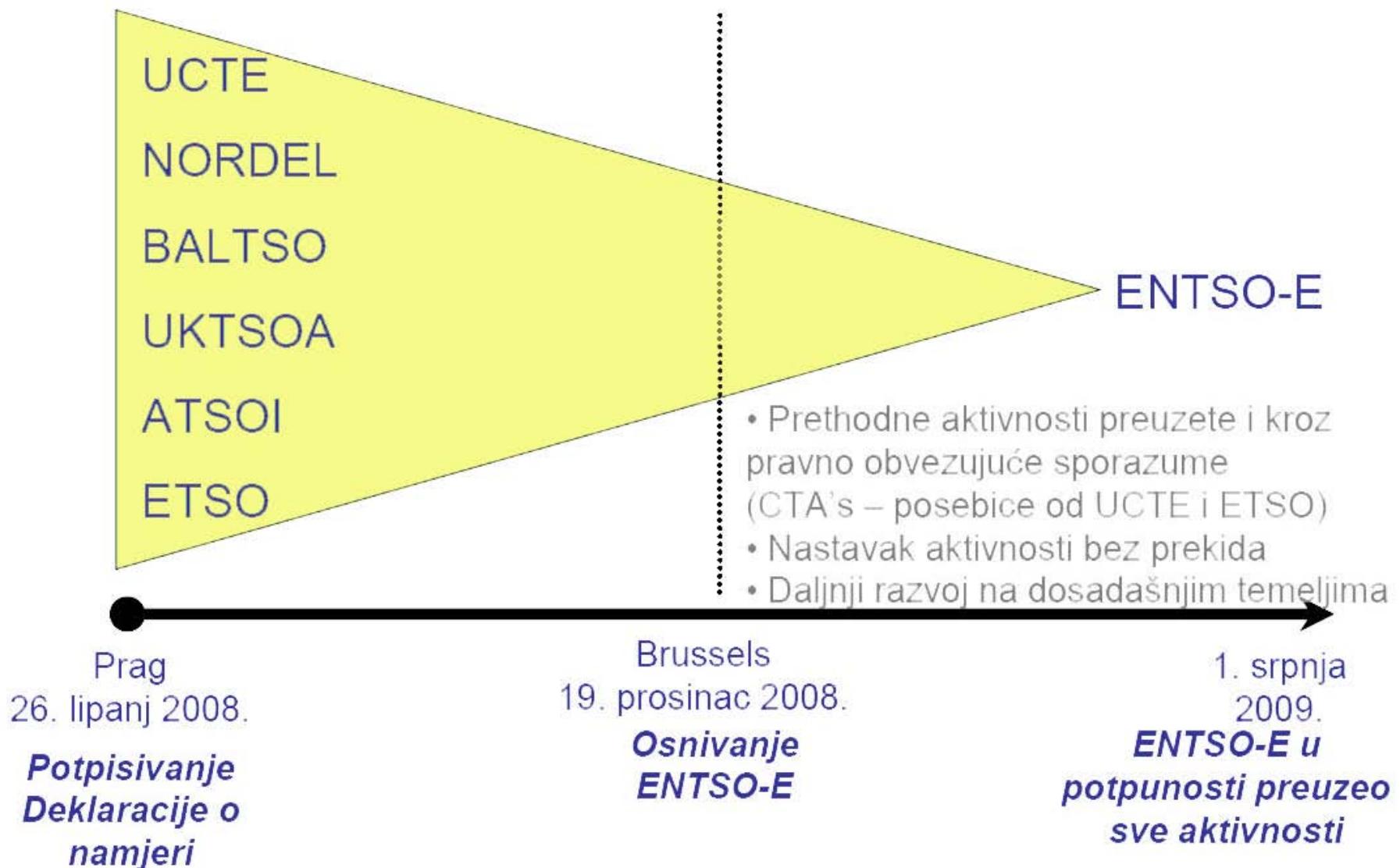


ENTSO-E

- ENTSO-E je europska mreža operatora prijenosnih sustava za električnu energiju (postoji i ENTSO-G)
(ishodište ENTSO-E - 2008. godine)



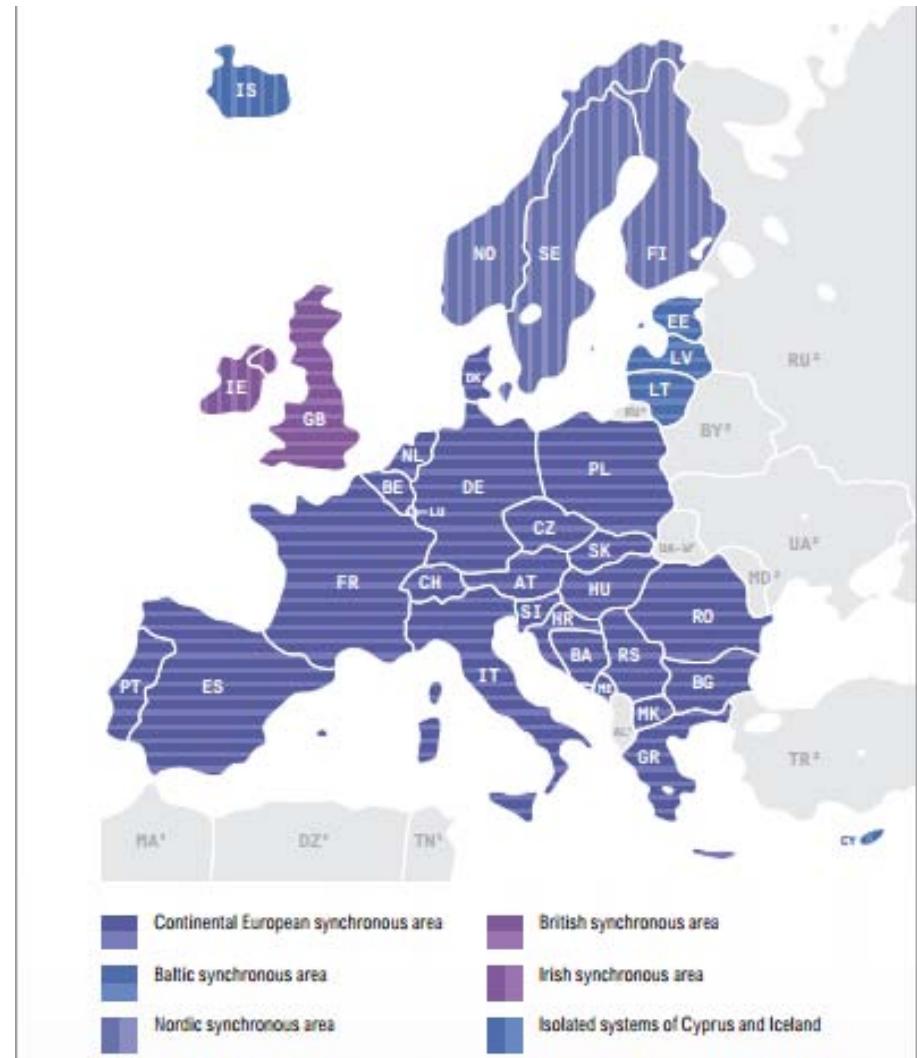
Nastanak ENTSO-E



ENTSO-E osnovni podatci

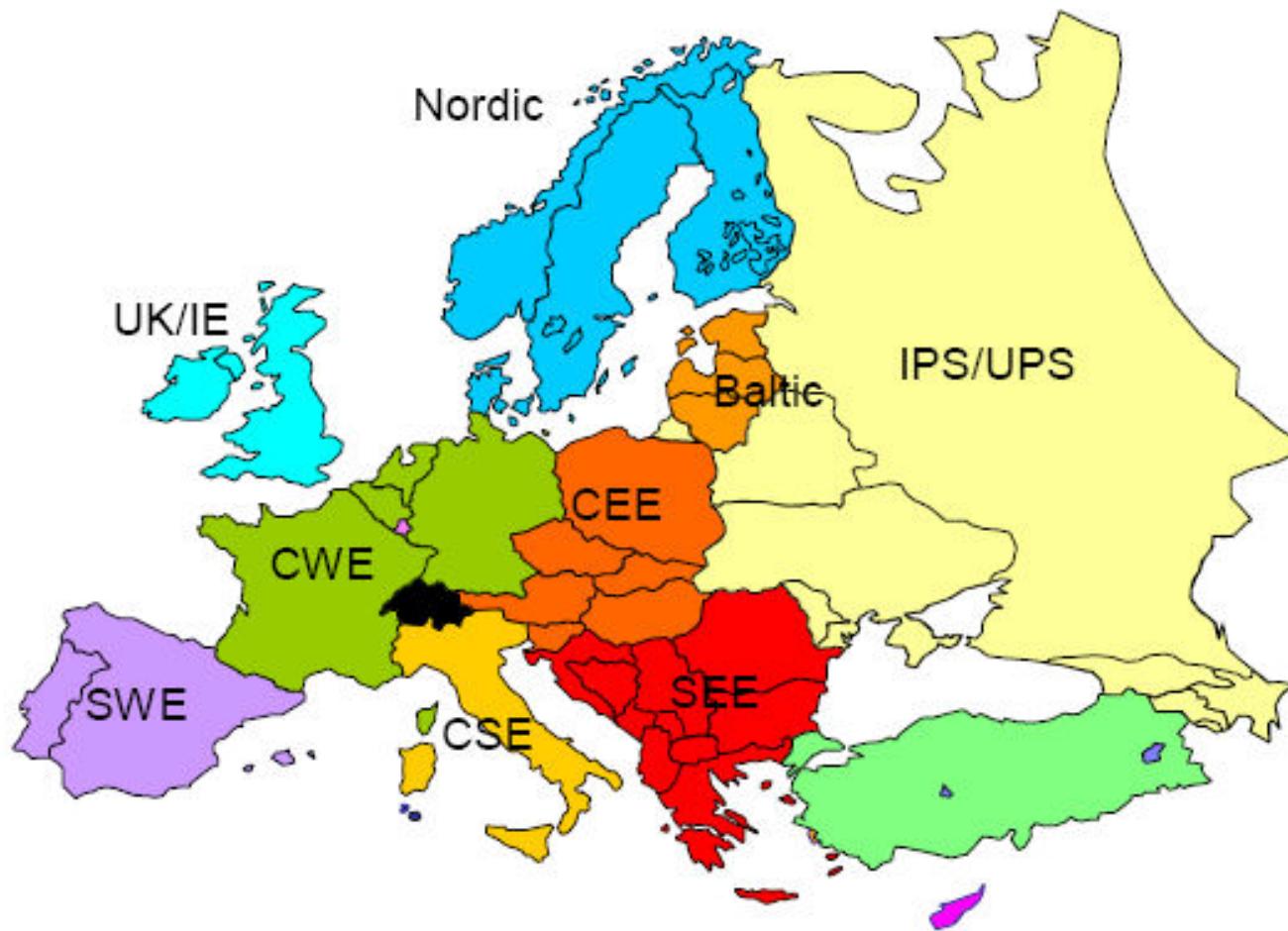
- 41 OPS iz 34 države
- 8 regionalnih tržišta
- 5 sinkronih područja

- 532 milijun potrošača
- 2 milijuna potrošača
- 880 GW instalirane proizvodnje
- 4.2 GW instalirane proizvodnje
- 305000 km prijenosnih vodova
- 7315 km prijenosnih vodova
- 3200 TWh godišnje potrošnje
- 18 TWh godišnje potrošnje
- 380 TWh godišnje prekogranične razmjene
- 18 GWh u 2009. godini



Regionalna tržišta energijom

8 (7+1) europskih zona i IPS/UPS



Upravljanje zagušenjima

- U svom dokumentu ENTSO-E daje prijedlog procesa upravljanja zagušenjima, od alokacije kapaciteta dan unaprijed do konačne realizacije transakcije:
 - Proračun i alokacija prijenosnog kapaciteta
 - Analiza prognoziranih tokova snaga - prognoza zagušenja (Congestion Forecast)
 - Upravljačke radnje u stvarnom vremenu

Proračun i alokacija prijenosnog kapaciteta

- Dan prije realizacije transakcije ujutro, TSO-i računaju prijenosne kapacitete između kontrolnih blokova
- Tamo gdje sudionici tržišta imaju zahtjeve za prijenosom energije koji nadilaze ponuđene kapacitete vrši se njihova alokacija

Analiza prognoziranih tokova snaga - prognoza zagušenja (Congestion Forecast)

- Izvodi se dan prije realizacije transakcije popodne
- U ovo doba, nakon alokacije, proizvodnje i potrošnje se znaju s velikim stupnjem preciznosti
- Formiraju se modeli sustava i izvodi se dodatna analiza sigurnosti
- Na taj se način otkrivaju problemi u radu sustava koji nisu mogli biti otkriveni pri proračunu prijenosnih kapaciteta ni pri njihovoj alokaciji, prije svega zbog nepoznavanja pravog rasporeda proizvodnji i potrošnji u toku prvog koraka
- Ukoliko se otkriju moguća zagušenja moraju se poduzeti dodatne mјere za siguran rad sustava, npr. revizija transakcija.

Upravljačke radnje u stvarnom vremenu

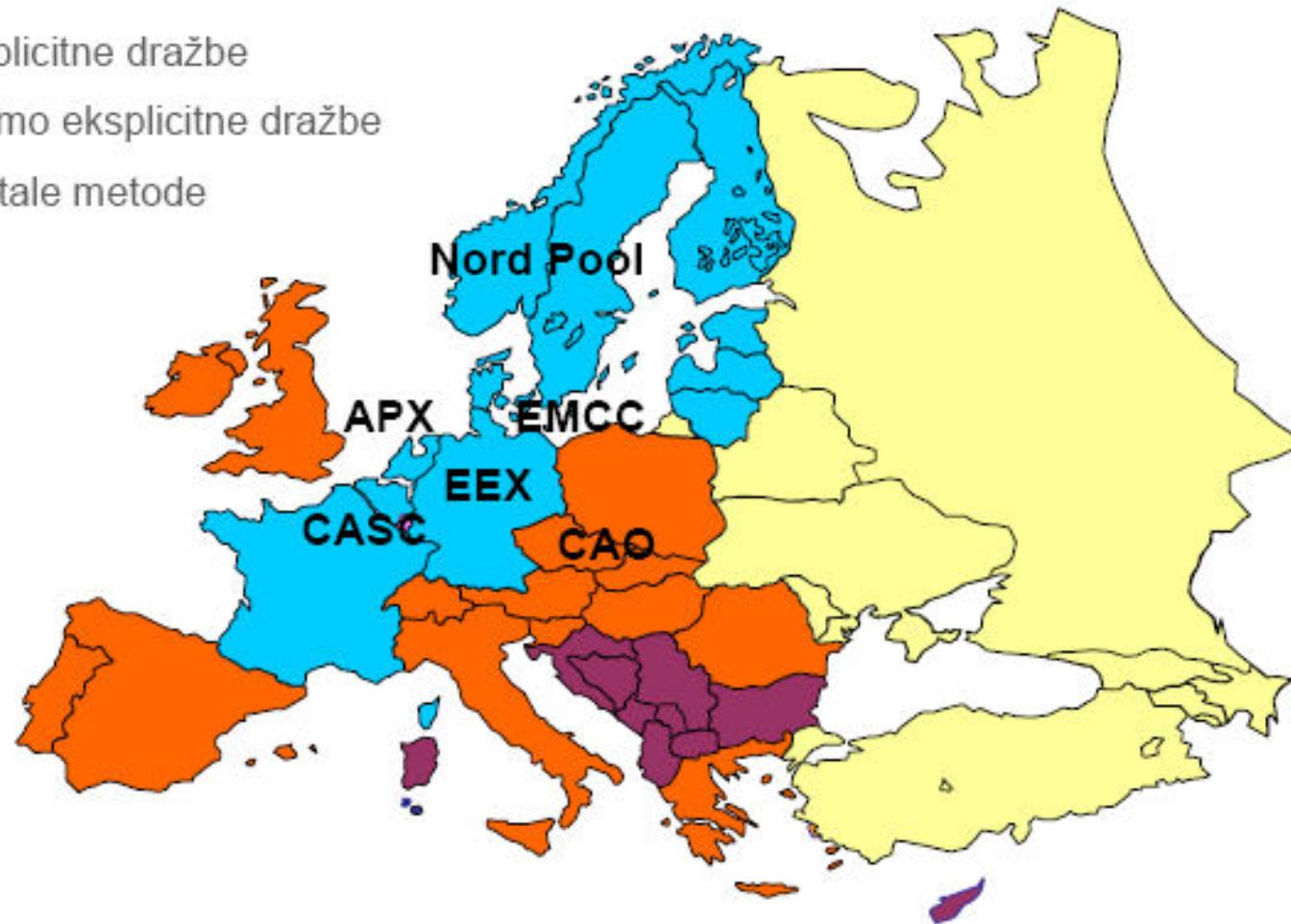
- I nakon prva dva koraka moguća je pojava zagušenja u realnom vremenu zbog razlika u prognozi i situaciji u samom trenutku realizacije, koje opet mogu biti posljedica ispada, kvarova, promjena angažmana proizvodnih kapaciteta uslijed rada dnevnog tržišta električne energije, rada regulacije, ili nesavršenosti modela
- U ovom slučaju važna je brzina primjene određenih mjera otklanjanja zagušenja, prije nego dođe do narušavanja sigurnog rada sustava

Upravljačke radnje u stvarnom vremenu

- Iz navedenog se vidi da su proračuni prijenosnih kapaciteta i prognoza zagušenja sastavni elementi jedinstvenog procesa upravljanja zagušenjima u nekom budućem otvorenom tržištu električne energije, pa odatle potiču i napor i za njihovim simultanim razvojem i stavljanjem na isti vremenski dijagram planiranja dnevnog rada elektroenergetskog sustava

Metode upravljanja zagušenjima u 2010. g.

- █ Implicitne dražbe
- █ Samo eksplisitne dražbe
- █ Ostale metode







Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Pokazatelji prijenosnih mogućnosti EES-a

Prof.dr.sc. Igor Kuzle
dr.sc. Hrvoje Pandžić

Uvod

- U cilju učinkovitog iskorištenja raspoloživih prekograničnih prijenosnih kapaciteta uz održanje sigurnosti rada EES-a, provode se analize i proračuni neto prijenosnih kapaciteta na granicama EES.
- Proračun prekograničnih prijenosnih kapaciteta OPS obavlja u skladu s definicijama i metodologijama iz Pogonskog priručnika UCTE-a (UCTE Operation Handbook).
- Operatori prijenosnih sustava s obje strane granice raspolažu s 50 posto utvrđenih kapaciteta u smjeru uvoza i izvoza, ako drugačije nije utvrđeno međusobnim bilateralnim Pravilima.

Temeljni pojmovi

- "**do popune**" - ponuda za dodjelu prijenosnog kapaciteta bez ograničenja prihvaćanja prijenosnog kapaciteta, odnosno na način da se ponuda sudionika dodjele prihvaća u zatraženom ili u umanjenom iznosu
- **dodijeljen i prijenosni kapacitet** - dodijeljeno pravo korištenja prijenosnog kapaciteta na granicama EES-a Republike Hrvatske
- **dražba** - postupak dodjele prijenosnog kapaciteta temeljem redoslijeda podnesenih ponuda sudionika dodjele poredanih po padajućem nizu cijena
- **EIC oznaka** (eng!. Energy Identification Coding Scheme) jedinstvena oznaka sudionika na europskom tržištu električne energije koju izdaje Ured za izdavanje EIC oznaka

Temeljni pojmovi

- **granična cijena** - cijena zadnje u cijelosti ili djelomično prihvaćene ponude iz redoslijeda ponuda za dodjelu prijenosnog kapaciteta na dražbi poredanih po padajućem nizu cijena, počevši od ponude s najvišom cijenom na vrhu pa do ponude s najnižom cijenom na dnu redoslijeda
- **granična ponuda** - prva ponuda u redoslijedu čiji je zatraženi prijenosni kapacitet zbrojen sa zatraženim prijenosnim kapacitetima svih po redoslijedu prethodnih ponuda jednak ili veći od ponuđenog prijenosnog kapaciteta
- **pravilo najraniјeg prispijeća ponude** - mehanizam dodjele prijenosnog kapaciteta unutar dana provedbe davanjem prednosti ponudama za prijenosnim kapacitetom obzirom na vrijeme prispijeća ponude

Temeljni pojmovi

- **prijenosni kapacitet** - prijenosni kapacitet prekograničnih vodova Republike Hrvatske izražen proizvodom i iznosom u MW, raspoloživ za dodjelu energetskim subjektima koji imaju pravo sudjelovanja u dodjeli prijenosnog kapaciteta ,
- **proizvod prijenosnog kapaciteta** - skup značajki prijenosnog kapaciteta čije su sastavnice smjer prijenosa, razdoblje dodjele i trajanje prijenosnog kapaciteta
 - smjer prijenosa - smjer prijenosa električne energije preko granice Republike Hrvatske sa susjednom državom na kojoj se dodjeljuje prijenosni kapacitet
 - razdoblje dodjele - vrijeme na koje se dodjeljuje prijenosni kapacitet (godina, mjesec, dan i sat)
 - trajanje prijenosnog kapaciteta - prijenosni kapacitet koji se dodjeljuje za određeno razdoblje dodjele u trajanju od jednog sata do dvadeset i četiri sata

Temeljni pojmovi

- **sudionik dodjele** - energetski subjekt koji namjerava sudjelovati i sudjeluje u dodjeli i/ili korištenju prijenosnog kapaciteta
- **sustav dodjele** - programska podrška za komunikaciju između Operatora prijenosnog sustava i sudionika dodjele,
- **"sve ili ništa "** - ponuda za dodjelu prijenosnog kapaciteta s ograničenjem prihvatanja prijenosnog kapaciteta na način da se ponuda sudionika dodjele prihvata u zatraženom iznosu ako ima dovoljno prijenosnog kapaciteta za dodjelu. U suprotnom ponuda se u cijelosti odbija.

Dražbe

- **godišnja dražba** - dva mjeseca prije početka korištenja prijenosnog kapaciteta ,
 - **mjesečnu dražbu** - do petnaestog dana (15.) u tekućem mjesecu za sljedeći mjesec,
 - **dnevna dražba** - do 10:00 sati u danu provedbe dražbe,
 - **unutardnevna dražba** - nakon završetka postupka planiranja za dan unaprijed , najkasnije do 18:00 sati
 - **unutardnevna dodjela temeljem pravila najraniјeg prispijeća ponude** - nakon završetka postupka planiranja za dan unaprijed, najkasnije do 18:00 sati.
-
- Najmanji iznos prijenosnog kapaciteta koji se dodjeljuje je 1 MW.

Redoslijed ponuda

- ponuda s višom cijenom ima prednost pred ponudom s nizom cijenom,
- ako je podneseno nekoliko ponuda s jednakom cijenom, ponuda s većim zatraženim iznosom ima prednost pred ponudom s nižim iznosom,
- ako je podneseno nekoliko ponuda s jednakom cijenom i iznosom, ponuda koja je primljena ranije ima prednost pred kasnije primljenom ponudom,
- ako su sva tri parametra identična prednost ima ponuda vrste "sve ili ništa" ako takva postoji. U protivnom, sve istovrsne ponude se odbacuju .

Ukupni prijenosni kapacitet

- Ukupni prijenosni kapacitet (TTC - Total Transmission Capacity):
 - Predstavlja maksimalnu razmjenu snage (prijenosni kapacitet) između dva elektroenergetska sustava bez narušavanja sigurnosnih kriterija pogona
 - Očekivana vrijednost TTC-a može se razlikovati od realne zbog nepreciznosti u prognozi budućeg stanja sustava
 - Prilikom izračuna TTC-a u obzir se uzimaju standardi pogonske sigurnosti sustava koji su povezani interkonekcijskim vodom, mrežni uvjeti, oblici proizvodnje i opterećenja, koji trebaju biti unaprijed potpuno poznati.

Sigurnosna rezerva prijenosnog kapaciteta

- Sigurnosna rezerva prijenosnog kapaciteta (TRM - Transmission Reliability Margin):
- Predstavlja sigurnu rezervu koja je veća od netočnosti u procjeni ukupnog prijenosnog kapaciteta:
 - netočnim mjeranjima i prikupljenim podacima razmjene,
 - ostvarenim nemjernim odstupanjima od planirane razmjene,
 - osiguranjem kapaciteta za dodatnu razmjenu električne energije koja je potrebna za uravnoteženje u izvanrednim situacijama,
- Dio prijenosnog kapaciteta odvaja se od ukupnog prijenosnog kapaciteta sustava s ciljem povećanja fleksibilnosti sustava.

Sigurnosna rezerva prijenosnog kapaciteta

- Amortiziraju se pogreške u proračunu i odstupanja realnog stanja u usporedbi s prognoziranim situacijama
- Do sada TRM nije definiran na jedinstveni način, svaka zemlja ima svoj pristup procjeni TRM-a
- Vrijednost TRM-a određuje svaki operator prijenosnog sustava kako bi jamčio siguran rad vlastitog sustava.

Neto prijenosni kapacitet

- Neto prijenosni kapacitet (NTC - Net Transfer Capacity):
 - Odnosi se na najveći prijenosni kapacitet koji je raspoloživ za dodjelu sudionicima na granici između susjednih sustava (susjednih upravljačkih područja) tj. predstavlja maksimalni program razmjene snage između dva elektroenergetska sustava kada su ispunjeni sigurnosni standardi koji vrijede u oba sustava
 - Uračunate su i tehničke nesigurnosti u prognozi sljedećeg statusa mreže
 - ENTSO-E dva puta godišnje objavljuje tablicu indikativnih vrijednosti neto prijenosnog kapaciteta u Europi

Neto prijenosni kapacitet

- Neto prijenosni kapacitet NTC računa se iz sljedeće formule:

$$NTC = TTC - TRM$$

- gdje je: TTC ukupni prijenosni kapacitet, a TRM sigurnosna rezerva prijenosnog kapaciteta

- NTC , TTC i TRM mogu se mijenjati unutar vrlo širokog vremenskog okvira, od godine unaprijed do dana unaprijed
- NTC je parametar mogućnosti mreže koji određuje mogućnost realizacije ugovorenih prijenosa električne energije u danom vremenskom razdoblju

Neto prijenosni kapacitet

- NTC je bitan indikator učesnicima na tržištu jer omogućuje predviđanje i planiranje transakcija među elektroenergetskim sustavima
- Operatori sustava NTC uzimaju u obzir kao primarni čimbenik za učinkovitu realizaciju transfera električne energije
- Neto prijenosni kapacitet može biti alociran u različite vremenske okvire upravo radi prilagodbe i dužim i kraćim terminima trgovanja električnom energijom.
- Kao rezultat alokacijskih procedura, u svakom alociranom vremenskom okviru, javljaju se sljedeća dva pojma: ATC i AAC koji su zapravo pokazatelji prijenosnih mogućnosti elektroenergetskog sustava

Prethodno dodijeljeni prijenosni kapacitet

- Prethodno dodijeljeni prijenosni kapacitet (*AAC - Already Allocated Capacity*):
 - AAC je ukupan iznos alociranih (dodijeljenih) prava prijenosa, neovisno o tome radi li se o kapacitetu interkonekcijskog voda ili dogovorenog razmjeni ovisno o primijenjenoj metodi dodjele kapaciteta.
 - Predstavlja već dogovorene razmjene snage koja angažira dio prijenosnih kapaciteta sustava

Raspoloživi prijenosni kapacitet

- Raspoloživi prijenosni kapacitet (ATC - Available Transmission Capacity):
 - ATC je dio neto prijenosnog kapaciteta koji ostaje raspoloživ tržišnim sudionicima za buduće tržišne aktivnosti, iza svake faze alokacijske procedure (postupka pridjeljivanja prijenosnog kapaciteta),
 - Predstavlja dio NTC-a koji pokazuje kolika je mogućnost realizacije određenog prijenosa snage

$$ATC = NTC - AAC$$

Raspoloživi prijenosni kapacitet

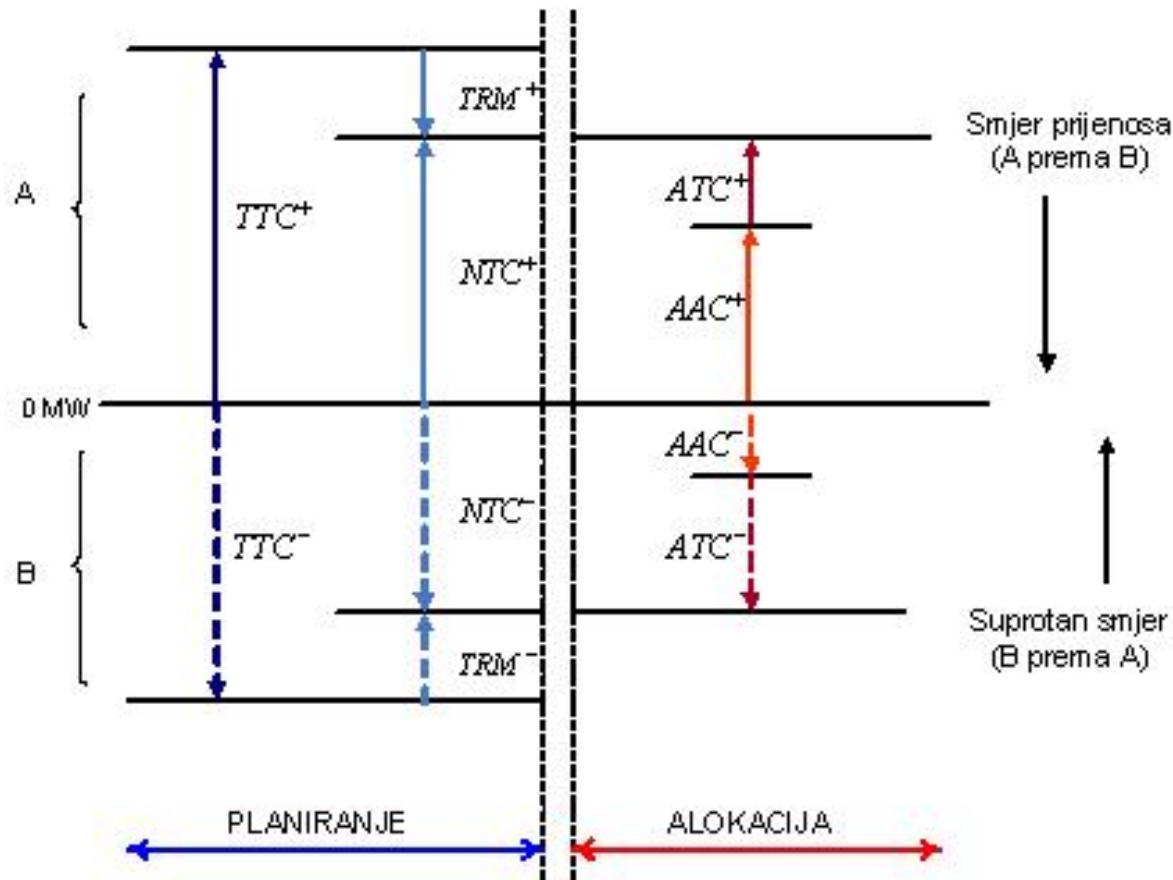
- Uvrštavanjem prvog izraza u drugi dobije se novi oblik formule za izračun raspoloživog prijenosnog kapaciteta:

$$ATC = TTC - TRM - AAC$$

Razmjena električne energije između dva susjedna EES-a

- Postupak izračunavanja vrijednosti prijenosnih kapaciteta za razmjenu električne energije između dva susjedna sustava, A i B, sastoji se od više koraka, a započinje kreiranjem temeljnog slučaja.
- Temeljni slučaj sadrži moguće scenarije transakcija za određeno razdoblje unaprijed, a kreira se na temelju razmjena realiziranih u prošlosti.

Relacije između pokazatelja dva susjedna EES-a



Temeljni prijenosni kapacitet

- Temeljni prijenosni kapacitet BCE (engl. *Base Case Exchange*) dobiva se na osnovi temeljnog slučaja i služi kao početna vrijednost za proračun svih ostalih kapaciteta.
- Kada je poznat moguće je izračunati TTC.
- Postupak za smjer prijenosa iz sustava A u sustav B teče tako da se proizvodnja u sustavu A povećava postupno u koracima za ΔE^+ (počevši od vrijednosti BCE) dok se proizvodnja u sustavu B smanjuje za ΔE^- , do maksimalnih vrijednosti ΔE_{\max}^+ odnosno ΔE_{\max}^- , za koje su još zadovoljeni standardi pogonske sigurnosti u oba sustava.

Primjer

- Za smjer A prema B, vrijedi:

$$TTC^+ = BCE + \Delta E \max^+$$

- U proračunu za suprotan smjer (B prema A) povećava se proizvodnja u sustavu B i smanjuje u sustavu A pa vrijedi:

$$TTC^- = \Delta E \max^- - BCE$$

- Vrijednosti kapaciteta su, općenito, za različite smjerove, različite.
- Sljedeći korak je izračunavanje vrijednosti NTC koja se računa prema.

Proračun NTC-a

- Provodi se za svaki par susjednih zemalja za sve komercijalno značajne smjerove razmjene električne energije
- Najprije se formira osnovni scenarij koji sadrži model mreže i ulazne parametre pogona sustava u trenutku provođenja analize:
 - Konfiguracija mreže
 - Razine potrošnje
 - Razine proizvodnje

Proračun NTC-a

- Ovisno o konfiguracije mreže i pogonskih parametara, značajan dio snage koja se prenosi iz jednog EES-a u drugi može prolaziti preko trećeg EES-a
- Model mreže treba biti što detaljniji da bi se dobio precizniji i obuhvatniji prikaz fizičkih tokova snaga
- Osnovni scenarij sadrži dugoročne i trenutne ugovore čija se realizacija očekuje u prognoziranoj situaciji
- Proračuni prijenosnih kapaciteta provode se za faze planiranja i alociranja. Osnova proračuna kod planiranja su tipična stanja sustava u prošlosti. Dobivene vrijednosti kapaciteta nisu obvezujuće i koriste se kao orijentacijske vrijednosti sudionike a tržištu.

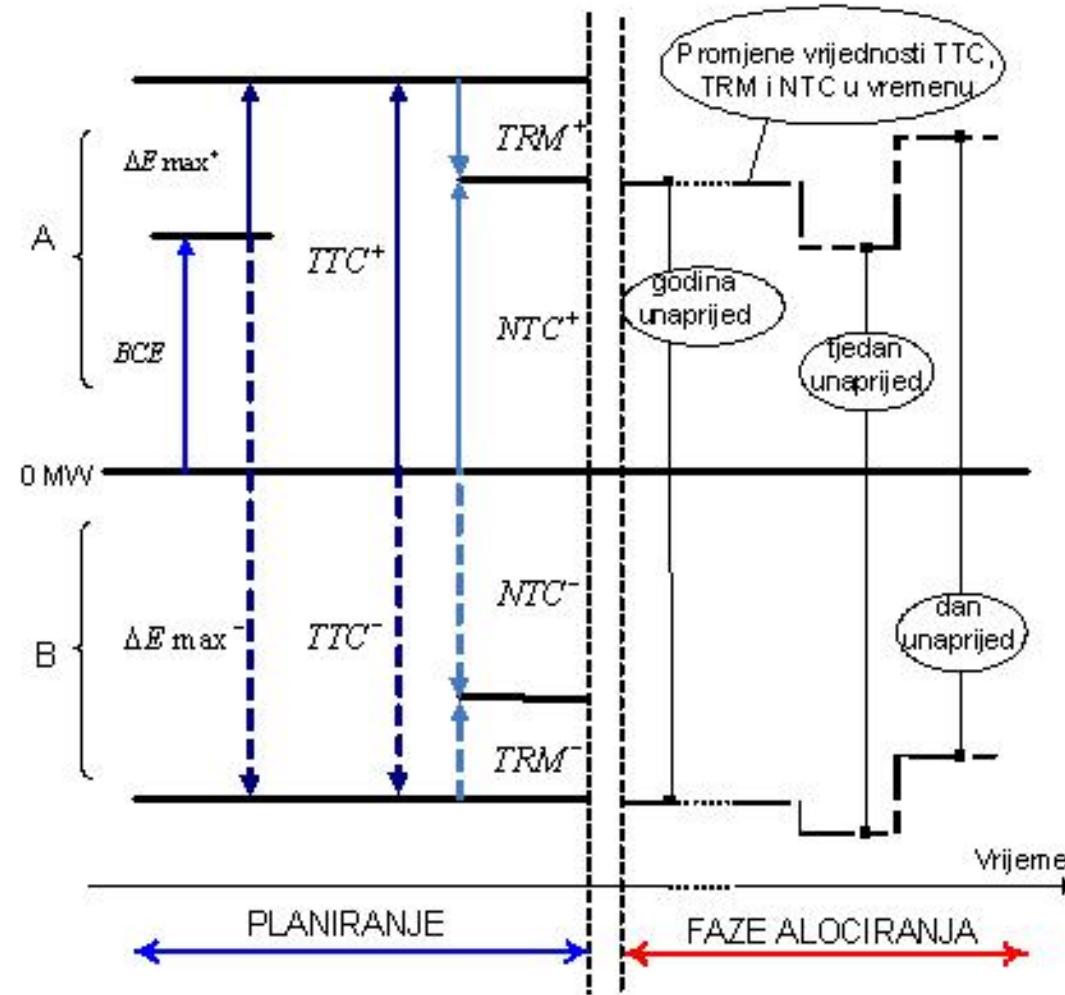
Proračun NTC-a

- Nakon planiranja slijedi alociranje koje se sastoji od više faza sa sve kraćim vremenskim intervalima.
- Prijenosni kapaciteti se alociraju u različitim vremenskim intervalima zbog sigurnijeg dugoročnog trgovanja i stvaranja mogućnosti kratkoročnog trgovanja.
- (godina unaprijed → mjesec unaprijed → ... → nekoliko sati unaprijed), u temeljni slučaj moraju se uključiti rezultati prethodne faze alociranja.
- Pri dugoročnoj alokaciji (godina unaprijed) uzima se isti temeljni slučaj kao za fazu planiranja, dok se za svaku sljedeću fazu provode korekcije uvjetovane događajima u prethodnoj fazi alociranja i promjenama u radu sustava (opterećenje).

Proračun NTC-a

- Provedene korekcije rezultiraju promjenom vrijednosti prijenosnih kapaciteta u vremenu, u odnosu na početne vrijednosti dobivene u fazi planiranja. Alociranje obično završava u fazi za dan unaprijed, kada alocirani kapaciteti postaju potvrđeni kapaciteti (engl. *Confirmed Exchanges-*), ili ugovor postaje nevažeći.

Faze planiranja i faze alociranja







Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

ERGEG-ove regionalne inicijative i ured koordiniranih aukcija za prekogranične prijenosne kapacitete u jugoistočnoj Europi

Prof.dr.sc. Igor Kuzle

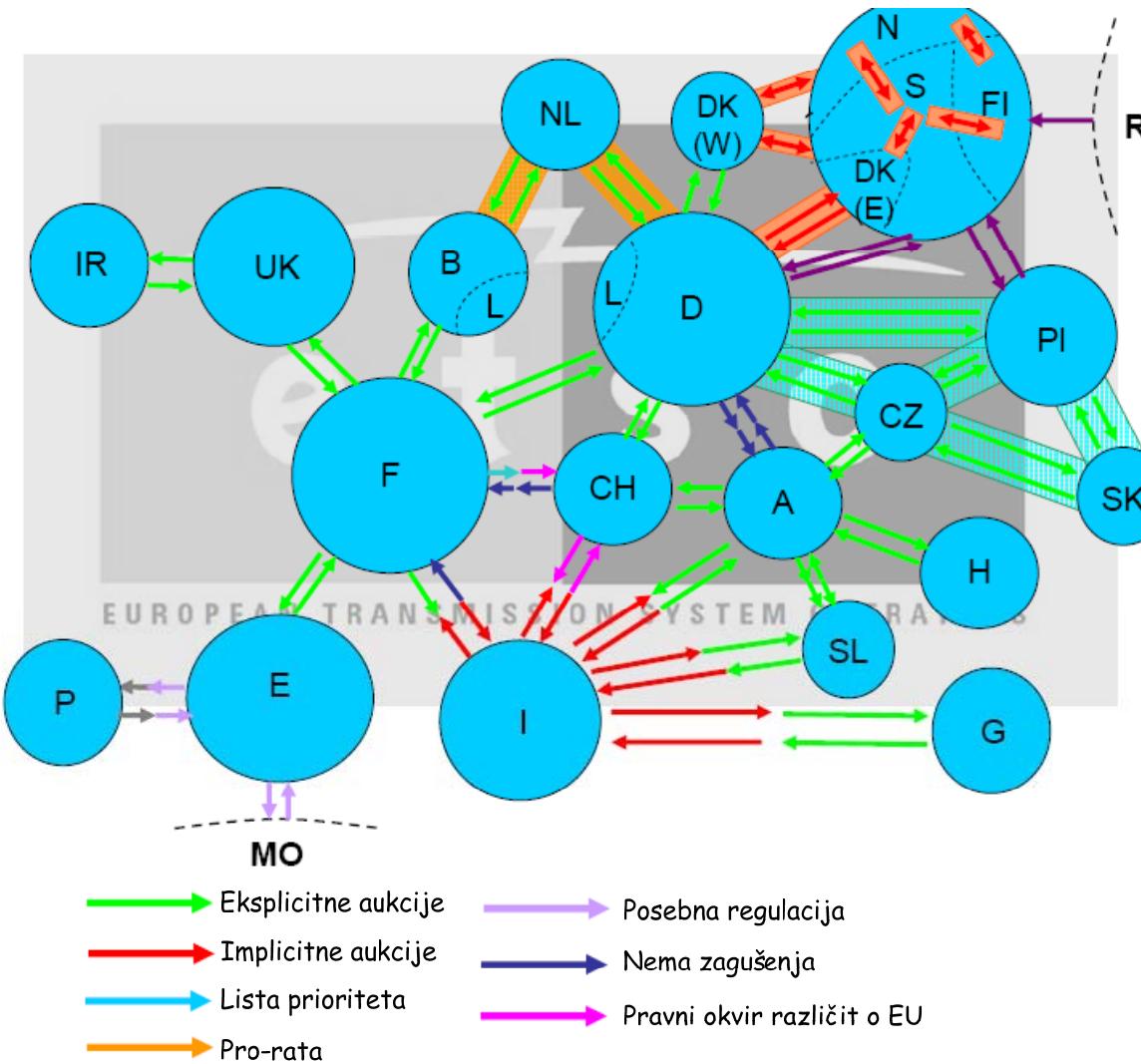
Uvod

- Donedavni glavni razlog izgradnje interkonekcijskih međudržavnih vodova za prijenos električne energije bio je pouzdan pogon kako nacionalnih sustava tako i čitavog europskog elektroenergetskog sustava.
- U današnje se vrijeme operatori prijenosnih sustava i nacionalni regulatori suočavaju sa složenim međunarodnim tržištem električne energije i rastućim brojem tržišnih sudionika.

Uvod

- Zagušenje međunarodnih prijenosnih kapaciteta te nefransparentnost njihovog određivanja i dodjele smatra se jednom od najvećih prepreka međunarodnoj trgovini električnom energijom.
- Uredba EC 1228/2003 i pripadajuće preporuke o upravljanju zagušenjima definiraju minimalne zahtjeve i smjer razvoja u pogledu dodjele prekograničnih kapaciteta.
- Europsko udruženje regulatora za električnu energiju i plin (ERGEG) je 2006. godine pokrenulo inicijativu o regionalnim tržištima električne energije (ERI, Electricity Regional Initiative).

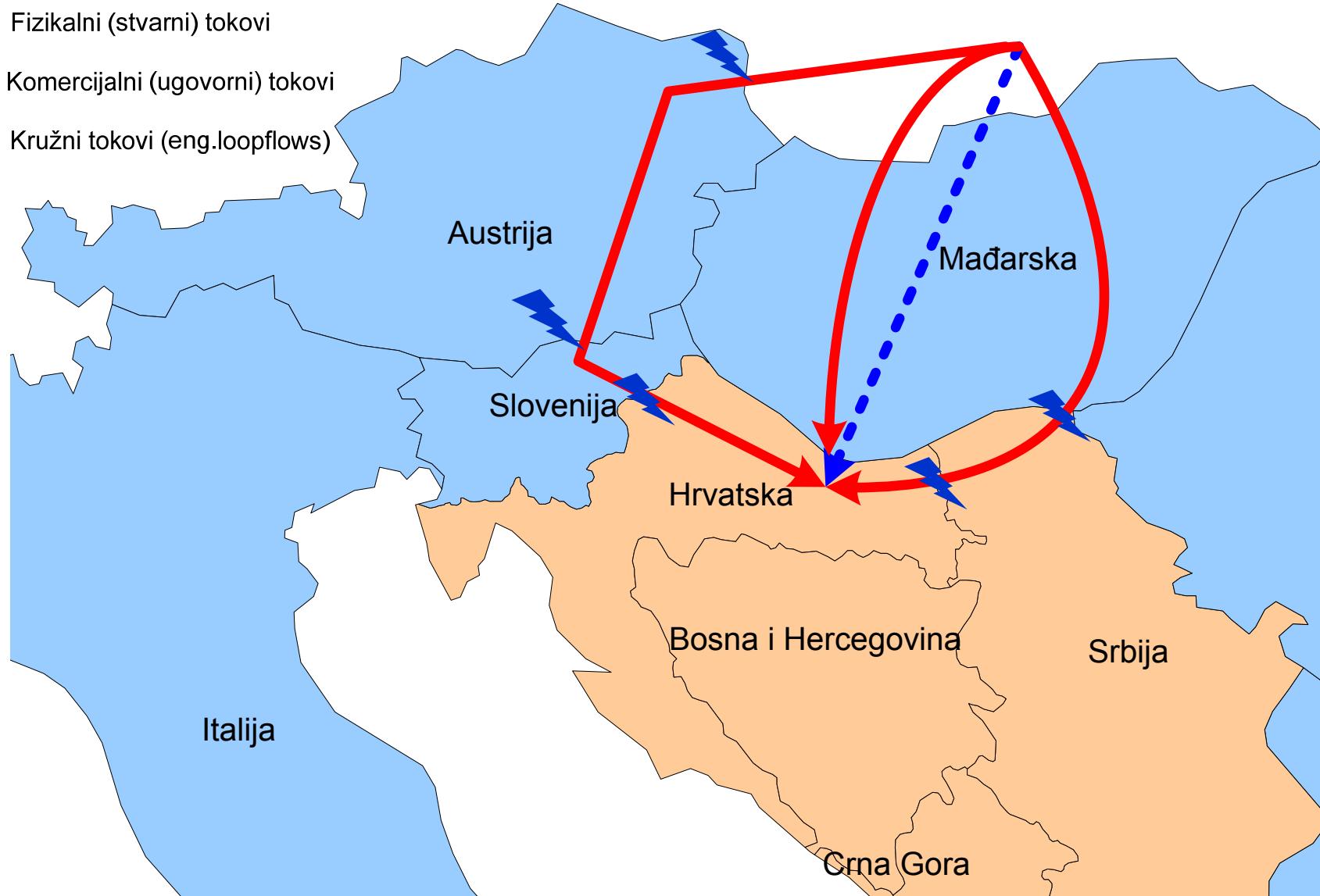
Stanje u dodjeli prekograničnih kapaciteta



- Gotovo svaka granica u EU je zagušena
- Za pojedinu transakciju trgovci moraju sudjelovati na nekoliko različitih dražbi za dodjelu prekograničnih kapaciteta
- Nejednaki režimi dodjele prekograničnih kapaciteta
- Fizikalne značajke mreže nisu uzete u obzir

Komercijalni i fizikalni tokovi

- Fizikalni (stvarni) tokovi
- Komercijalni (ugovorni) tokovi
- ⚡ Kružni tokovi (eng.loopflows)



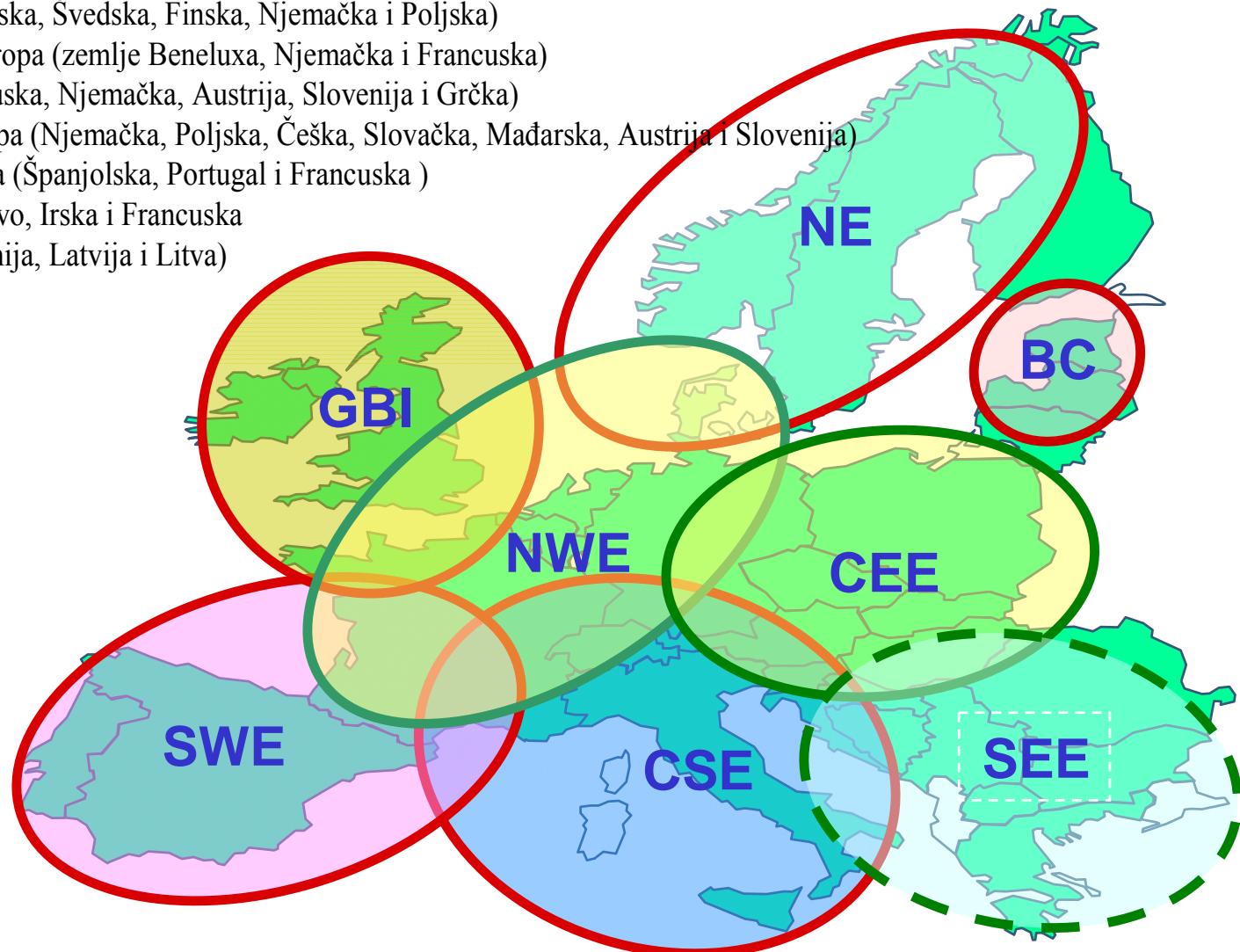
Uredba 1228/2003 i pripadajuće preporuke



1. uporaba zajedničkog prijenosnog modela koji se uspješno bavi ovisnim fizičkim kružnim tokovima uzimajući u obzir neusklađenosti između fizičkih i komercijalnih tokova;
2. dodjela i nominacija kapaciteta koje se uspješno bave međuovisnim fizičkim kružnim tokovima;
3. jednake obveze subjekta kojem je dodijeljena prijenosna moć za pružanje informacija o svojoj namjeravanoj primjeni moći tj. nominaciji moći (na otvorenim dražbama);
4. jednaki vremenski okviri i vremena zatvaranja;
5. jednake strukture za dodjelu moći u različitim vremenskim okvirima i u smislu prodanih blokova moći (snaga u MW, MWh itd.);
6. dosljedan ugovorni okvir sa sudionicima tržišta;
7. provjera tokova koja udovoljava sigurnosnim zahtjevima mreže za operativno planiranje i rad u realnom vremenu;
8. obračun za upravljanje zagušenjem.

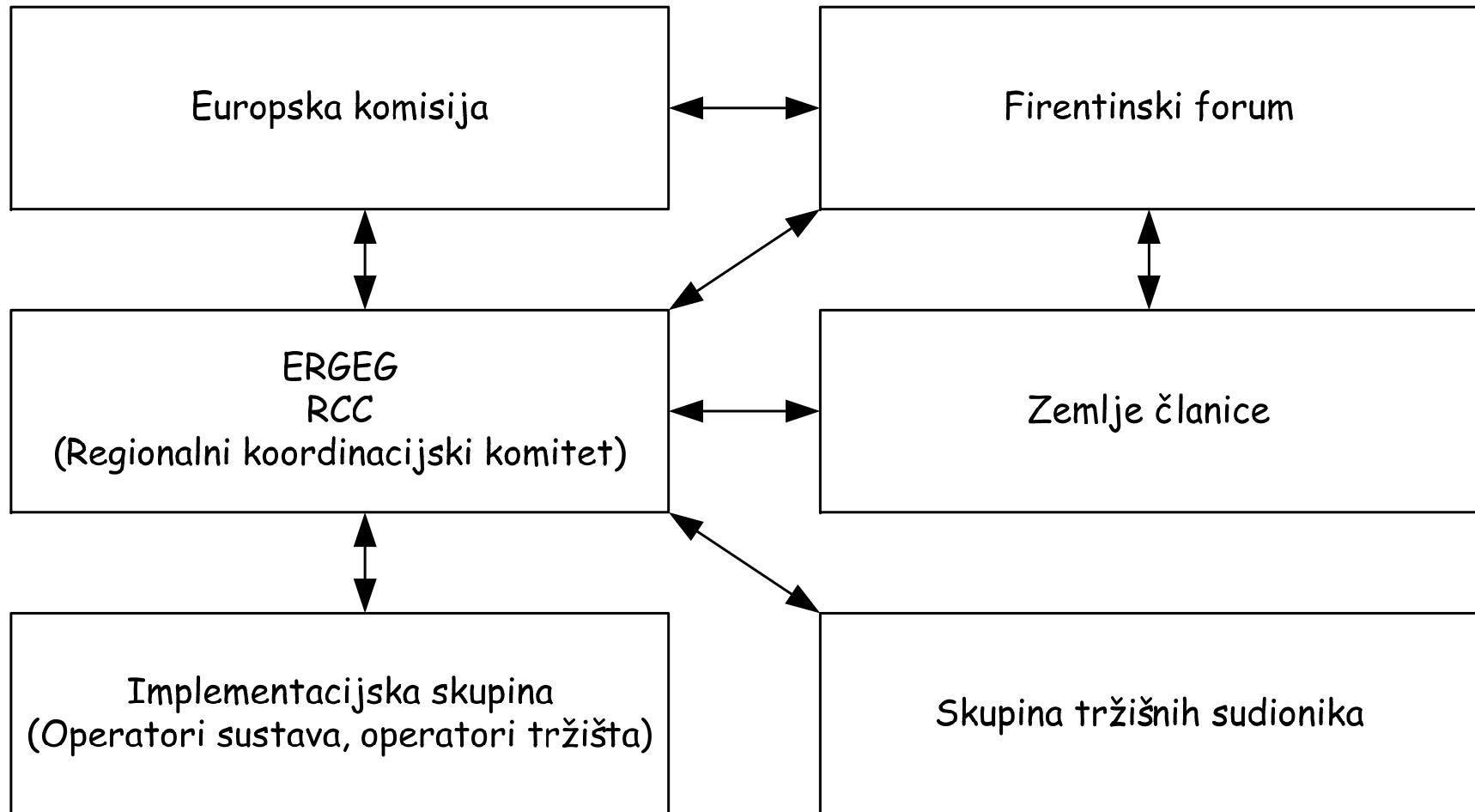
Sedam regija ERGEG-ovih inicijativa

1. NE - Sjeverna Europa (Danska, Švedska, Finska, Njemačka i Poljska)
2. NWE - Sjeverozapadna Europa (zemlje Beneluxa, Njemačka i Francuska)
3. CSE - Italija (Italija, Francuska, Njemačka, Austrija, Slovenija i Grčka)
4. CEE - Srednjoistočna Europa (Njemačka, Poljska, Češka, Slovačka, Mađarska, Austrija i Slovenija)
5. SWE - Jugozapadna Europa (Španjolska, Portugal i Francuska)
6. GBI - Ujedinjeno Kraljevstvo, Irska i Francuska
7. BC - Baltičke države (Estonija, Latvija i Litva)



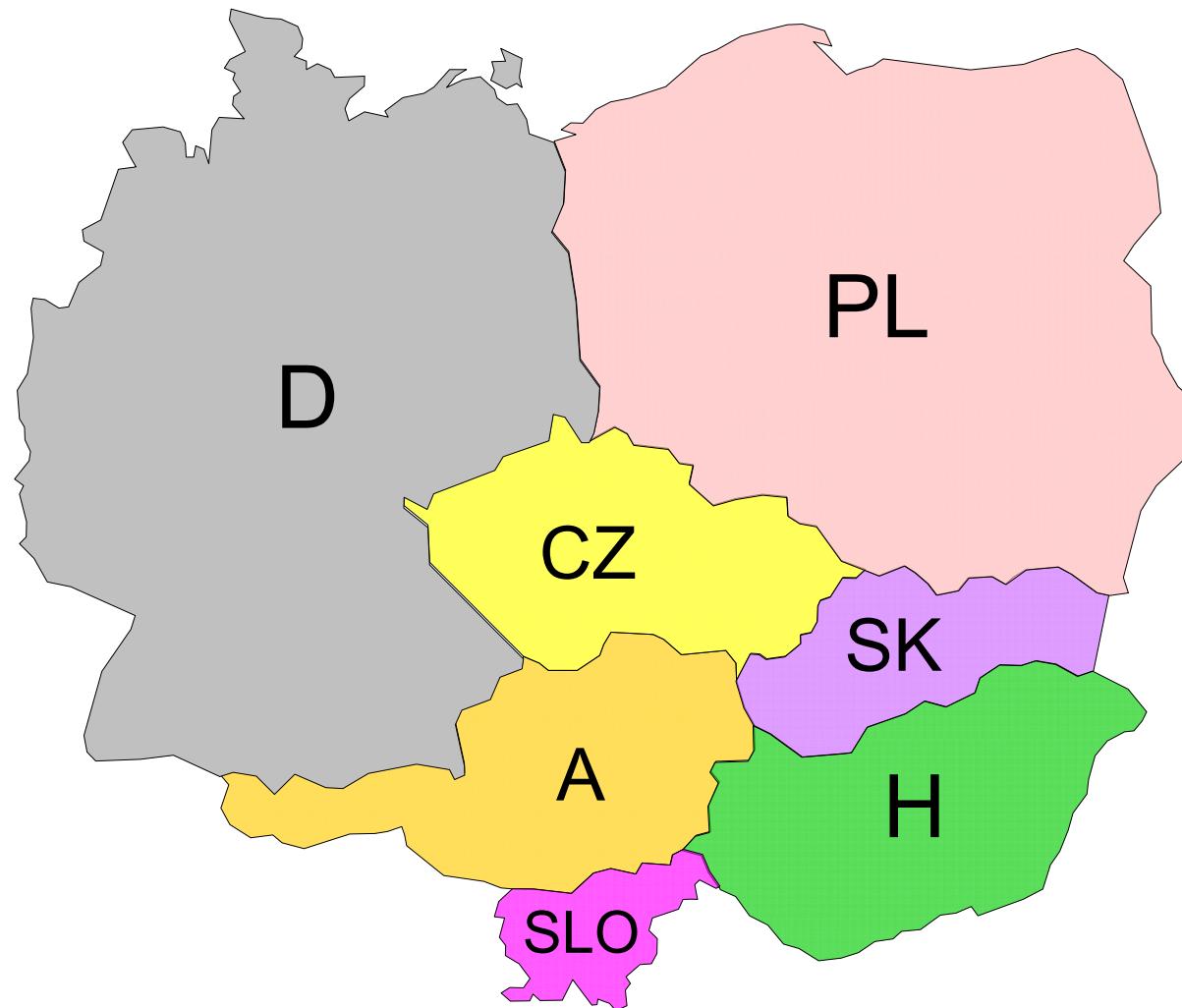
Izvor: E-CONTROL, Market Report, 2007

Struktura djelovanja ERGEG-ove regionalne inicijative

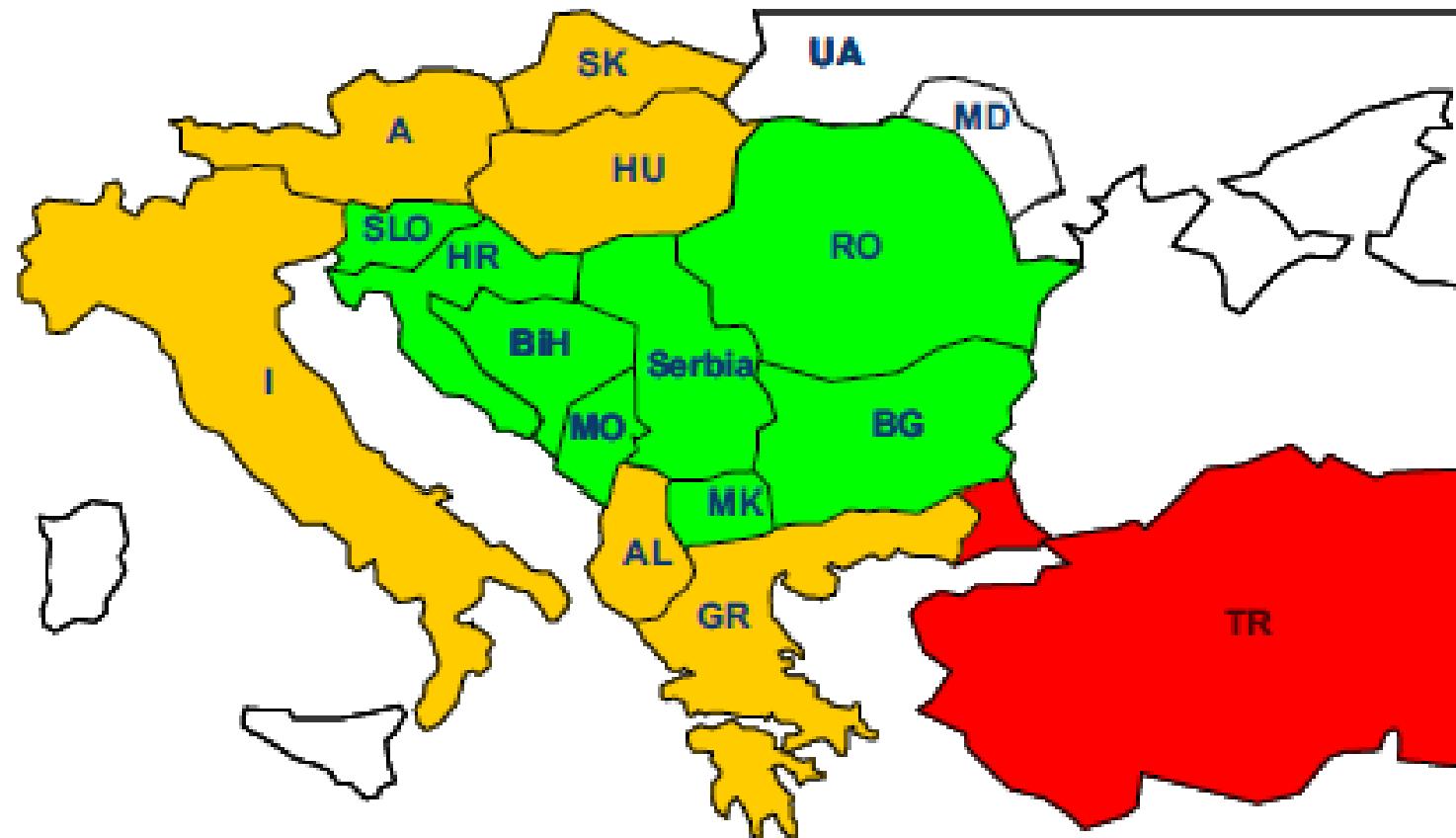


- Analizira se napredak s obzirom na kriterije:
 - Zajednički model mreže i koordinirani proračun kapaciteta
 - Zajednička regionalna platforma za dodjelu kapaciteta
 - Spajanje tržišta (engl. *Market coupling*)
 - Postojanje mehanizma dodjele kapaciteta za dan trgovanja i kontinuiranog trgovanja
 - Transparentnost dodjele kapaciteta
 - Integracija tržišta energije uravnoteženja u mehanizam dodjele kapaciteta

Situacija u CEE regiji



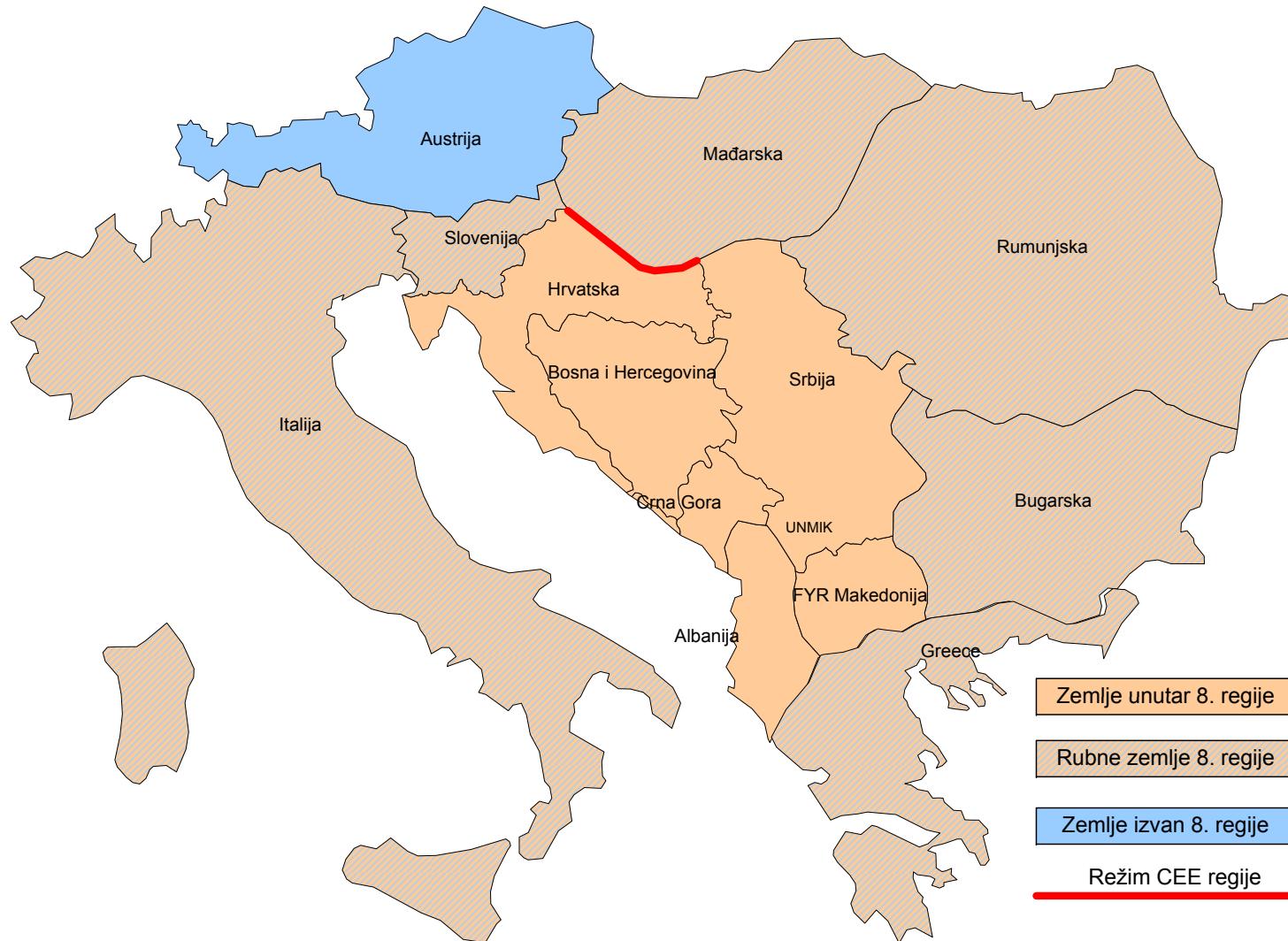
Situacija u SEE regiji



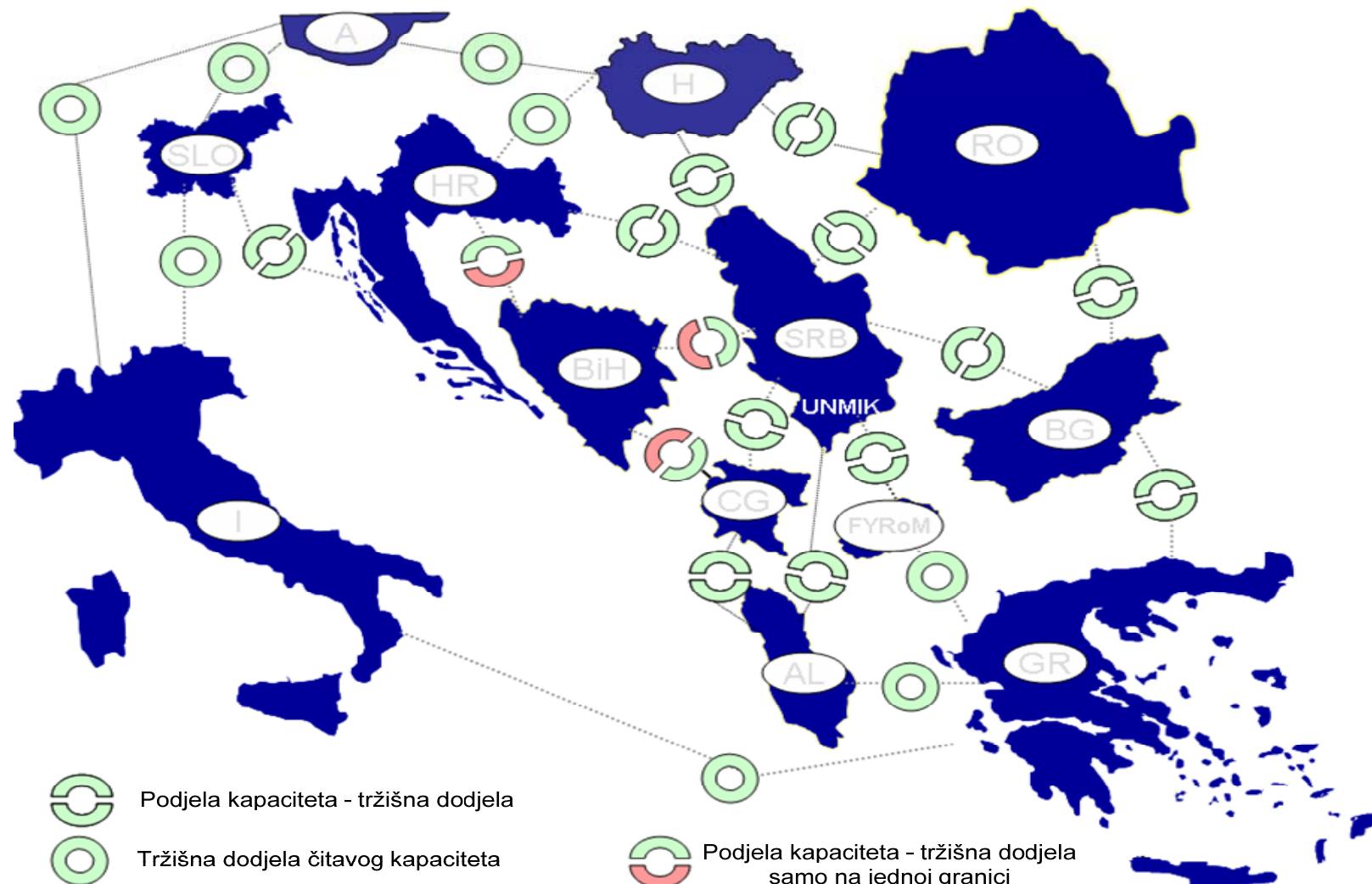
Zemljopisno područje Energetske zajednice



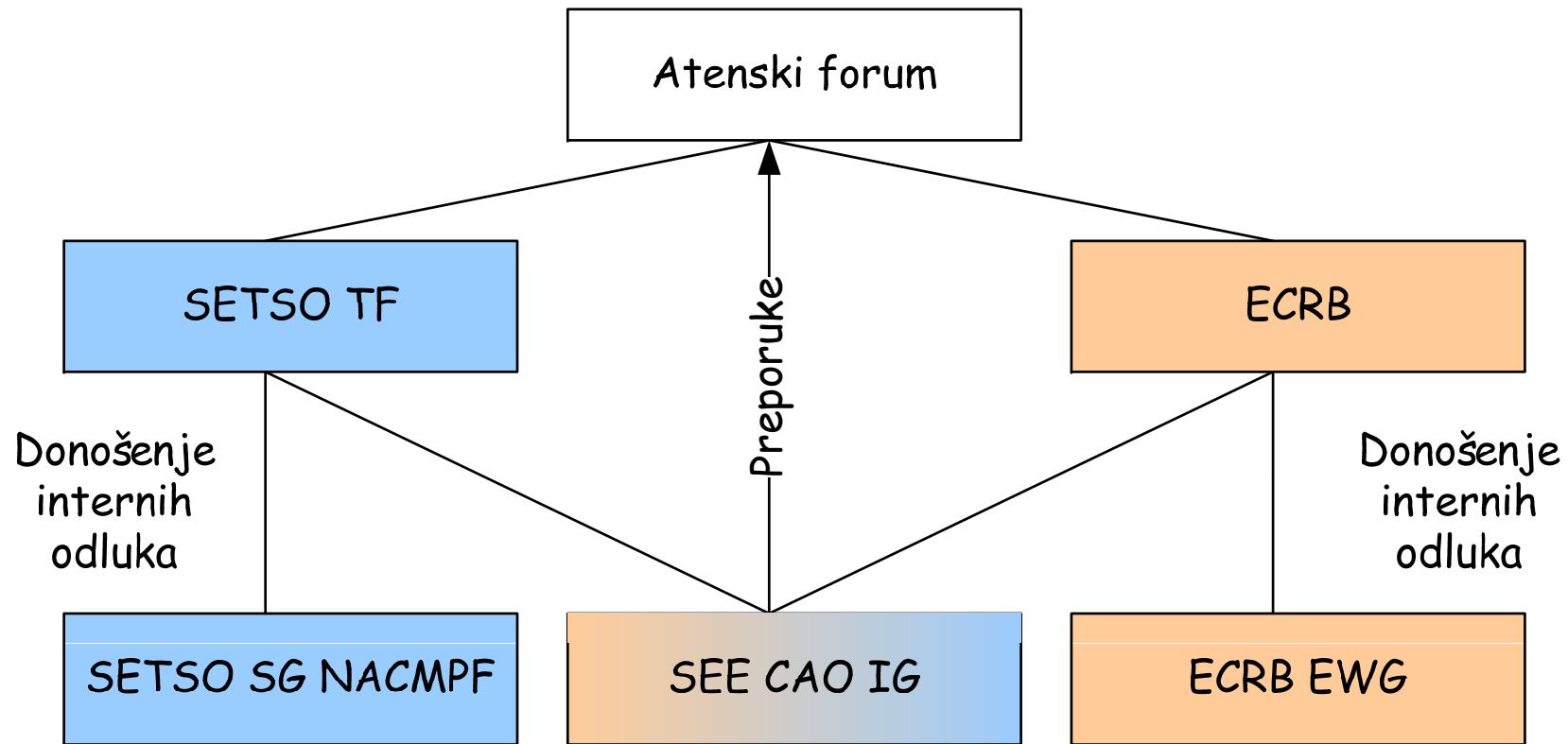
Osma regija za upravljanje zagušenjima



Režimi dodjele prekograničnih kapaciteta u regiji jugoistočne Europe



Ured koordiniranih aukcija za prekogranične prijenosne kapacitete



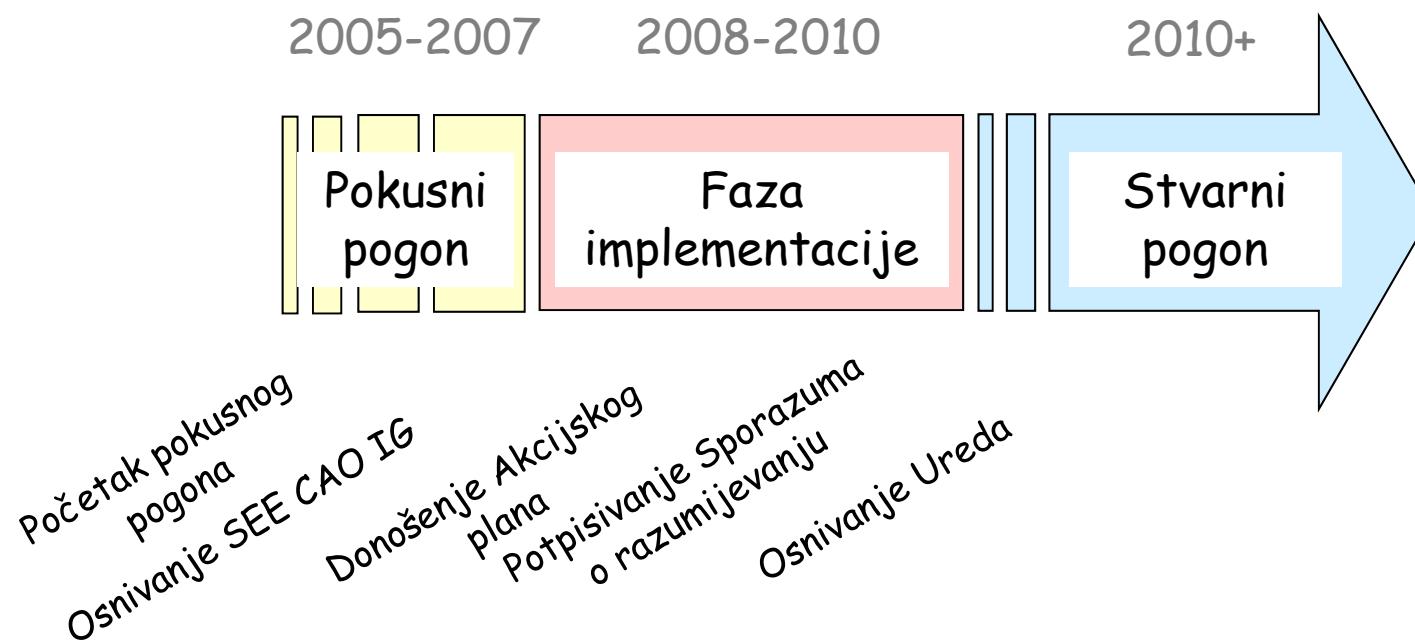
Uloga Ureda koordiniranih aukcija

- pružanje IT platforme koja će omogućavati dodjele prekograničnih prijenosnih kapaciteta na aukcijama te će također služiti kao točka za obznanjivanje i razmjenu informacija tržišnim sudionicima;
- organiziranje sekundarnog tržišta dodijeljenih prijenosnih kapaciteta;
- središnji sustav dodjele prekograničnih kapaciteta;
- koordinirana kontrola aukcijskih rezultata;
- obračun i plaćanje u skladu s dodijeljenim kapacitetima, sekundarnim tržištem i prihodima aukcija;

Uloga Ureda koordiniranih aukcija

- dodjela prijenosnih prava, nominacija i koordinirani proračun stalnih prekograničnih rasporeda, odnosno davanje neophodnih informacija operatorima prijenosnih sustava za izradu rasporeda, proračun PTDF matrice i koordinaciju prijenosnih kapaciteta;
- upravljanje rizicima;
- koordinirano ujedinjavanje i procesiranje podataka.

Tijek osnivanja Ureda



Pokusni pogon - prva faza

U jesen 2005. VERBUND APG je razvio internetsku aplikaciju kao platformu za aukcije (DrCAT, eng. Dry-run Coordinated Auction Tool), pomoću koje su simulirane aukcije za prekogranične kapacitete zasnovane na tokovima snaga.

Osam operatora prijenosnih sustava sudjelovalo je u prvoj fazi pokusnog pogona: Albanija, BiH, Bugarska, Grčka, FRYR Makedonija, Crna Gora, Rumunjska i Srbija.

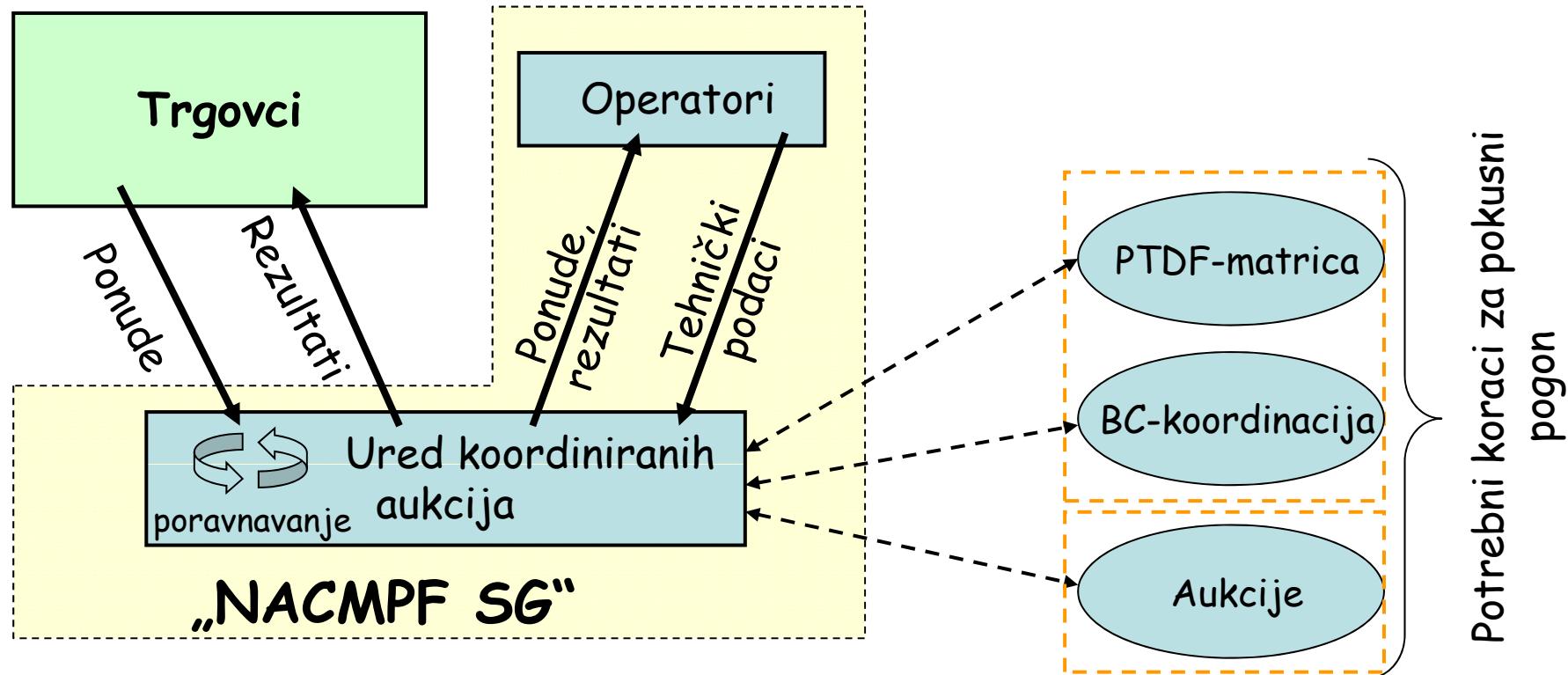
Svaki operator iz navedenih zemalja naizmjence ima ulogu aukcijskog ureda tijekom jednog mjeseca. Simuliraju se dnevne aukcije za jedan dan u mjesecu.



The screenshot shows the DrCAT interface with the following details:

- Logos:** etso, SUDEL, MF DrCAT
- Title:** DrCAT dry-run coordinated auction tool
- Date:** 2008-07 July Monthly
- Navigation:** Home, Account, Auction, Results
- Section:** Line capacities and flows
- Buttons:** XLS-Export, CSV-Export
- Filters:** Method: Without Netting And With Rounding; Product: M0807; Hide: Nothing; Order by: Product; Line: All lines; Source: All zones; Sink: All zones; (n-x): All
- Table Headers:** #, Prod. Code, Line Code, n - x, Source zone, Sink zone, TMF, Forward, Reverse, Flow [MW], AMF+ [MW], Flow [MW], AMF- [MW]
- Data Rows:** 21 rows of data for various lines and zones, showing flow values in MW.

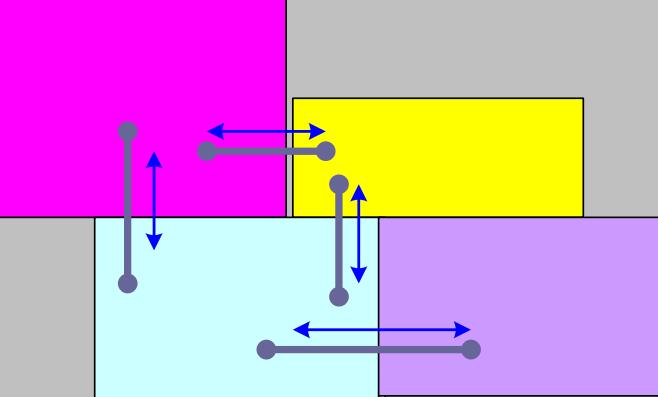
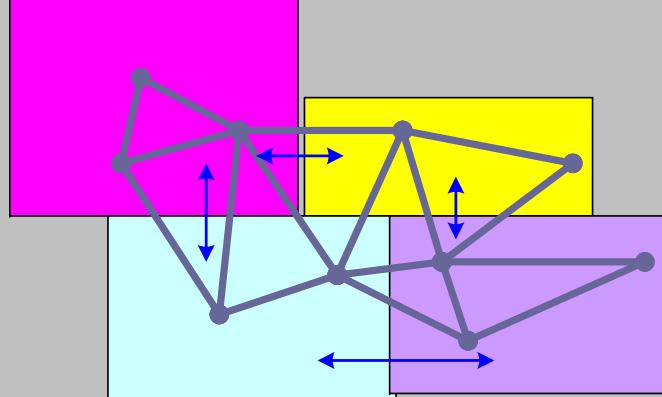
Načela rada pokusnog pogona



Pokusni pogon - druga faza

- Tijekom 2007. započela je druga faza pokusnog pogona koordiniranih aukcija
- Početak sudjelovanja trgovaca u simulaciji aukcija za dodjelu prekograničnih kapaciteta
- Ugradnja dodatnih funkcija: upravljanje rizicima, sekundarno trgovanje kapacitetima, itd
- Krajem 2007 HEP-OPS je izrazio želju za sudjelovanjem u pokusnom pogonu
- Početkom 2008. model izračuna kapaciteta promijenjen je, s do tada korištenog BC (eng. *Border Capacity*) pristupa, na MF (eng. *Maximum Flow*) pristup.

Prijelaz s BC na MF pristup određivanja PTDF matrice

Razlike		
Pristup	Razmatraju se agregirani kapaciteti po svakoj granici.	Lokalni operator mreže određuje kritične grane po svom izboru.
Struktura PTDF matrice	Ograničenje kapaciteta razmatra se po granici i smjeru.	Svaka kombinacija kritične grane i pripadajućeg kritičnog ispada postaje dio PTDF matrice čime se matrica značajno povećava.
Sigurnost mreže	Najkriticnija topologija za svaku granicu određuje se tijekom proračuna kapaciteta, koji je specifičan za svakog operatora sustava.	Sve potencijalno kritične topologije sadržane su u modelu izračuna PTDF matrice, čime se povećava i transparentnost određivanja ograničenja.

Akcijski plan

- nakon 1. sastanka IG (Zagreb, rujan 2007.) napravljen je prvi prijedlog Akcijskog plana
- AP dovršen tijekom siječnja 2008. te je usuglašen na sastanku IG 19. veljače 2008.
- AP opisuje i definira zadatke vezane za osnivanje i pokretanje Ureda koordiniranih aukcija.
- AP se sastoji od četiri poglavlja:
 - tehnički zadaci;
 - komercijalni preduvjeti;
 - pravni aspekti;
 - organizacijski zadaci.



Action Plan for Establishing the South
East Europe Coordinated Auction Office

Draft Version V6
08-05-2008

Prepared by the drafting committee consisting of ECOB Sector of the Energy Community
Secretary, Viadrom-APG, TERNA, the Chairman of the ECOB Electricity Working Group under the
guidance of the SEE CAO ID Chairman and redacted after public consultation based on the
received comments.

Tehnički zadaci

- U listopadu 2008 EnC Sektretarijat je zatražio ponude za studiju "*Study on the final development and establishment of a Coordinated Congestion Management in the SEE Region*".
- Glavni zadatak studije je procjena i daljnji razvoj dodjele prekograničnih kapaciteta zasnovan na MF pristupu.
- Studija će također dati odgovor o utjecaju MF pristupa na odabir optimalne metode razdiobe prigoda od aukcija.

Komercijalni preduvjeti

Razdioba prihoda od aukcija

- Jedan od glavnih preduvjeta je pravična raspodjela prihoda od aukcija. Metode razdiobe koje su se razmatrale:
 - "**Shadow price**" - prihodi se raspodjeljuju temeljem prijavljenih prekograničnih kapaciteta i tako najviše dobiva OPS je imao najviše zagušenja. Kada vod nije zagušen ne prihoduje se ništa.
 - "**Absolute usage**" - onaj vod koji se najviše koristi dobiva najviše prihoda. Tako se stimulira prijavljivanje najvećih prekograničnih kapaciteta.
 - "**Relative usage**" - Onaj vod koji je najzagušeniji dobiva najviše. Oni vodovi koji nisu zagušeni ipak dobivaju određeni prihod.
 - "**Absolute usage**" s težinskim faktorima koji ovise o komercijalnoj vrijednosti granice i o geografskim značajkama zemlje.

Komercijalni preduvjeti Razdioba prihoda od aukcija



- Sve navedene metode razmatrale su se za BC pristup dodjele kapaciteta.
- Nakon uvođenja MF pristupa napraviti će se nova analiza modela razdiobe prihoda od aukcija.

Pravni aspekti

- Nesumnjivo najvažniji pravni zadatak bio je definiranje 8. europske regije za upravljanje zagušenjima.
- Preduvjet za osnivanje Ureda koordiniranih aukcija je harmonizacija zakonodavnog okvira u regiji jugoistočne Europe
- Potrebno je također riješiti pitanje koje će tijelo imati ulogu nadgledanja Ureda.
- Postoji nekoliko prijedloga za obavljanje ove funkcije, od takvih da bi je mogao obavljati ECRB do takvih da bi Ured koordiniranih aukcija nadziralo regulatorno tijelo zemlje gdje će biti njegovo sjedište.

Pravni aspekti

- Presudan trenutak u ostvarenju Akcijskog plana je odabir lokacije Ureda za koordinirane aukcije.
- Do sada je pisani interes za otvaranjem Ureda koordiniranih aukcija poslalo nekoliko zemalja, među kojima je i Hrvatska. (Zagreb, Atena, Beograd, Bukurešt, Beč).

Ugovor o razumijevanju (MoU)

- Tekst ugovora o razumijevanju predstavljen je na 12. atenskom forumu.
- Dokument nije obvezujući. Njime se demonstrira volja operatora da osnuju Ured.
- Za sada jedino bugarski operator nije voljan potpisati MoU.
- Postoji mogućnost potpisivanja MoU tijekom sastanka Ministarskog vijeća Energetske zajednice, koji će se održati u Tirani, 11. prosinca 2008.
- Prema mišljenju EC, MoU bi trebali potpisati operatori prijenosnih sustava svih zemalja koje tvore 8. regiju:
ATSO, ELES, EMS, EPCG, ESO, HEP-OPS, HTSO, KOSTT, MAVIR, MEPSÓ, NOS-BiH, TEL, TERNA, APG-Verbund.

Poslovni plan

- Jedan od preduvjeta osnivanja SEE CAO je Poslovni plan (*Business Plan*), usvojen od svih operatora prijenosnih sustava.
- Plan se sastoji od niza poslovnih ciljeva, koji moraju biti ostvareni kako bi se osnovao ured za koordinirane aukcije.
- U sebi sadrži sve potrebne informacije o organizacijskoj shemi buduće tvrtke, kao i potrebne prihode za njegovo funkcioniranje.
- Također, plan mora jasno predočiti vlasničku strukturu poduzeća, menadžersku strukturu te unaprijed predočiti financijski plan Ureda koordiniranih aukcija.
- Prva verzija Poslovnog plana koju su napravili TERNA i APG-Verbund, a koju nije prihvatio SETSO TF, predstavljena je na 11. atenskom forumu.

Poslovni plan

- Novu verziju Poslovnog plana napraviti će "ad-hoc" skupina koju sačinjavaju EMS (Srbija), HEP-OPS (Hrvatska) i ESO (Bugarska).
- Planira se predstavljanje novog Poslovnog plana na predstojećem Atenskom forumu.

Prekogranične metode upravljanja zagušenjima

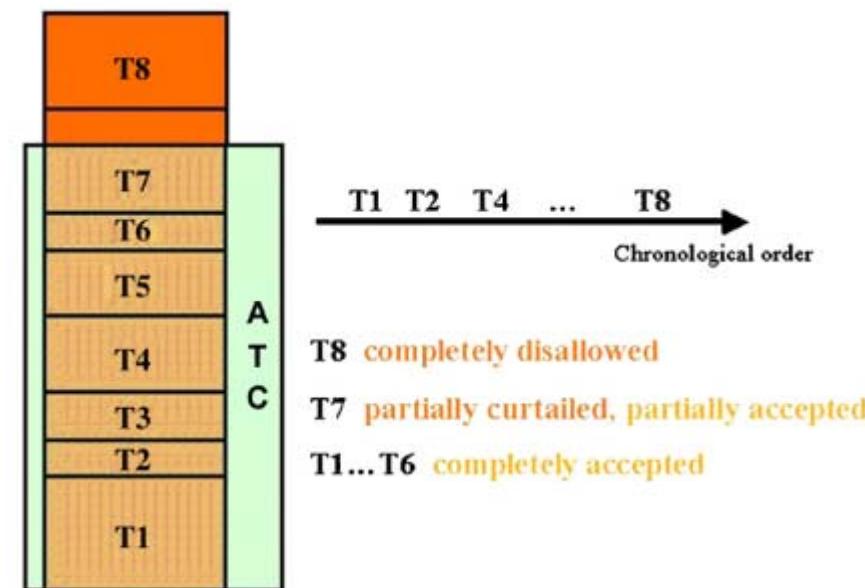
- Netržišne metode:
 1. Ograničenje pristupa
 2. Prioritetna lista (*first come first served*)
 3. Proporcionalna podjela
 4. Različiti pravni okviri
- Tržišne metode:
 1. Eksplicitne aukcije
 2. Implicitne aukcije

Netržišne metode

- Nisu zasnovane na tržišnim mehanizmima te stoga mogu davati pogrešne ekonomske signale.

1. Ograničenje pristupa
 - Primjenjuje se na DC interkonekcije

2. Prioritetna lista
 - Kapaciteti se dodjeljuju dok se ATC u potpunosti ne popuni
 - Prioritet se dodjeljuje kronološki



Netržišne metode

2. Prioritetna lista

- Ide u prilogu trajnim ugovorima jer imaju prioritet u odnosu na kratkotrajne
- Problem je što se ostavlja malo prostora kratkotrajnom tržištu
- Rješenje je rezervacija dijela ATC-a za kratkotrajne tržište

3. Proporcionalna podjela

- U slučaju da zahtjevi premaše ATC kapaciteti se alociraju proporcionalno
- Problem je što može doći do malverzacije sa zahtijevanom količinom (sudionici daju zahtjeve za puno većim kapacetetom od potrebnog da bi nakon skaliranja dobili željenu količinu kapaciteta)
- Protumjera može biti nužno korištenje odobrenog kapaciteta, ali nije nužno uspješna

Netržišne metode

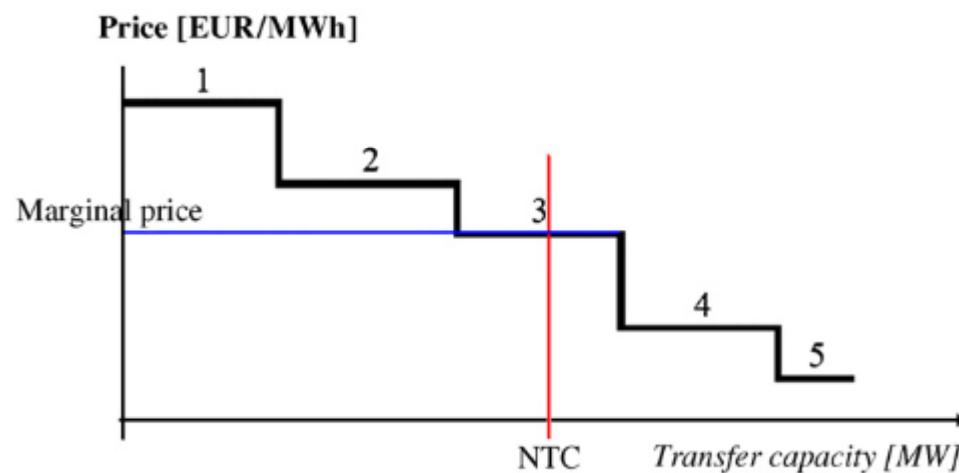
4. Različiti pravni okviri

- Primjenjuju se na zemlje koje nisu članice EU (primjerice Švicarska i Rusija)
- Koristi se Regulativa 1228/2003/EC

Tržišne metode

1. Eksplisitne aukcije

- Sudionici tržišta natječu se za NTC po tržišnom principu
- Dobiveni kapacitet nisu dužni koristiti, no u tome slučaju gube pravo na njega te je on ponovno dostupan svim sudionicima



Tržišne metode

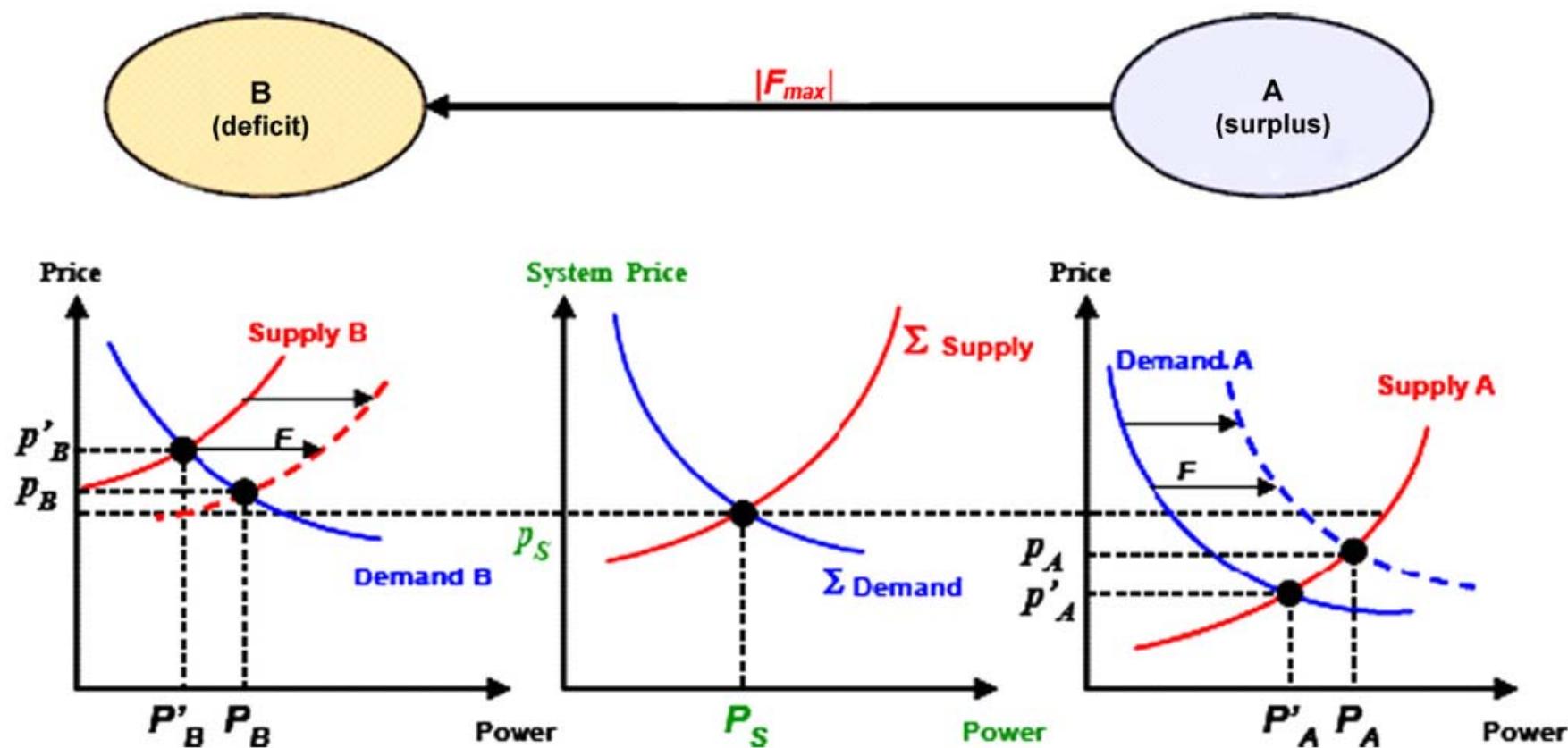
2. Implicitne aukcije

- Uzimaju u obzir tržišne ponude na svim organiziranim tržištima
- Na svakom se tržištu određuje cijena, proizvodnja i potrošnja
- Dodatne prilike za zaradom javljaju se zbog različitih cijena na različitim tržištima
- Dokle god ima dovoljno prijenosnog kapaciteta cijene na različitim tržištima se nastavljaju izjednačavati
- U slučaju zagušenja cijene su različite, a tržišta odvojena
- U ovom se procesu istovremeno trguje električnom energijom i prijenosnim kapacitetom

Tržišne metode

2. Implicitne aukcije

- Područje A ima višak, a područje B manjak električne energije





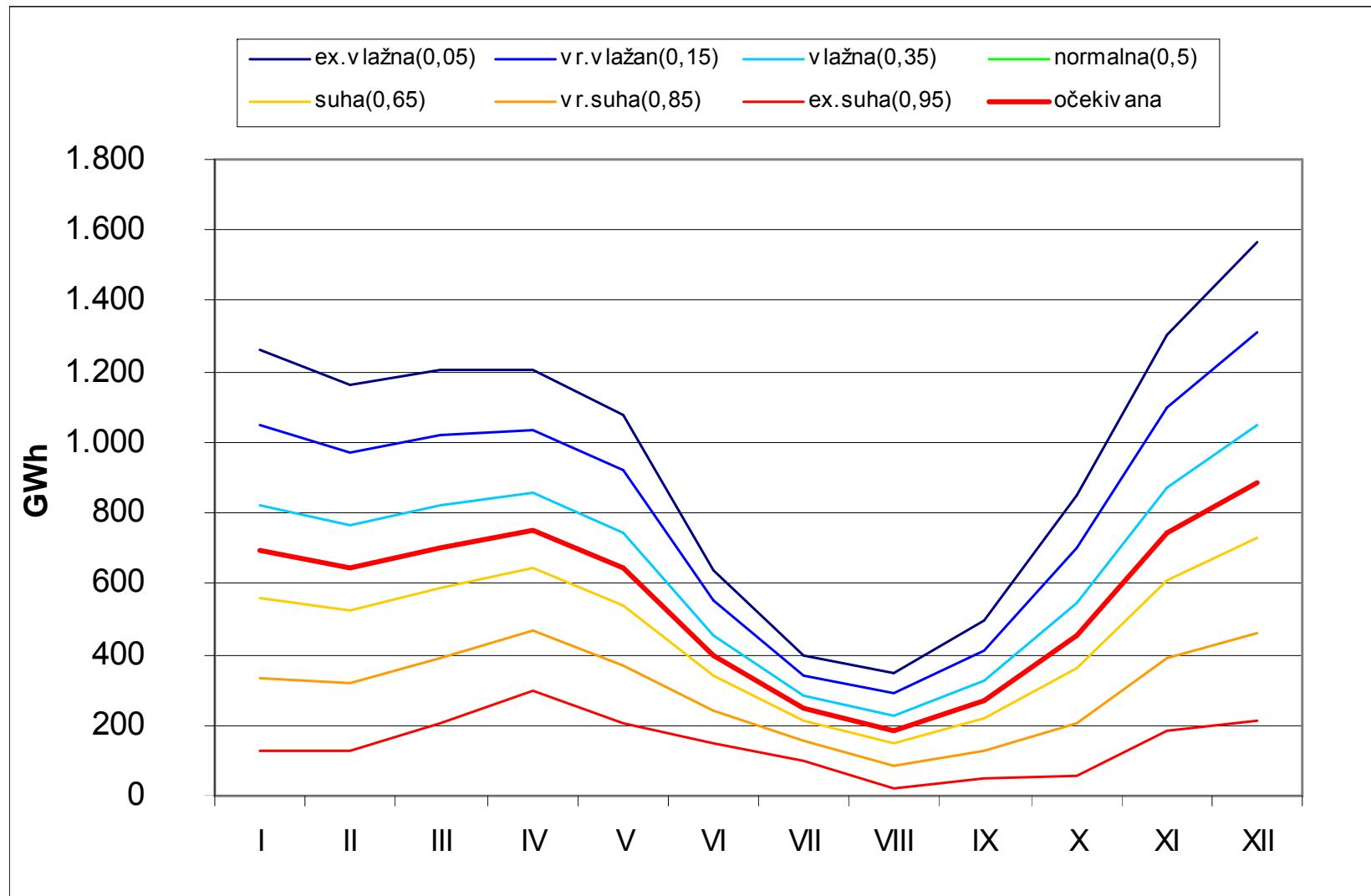
Planiranje pogona elektroenergetskog sustava Utjecaj hidroelektrana na vođenje EES-a

Prof.dr.sc. Igor Kuzle

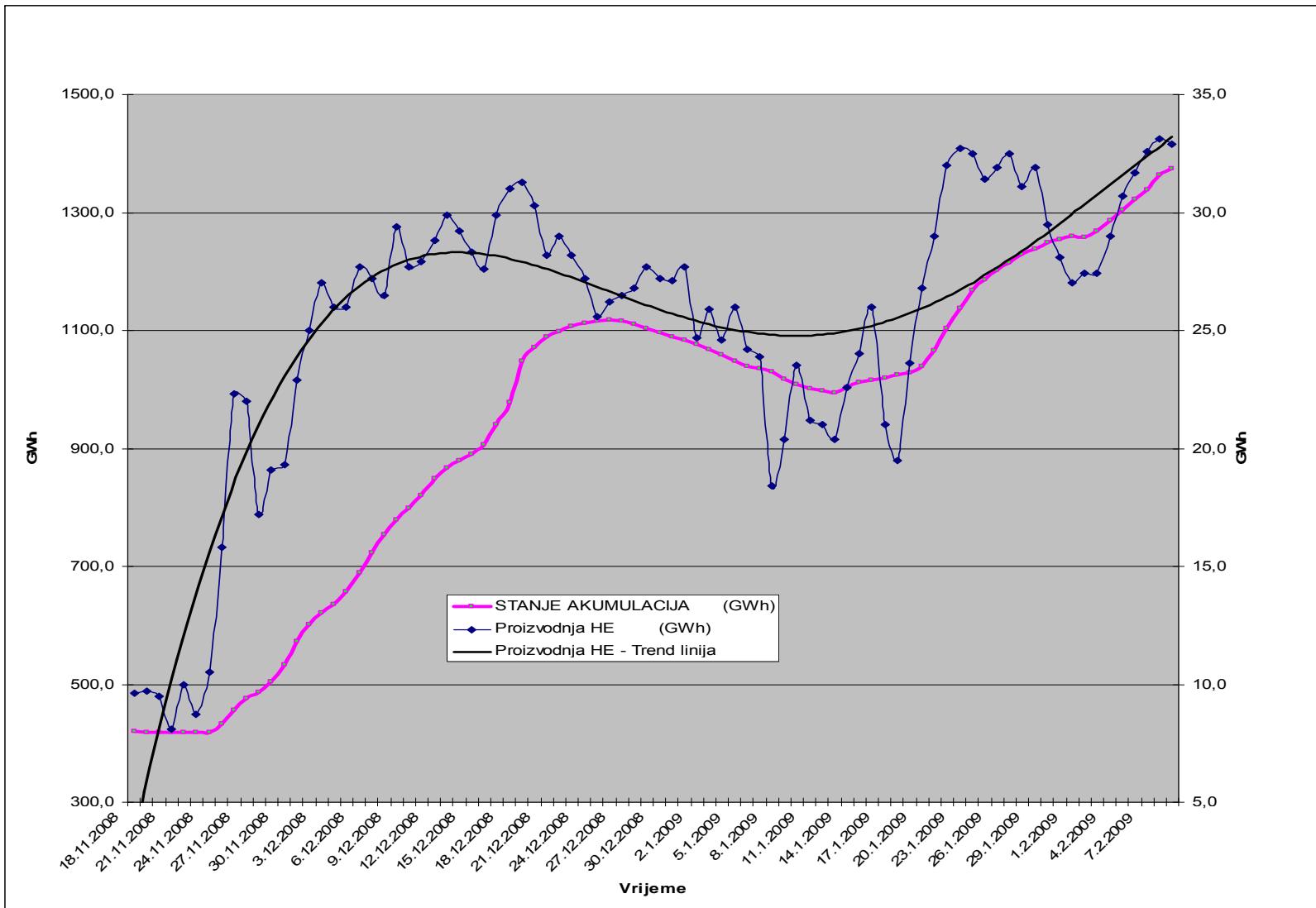
Hidrološki utjecaji

- Visoki udio hidroelektrana u EES-u Hrvatske
- Pogon uvelike ovisi o hidrološkim prilikama
- Zbog velikog iskorištavanja naših akumulacija i relativno sušnog razdoblja, sredinom studenog 2008. godine naše akumulacije su bile na razini 400 GWh
- Nakon toga počinje hidrološki povoljno razdoblje te se akumulacije počinju puniti
- Sredinom veljače naše akumulacije dosežu razinu od čak 1375 GWh

Mjesečna energetska vrijednost dotoka vode za HE za različite vjerojatnosti pojave



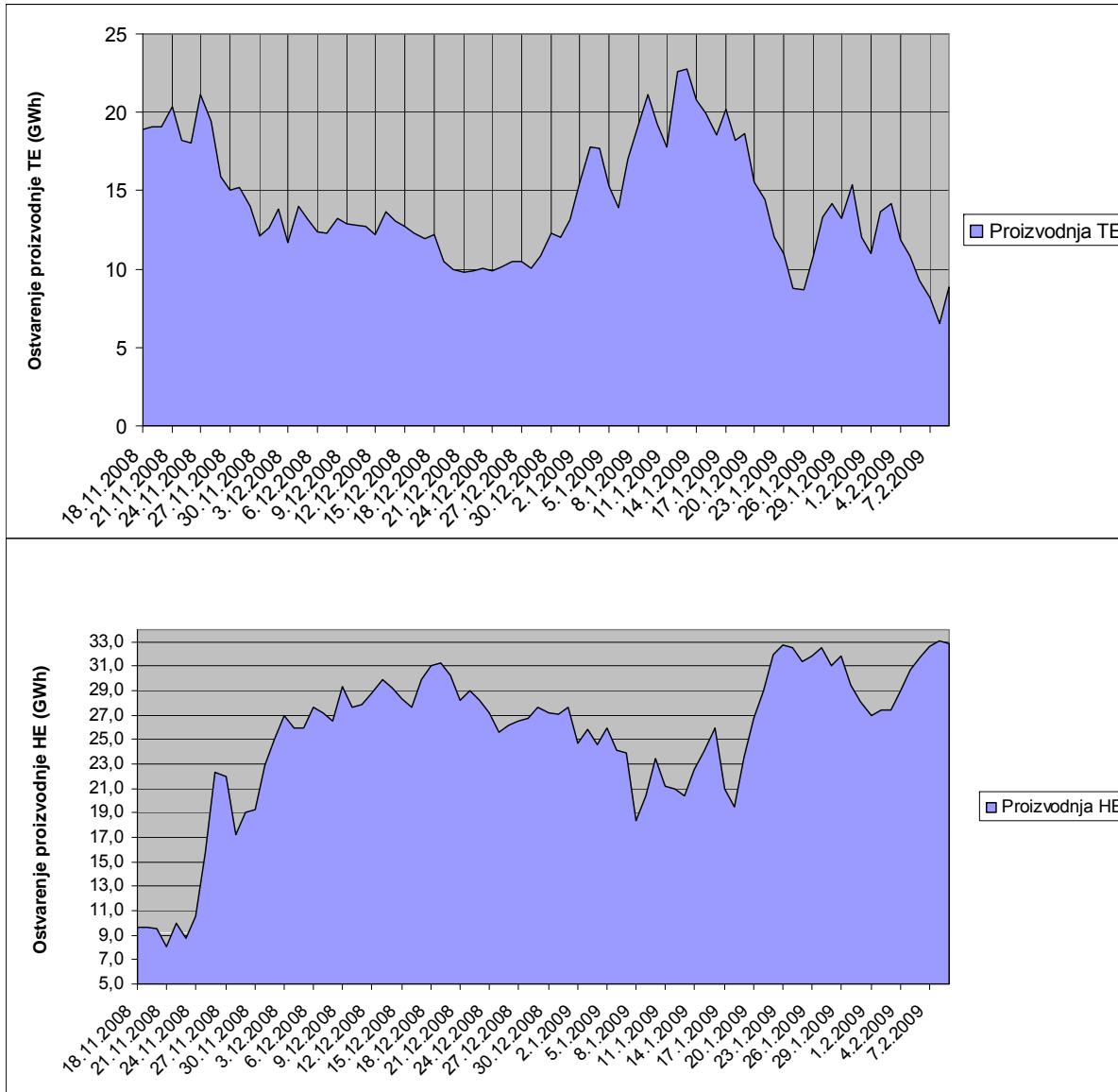
Hidrološki utjecaji



Hidrološki utjecaji

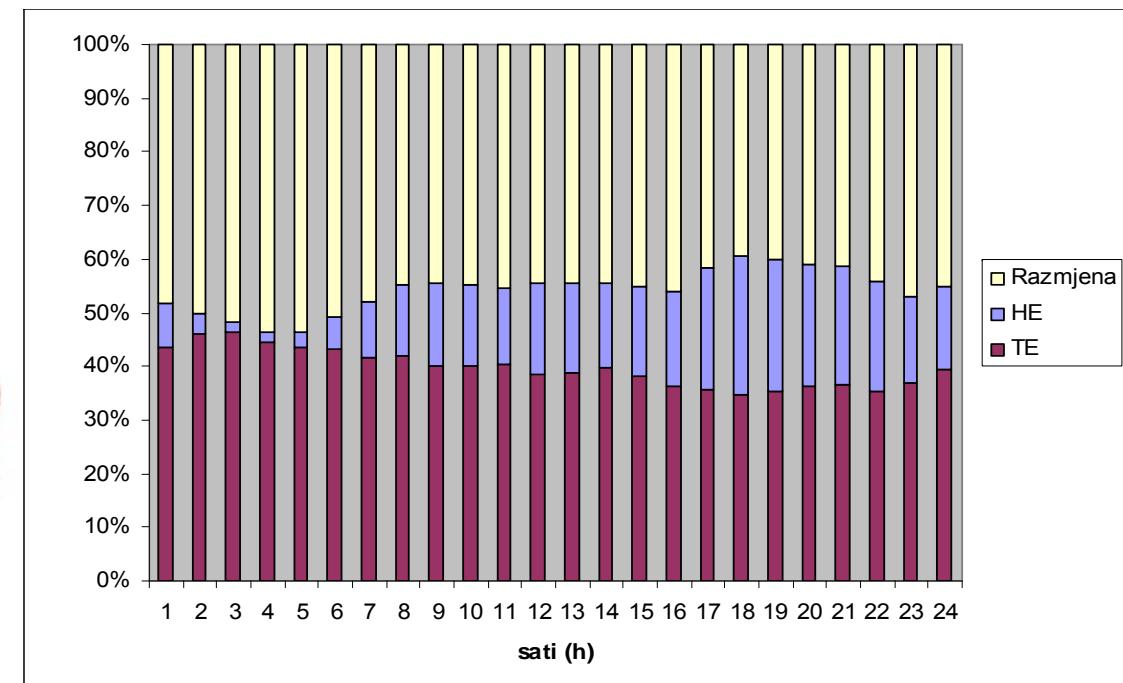
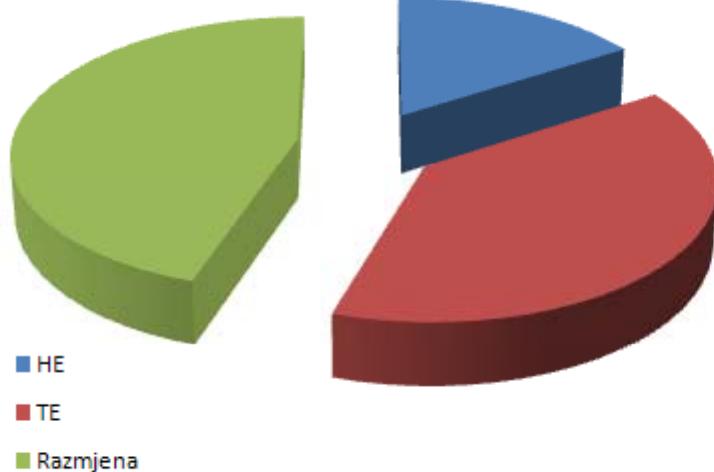
- Tijekom hidrološki nepovoljnog razdoblja najveći dio dnevne potrošnje električne energije pokrivaju, uz uvezenu električnu energiju, termoelektrane
- Tijekom hidrološki povoljnog razdoblja situacija je obrnuta
- U periodu suhog razdoblja termoelektrane proizvode više energije nego hidroelektrane
- Za vrijeme povoljnog hidrološkog razdoblja situacija je obrnuta

Hidrološki utjecaji



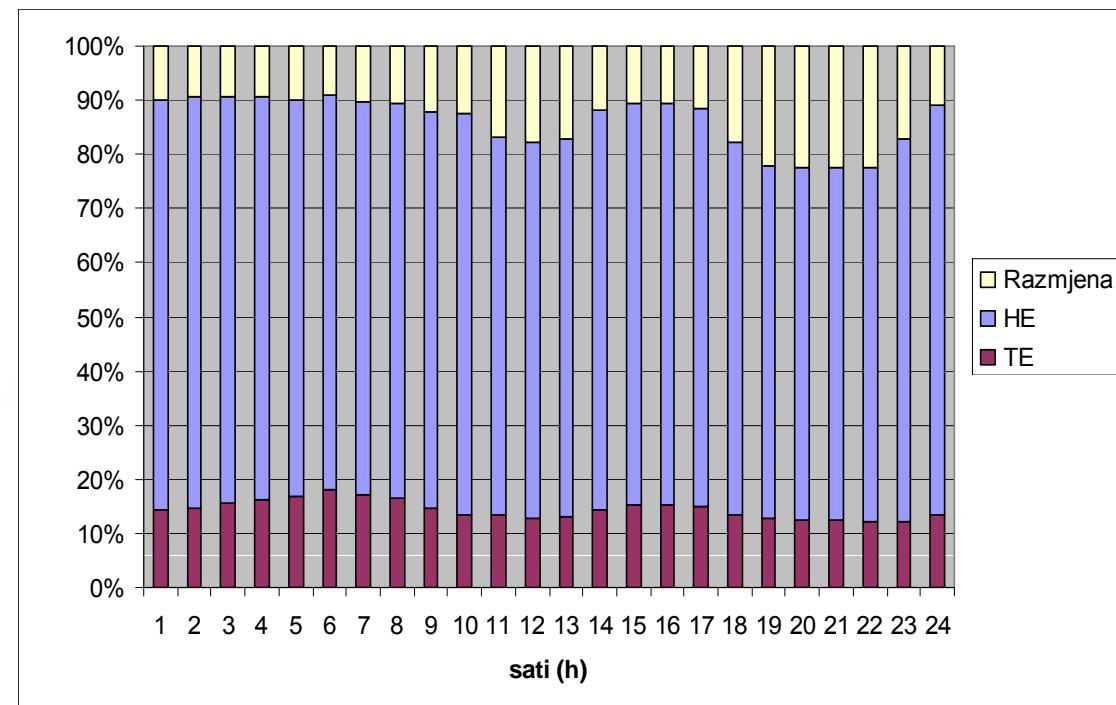
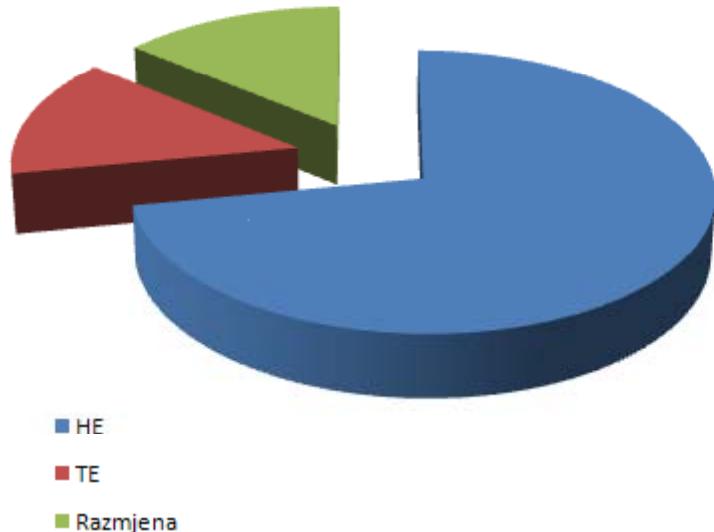
Hidrološki nepovoljno razdoblje

- Termoelektrane rade kao bazne elektrane, dok hidroelektrane pokrivaju ostatak satnog konzuma



Hidrološki povoljno razdoblje

- Za vrijeme povećanih dotoka, odnosno kišnog razdoblja, situacija je obrnuta



Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju

- Povećani dotoci i pune akumulacije osiguravaju sigurnost proizvodnje i više električne energije iz obnovljivih izvora (voda), kao i svojevrsnu uštedu zbog smanjene potrošnje fosilnih goriva
- S ekonomskog pa i ekološkog stajališta bilo bi idealno proizvoditi električnu energiju samo iz hidroelektrana, no u stvarnosti povećana proizvodnja električne energije iz hidroelektrana nosi određene probleme u visokonaponskoj prijenosnoj mreži
- Većina problema se javlja zbog smanjene proizvodnje termoelektrana, te maksimalne proizvodnje hidroelektrana, koje u razdoblju povećanih dotoka preuzimaju ulogu baznih elektrana

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju

- Regulacijski opseg raspoloživih hidroelektrana se smanjuje zbog potreba maksimalne proizvodnje koja je nužna radi sprječavanja nepotrebnih preljeva
- Također se javlja problem smanjene mogućnosti regulacije napona i jalone snage zbog izvanpogonskog stanja najvećih agregata, proizvođača jalone snage u Republici Hrvatskoj (TE Sisak, TE Rijeka i TE TO Zagreb)
- Za vrijeme hidrološki povoljnog razdoblja postoji stalna opasnost od mogućih preljeva koji mogu poplaviti naseljena područja ili nanijeti veliku štetu, npr. ratarskim kulturama

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju

- U razdoblju pojačanih dotoka i preljeva većina hidroelektrana proizvodi električnu energiju maksimalnom djelatnom snagom ostavljajući pri tome voditelju sustava minimalan prostor za regulaciju
- Hidroelektrane, zbog tehničkih karakteristika svojih agregata, u optimalnom pogonu (uvjeti pri kojima nije potrebno konstantno proizvoditi maksimalnu djelatnu snagu) mogu proizvesti manje jalone snage u odnosu na npr. agregat termoelektrane

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju

- Prilikom povećanih dotoka, hidroelektrana proizvodi konstantno svoj maksimum, te na taj način još više ograničava agregat koji u spomenutim okolnostima može proizvesti manje jalove snage nego u uvjetima optimalnog pogona
- Iz navedenog razloga javlja se problem napona iznad dozvoljenih granica što znatno skraćuju radni vijek elektroenergetske opreme
- Najviše iznose naponi dosežu u noćnim satima za vrijeme najmanje potrošnje električne energije

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- Povišeni naponi dolaze do izražaja u prvom dijelu hidrološki povoljnog razdoblja
- U tom vremenskom razdoblju (od sredine studenog 2008. godine pa do početka 2009. godine) dotoci rastu, ali akumulacije još nisu pune
- Tada još nisu zabilježeni povećani tokovi djelatne snage na 400 kV, 220 kV i 110 kV vodovima od sustavnog značaja
- Naprotiv, neki od visokonaponskih nadzemnih vodova su poprilično podopterećeni što još više pogoduje povišenim naponima

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- Do problema sa previsokim naponima dolazi uglavnom u noćnim satima, kada je dnevna potrošnja električne energije dostigla svoj minimum, tada vrijednosti napona premašuju dozvoljene granice normalnog pogona
- Previsoki naponi se uglavnom pojavljuju u splitskom području (TS Bilice, TS Konjsko) gdje su visokonaponski vodovi uglavnom podopterćeni

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- U slučaju povišenja napona u pojedinim točkama EES-a iznad granica predviđenih tehničkim propisima, treba uključiti prigušnice (TS Tumbri i TS Ernestinovo) i/ili isključiti kondenzatorske baterije te smanjiti proizvodnju jalove energije, odnosno, tamo gdje za to postoje mogućnosti prijeći s generatorima i kompenzacijskim uređajima u kapacitivno područje rada te poduzeti i druge mјere sukladno pravilima struke
- Kao posljednja mogućnost sniženja napona je isključivanje neopterećenih ili slabo opterećenih dalekovoda ako za to postoje mogućnosti

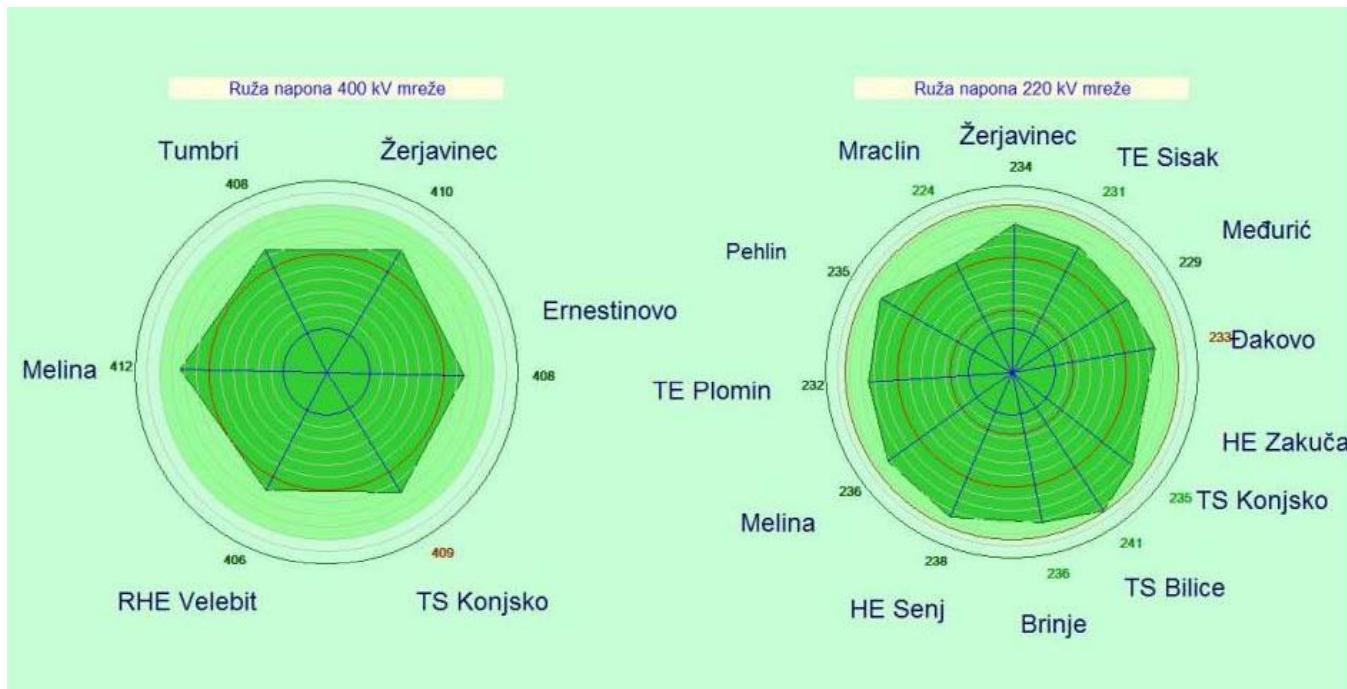
Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- Iznosi napona za sve 400 kV i 220 kV TS 26.11.2008.
u 19:30 h (prvi dio hidrološki povoljnog razdoblja)



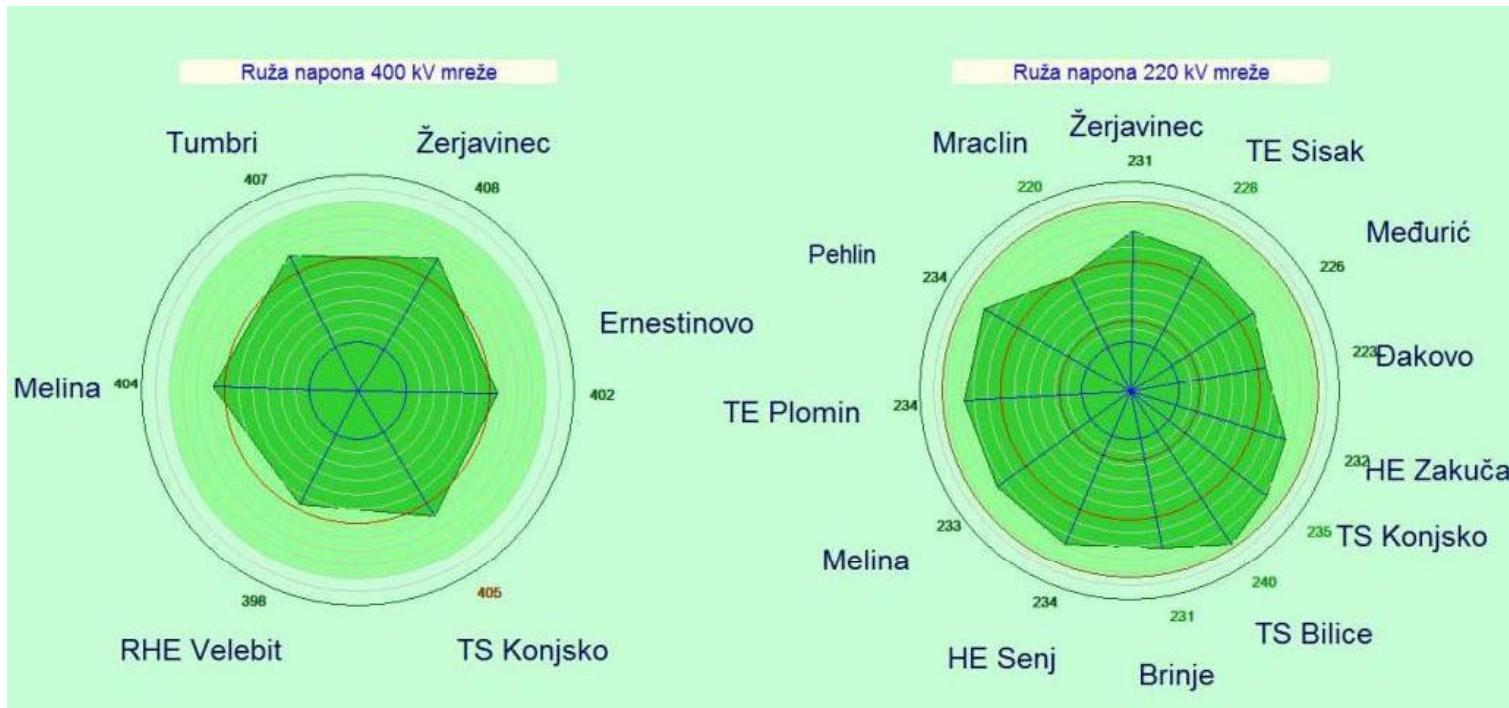
Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- Kako je u tom trenutku dnevna potrošnja dostigla svoj maksimum, vidi se da su svi naponi u dozvoljenim granicama normalnog pogona uz malo više vrijednosti napona u riječkim i splitskim transformatorskim stanicama



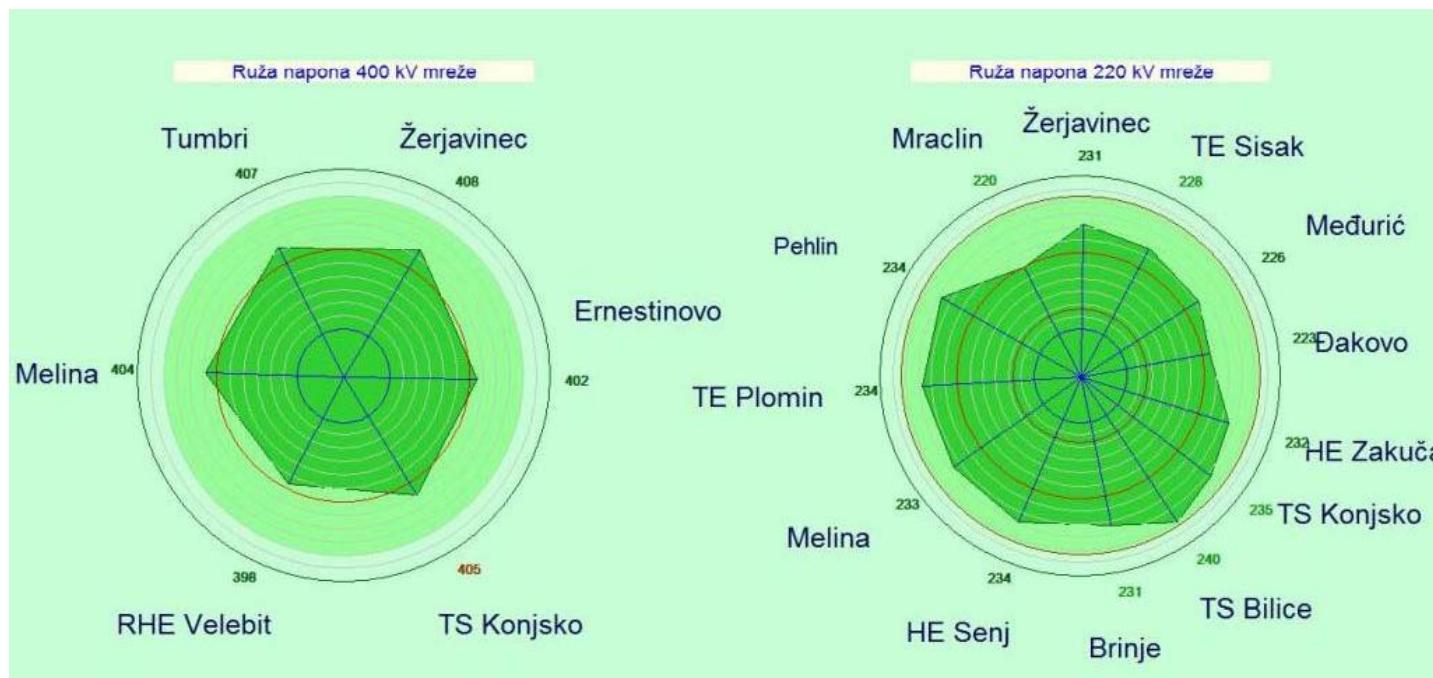
Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- Iznosi napona za sve 400 kV i 220 kV TS 09.02.2009.
u 19:30 h (drugi dio hidrološki povoljnog razdoblja)



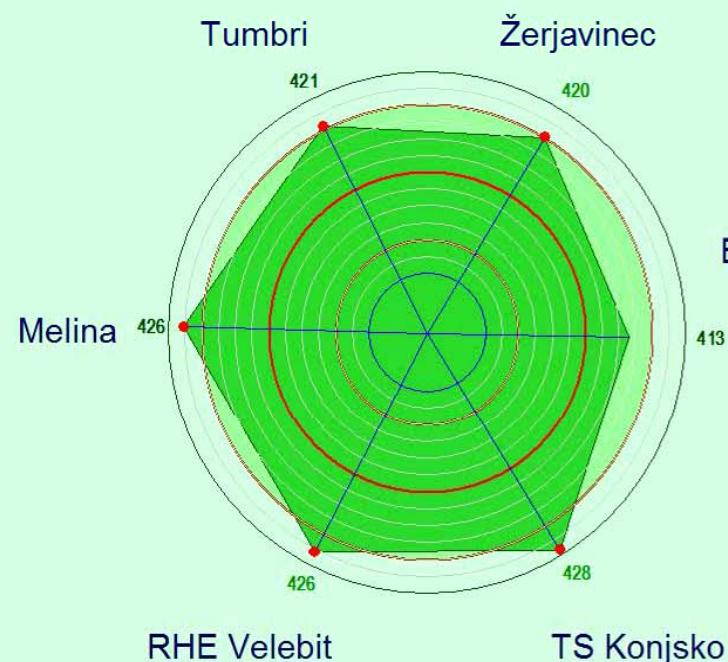
Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- U tom trenutku je dnevna potrošnja također dostigla svoj maksimum, vidi se da su svi naponi u dozvoljenim granicama normalnog pogona uz malo više vrijednosti napona u splitskim transformatorskim stanicama

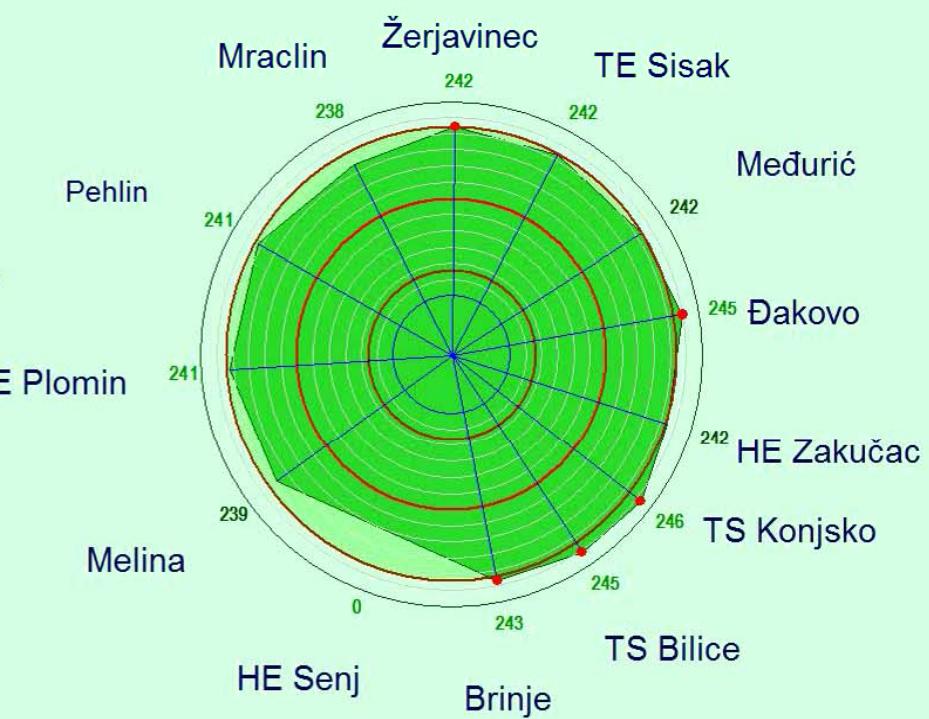


Mjerenja: NDC_2006-05-03_00-00-06.pdv

Ruža napona 400 kV mreže



Ruža napona 220 kV mreže



Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – problem visokih napona

- Posljednja mogućnost sniženja napona koju provodi voditelj sustava je isključivanje neopterećenih ili slabo opterećenih dalekovoda ako za to postoje mogućnosti
- U slučaju isključenja dužeg 400 KV dalekovoda, koji u nekim trenucima generira i do 100 MVar-a, napon u pojedinom čvorištu može pasti i do 4 kV

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage



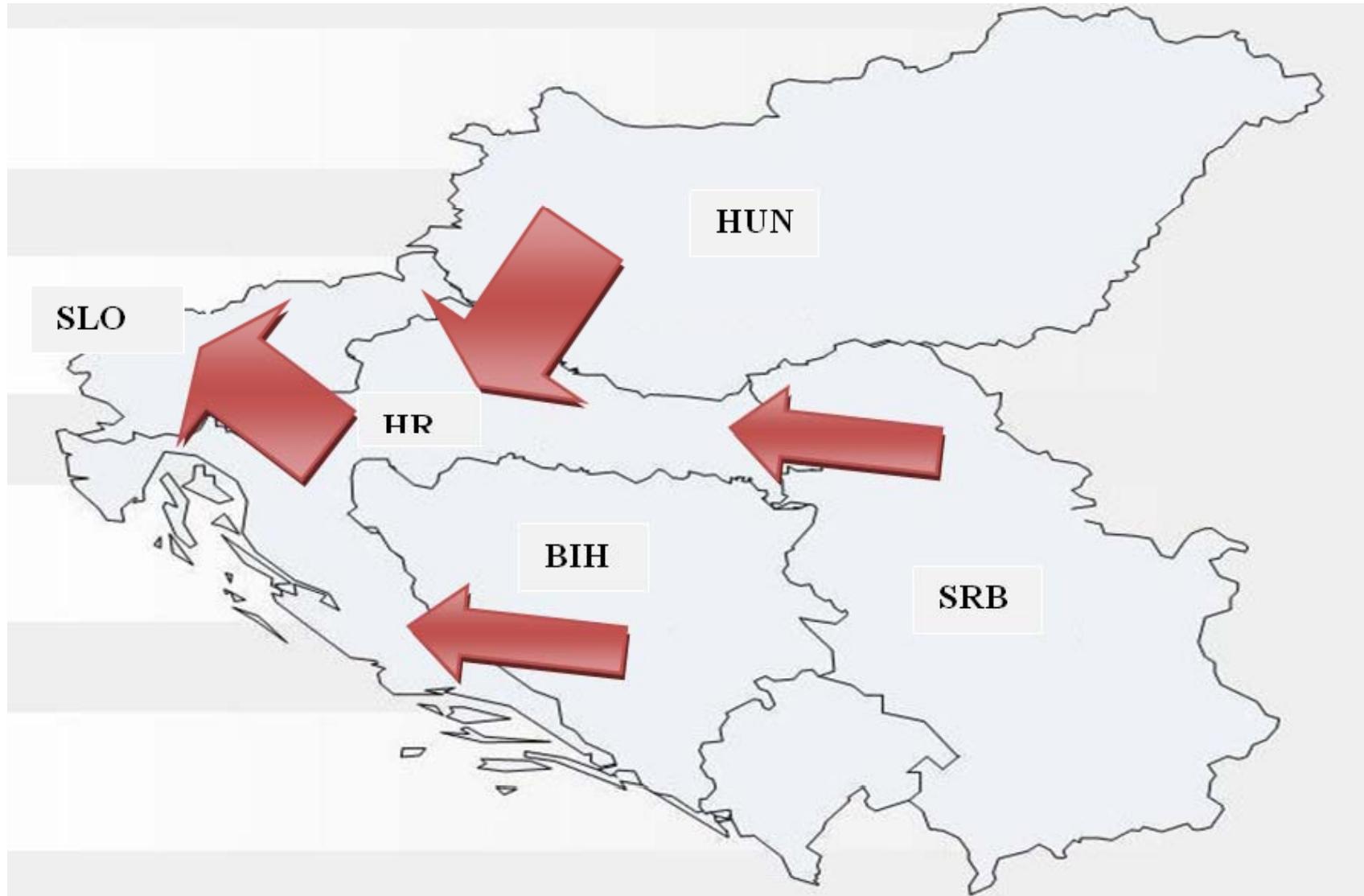
- Probleme s količinom padalina i povećanim dotocima imaju i nama susjedne države (Slovenija, BiH, Srbija, Mađarska)
- Većina susjednih OPS-a ima jednake ili slične probleme uzrokovane povećanom proizvodnjom hidroelektrana
- Proizvođači električne energije pokušavaju plasirati (prodati) višak proizvedene električne energije iz vlastitih hidropotencijala do OPS-a kojima manjka električne energije (Terna-Italija itd.)

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage



- Uslijed toga dolazi do povećanih tokova djelatne (radne) snage na 400 kV, 220 kV i 110 kV nadzemnim vodovima od sustavnog značaja elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske, koji su do sada bili podopterećeni ili opterećeni prirodnom snagom voda
- Ovakvi uvjeti uzrokuju probleme u visokonaponskoj prijenosnoj mreži u drugom periodu hidrološki povoljnog razdoblja (od početka 2009. godine do sredine veljače 2009. godine)
- Povećani tokovi djelatne snage kreću se iz smjera istoka (BiH i Srbija) i sjevera (Mađarska) preko Hrvatske prema zapadu (Slovenija)

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage



Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage

- Pri tome su zabilježeni povećani tokovi snage na većini 400 kV te na nekolicini 220 kV nadzemnih vodova
- 09. veljače 2009. godine (u 03:36 h):
 - DV 400 kV Žerjavinec - Heviz 1 & 2 > cca 550 MW (MAĐ > HR granica)
 - DV 400 kV Melina - Divača > cca 800 MW (HR > SLO granica)
 - DV 400 kV Konjsko - Mostar > cca 300 MW (BIH > HR granica)
 - DV 400 kV RHE Velebit - Melina > cca 500 MW
 - DV 220 kV Pehlin - Divača > cca 150 MW (HR > SLO granica)
 - DV 220 kV HE Senj - Melina > cca 200 MW

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage



- Ovi podaci opterećenja dalekovoda su vrlo zanimljivi jer su poprilično netipični za razdoblje dana u kojem su zabilježeni (u 03:36 h)
- Povećano opterećenje na nekim dalekovodima (400 kV RHE Velebit – Melina) je izravna posljedica maksimalne proizvodnje hidroelektrane Velebit
- U trenutku kada je DV 400 kV RHE Velebit – Melina opterećen sa cca 500 MW, oba agregata RHE Velebit su proizvodila po 130 MW (ukupno 260 MW) i tako dodatno povećavala opterećenje voda
- Istovremeno iz susjedne BiH u Hrvatsku dalekovodom DV 400 kV Konjsko – Mostar ulazi cca 260 MW, što je posljedica povećane proizvodnje hidroelektrana u BiH (RHE Čapljina itd.)

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage



- U ovakvim slučajevima, kada je agregat hidroelektrane u pogonu na istim sabirnicama (na istoj naponskoj razini) u postrojenju kao i vodno polje dalekovoda koji je preopterećen, voditelj sustava može smanjiti proizvodnju spomenutog aggregata i tako direktno smanjiti opterećenje problematičnog dalekovoda
- No, u tom slučaju hidroelektrana proizvodi manje nego je potrebno zbog nadolazećih dotoka te je moguć preljev ili čak poplava nekog naseljenog područja (npr. iz istih razloga je u prošlosti je znao biti poplavljen Obrovac)

Vođenje EES-a u hidrološki povoljnom razdoblju – povećani tokovi djelatne snage

- Promjenom položaja regulacijske preklopke nekih visokonaponskih transformatora (npr. u TS Žerjavinec) može se utjecati na preraspodjelu tokova djelatne snage te je na taj način moguće smanjiti opterećenje pojedinih dalekovoda (npr. DV 400 kV Tumbri - Žerjavinec)
- Opterećenje dalekovoda prirodnom snagom ili opterećenje iznad prirodne snage u principu i ne predstavlja problem voditelju sustava dok je isti u pogonu
- Ipak, u slučaju ispada takvog visokonaponskog dalekovoda može doći do poremećenog pogona ili čak raspada elektroenergetskog sustava

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- HE s dnevnom akumulacijom: dravske hidroelektrane (Varaždin, Čakovec i Dubrava)
- HE Dubrava je najnizvodnija od 3 izgrađene hidroelektrane na rijeci Dravi u Republici Hrvatskoj, a ujedno i najnizvodnija od ukupno 22 hidroelektrane na rijeci Dravi uopće
- HE Dubrava je po tipu postrojenja niskotlačna derivacijska hidroelektrana riječno-kanalskog tipa s akumulacijom za dnevno izravnavanje protoka
- Za razliku od uzvodnih HE na Dravi s klasičnim Kaplan turbinama, u HE Dubrava (kao i u HE Čakovec) su ugrađena 2 agregata s horizontalnim cijevnim turbinama

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- Tijekom eksploatacije na HE Dubrava došlo je do značajnog sniženja razine donje vode
- Projektom je pretpostavljeno postupno sniženje razine donje vode, no ono je već znatno premašeno, što je posljedica odustajanja od gradnje hidroelektrana nizvodno od HE Dubrava
- Praćenjem trenda donje vode ustanovljeno je da prosječni pad umjesto 17 m iznosi 18,5 m
- Zbog toga HE Dubrava radi u vrlo specifičnim uvjetima pa je u tom smislu naglašena posebna pozicija HE Dubrava kao najnizvodnije dravske hidroelektrane

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- U novim uvjetima vođenja pogona nastalim otvaranjem tržišta električne energije postavljaju se sve oštiri zahtjevi za osiguravanje snage kod vršnog opterećenja pa se za to koriste i cijevni agregati koji su u osnovi predviđeni za protočni rad
- Posljedica toga je veliki broj uključenja i isključenja aggregata (oko 200 godišnje po aggregatu) što je izrazito nepovoljno za cijevne aggregate
- Prilikom zaustavljanja oba aggregata HE Dubrava posebno dolazi do izražaja problem sniženja donje vode strojarnice

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- Trend sniženja razina donje vode strojarnice (DVS) je poznati fenomen na riječnim tokovima u šljunkovitim aluvijalnim naslagama koji može biti potaknut i izgradnjom hidrotehničkih objekata na riječnom toku
- Na rijeci Dravi se općenito bilježi trend sniženja vodostaja i uscijecanja korita na srednjoj i donjoj Dravi već više od 100 godina, dakle i prije nego je sagrađena prva hidroelektrana na Dravi
- Razlog je eksploatacija šljunka i pjeska
- Projektom HE Dubrava sniženje donje vode je bilo pretpostavljeno, no ono je tijekom 20-godišnjeg pogona već znatno premašeno, što se može objasniti i odustajanjem od izgradnje nizvodnih hidroenergetskih stepenica na Dravi

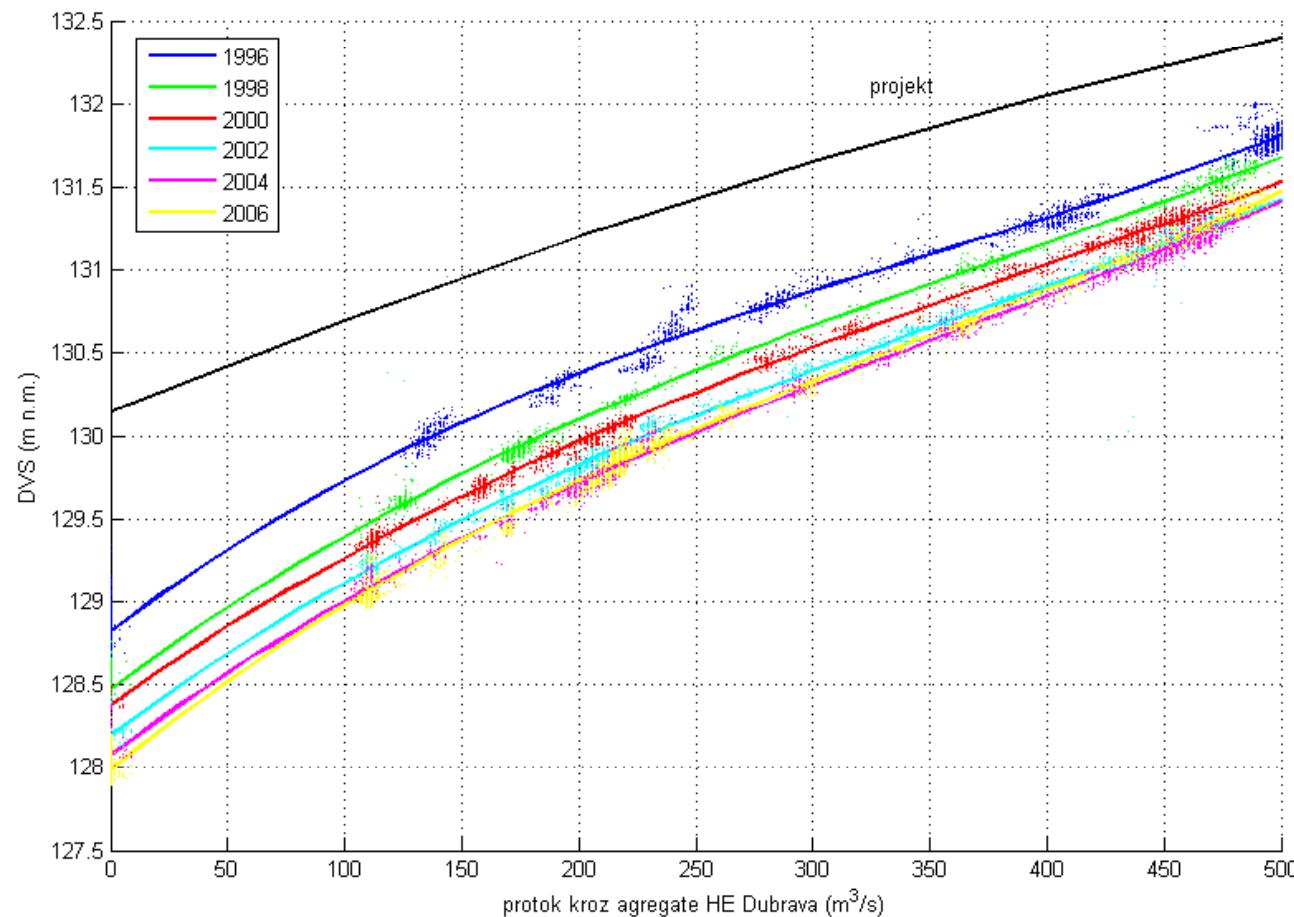
Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- Trend sniženja donje vode strojarnice HE Dubrava



Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- Ovisnost razine DVS o protoku kroz aggregate - razlika u odnosu na projektirano stanje



Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

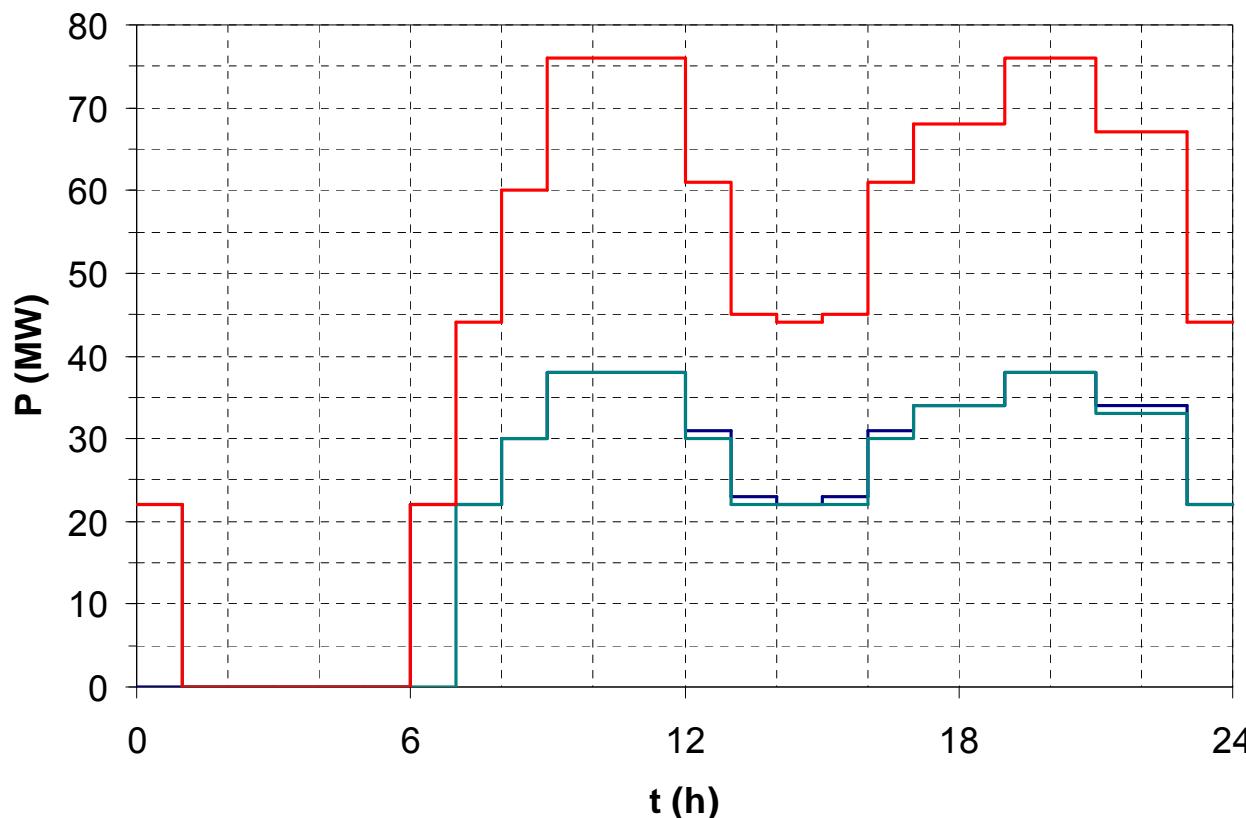
- Radi kavitacijskih ograničenja u nastalim uvjetima odlučeno je da će se zamjeniti radna kola turbina kako bi se prilagodile novim uvjetima
- Taj projekt je sada u pripremi i trebao bi biti realiziran u razdoblju do kraja 2009. do sredine 2011. godine
- Osim ovoga, razmatra se i mogućnost regulacije razine DVS hidrograđevinskim regulacijskim objektima, što bi trajno riješilo problem na razini hidroelektrane
- Do izrade takvih objekata (praga ili sustava pragova ili ustava) pogon HE Dubrava treba prilagoditi ograničenjima režima koja proizlaze iz snižene donje vode

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – dnevni dijagram opterećenja

- HE s dnevnom akumulacijom uobičajeno se koriste za pokrivanje temeljnog i vršnog opterećenja ovisno o srednjim dnevnim dotocima
- U slučaju velikih protoka takve HE rade u protočnom režimu, a u slučaju srednjih i malih protoka raspoloživa voda koristi se više u satima vršnog opterećenja
- U noćnim satima oba agregata se isključuju iz pogona, a ponovo se pokreću u jutarnjim satima u vrijeme porasta opterećenja

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – dnevni dijagram opterećenja

- U uvjetima srednjih protoka, kada su raspoloživa oba agregata, dnevni dijagram opterećenja HE Dubrava izgleda približno kao na slici

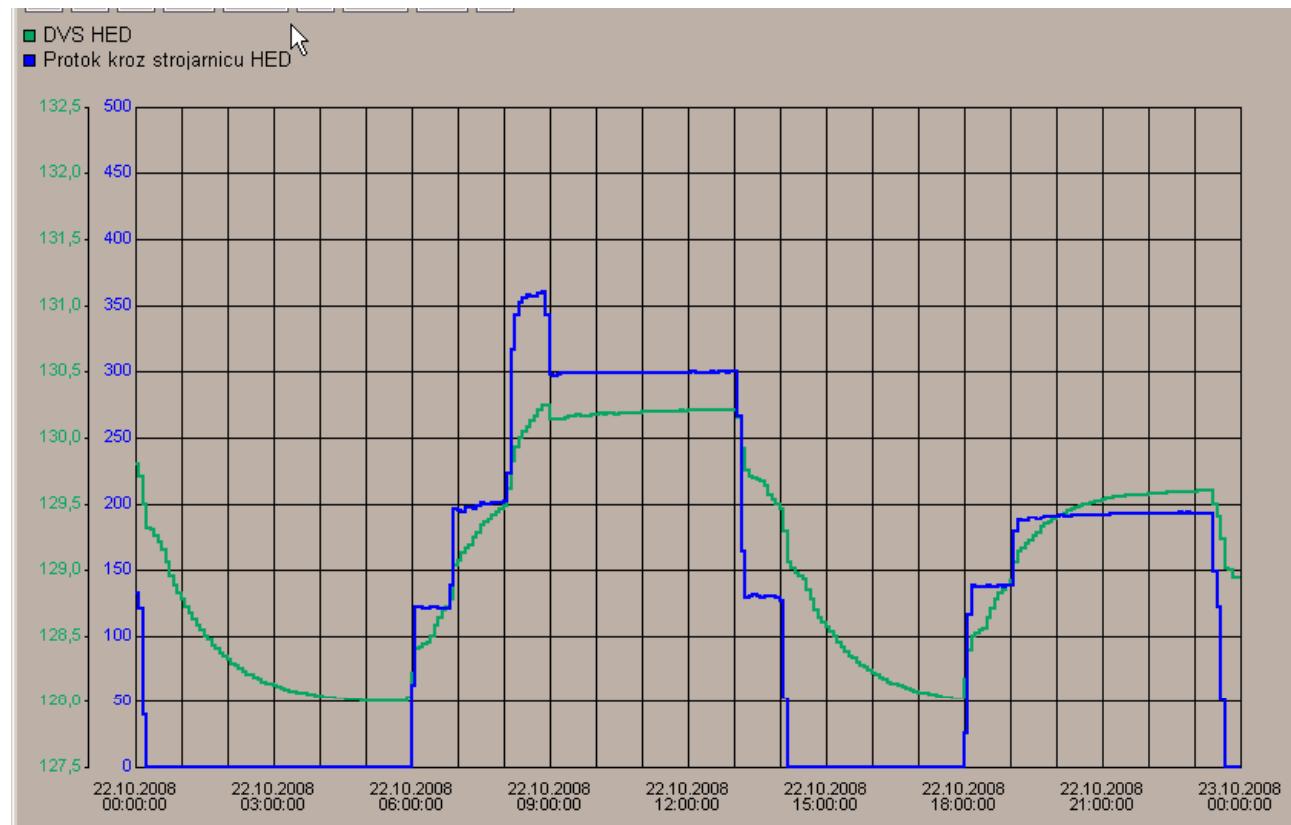


Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – sniženje DVS

- S obzirom da je HE Dubrava posljednja HE na Dravi, isključivanje oba agregata iz pogona znači drastično smanjenje razine DVS u svega nekoliko sati
- Prilikom sljedećeg pokretanja agregata u tom slučaju razina DVS je znatno niža od predviđenih i projektiranih vrijednosti, tako da agregat u početku radi u vrlo nepovoljnim uvjetima s izraženom kavitacijom sve dok se odvodni kanal ne napuni

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – sniženje DVS

- Promjena protoka kroz aggregate (plavo) i razine DVS (zeleno) u tijeku jednog dana u uvjetima kada su agregati isključeni 2 puta u istom danu

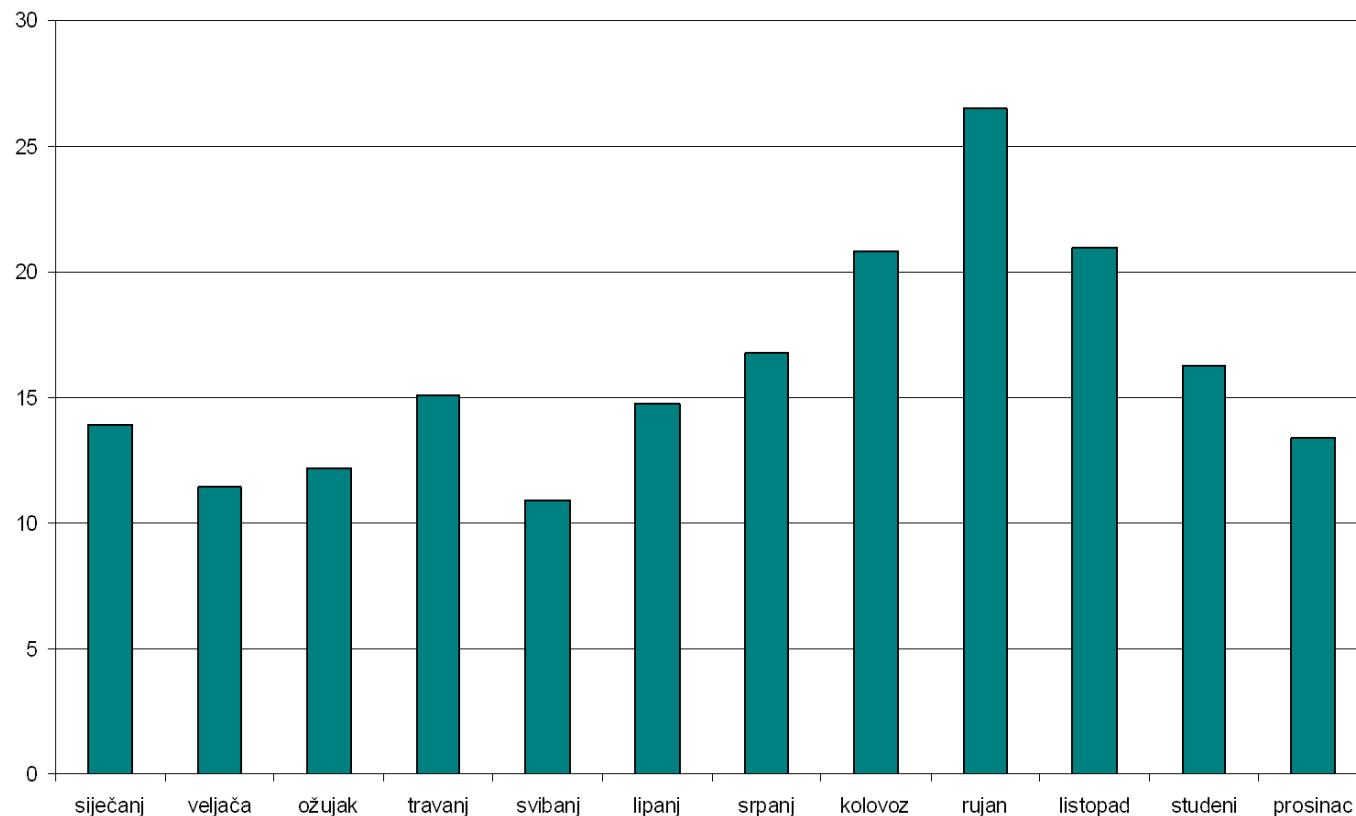


Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – sniženje DVS

- Prema sadašnjoj praksi svaki agregat u hidroelektranama na Dravi isključuje se iz pogona u prosjeku oko 200 do 250 puta godišnje
- Broj uključenja/isključenja aggregata ovisi o prosječnom protoku i najveći je kod malih i srednjih protoka, tako da ovaj problem u pravilu najviše dolazi do izražaja krajem ljeta i početkom jeseni

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – sniženje DVS

- Prosječan broj uključenja/isključenja agregata HE Dubrava po mjesecima, u razdoblju od 1999. do 2008. godine

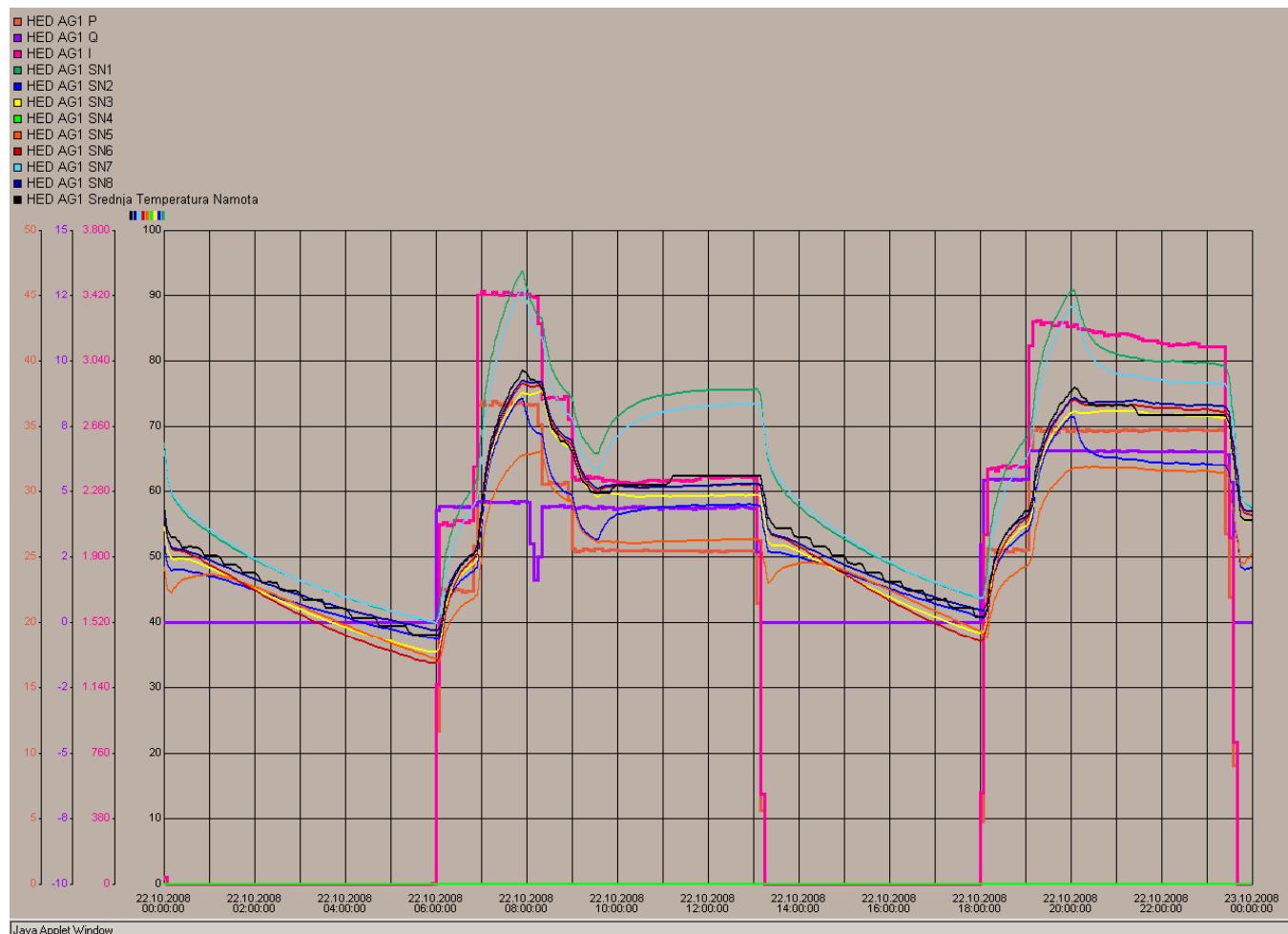


Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – sniženje DVS

- Učestalo uključivanje i isključivanje posebno je problematično kod cijevnih agregata zbog njihove specifične izvedbe i ograničenja koja proizlaze iz takve konstrukcije
- To se prije svega odnosi na generatore kod kojih uslijed učestalih promjena temperatura dolazi do velikih temperaturnih naprezanja

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom – sniženje DVS

- Dnevni dijagram temperatura generatora



Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- Nepovoljan režim rada HE na Dravi jedan je od glavnih uzroka sve češćih problema u eksploataciji HE s cijevnim agregatima posljednjih godina
- U novim uvjetima sve češće se za vršna opterećenja koriste i agregati koji su u osnovi predviđeni za protočni rad
- Posljedica toga je veliki broj uključenja i isključenja aggregata (godišnje oko 200 po aggregatu) što je izrazito nepovoljno za cijevne aggregate
- Taj problem bi se mogao znatno ublažiti ukoliko bi i u uvjetima sa smanjenim protocima barem jedan agregat radio kontinuirano

Režim rada HE s dnevnom akumulacijom

- Zbog toga bi trebalo osigurati rad jednog agregata s tehničkim minimumom u noćnim satima
- Takav režim rada bio bi znatno povoljniji, a broj zaustavljanja i pokretanja agregata bi se prepolovio
- Na taj način ublažio bi se i problem sniženja razine DVS pa bi koristi od takvog režima rada bile bi višestruke



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava Utjecaj VE na vođenje EES-a

Prof.dr.sc. Igor Kuzle

Utjecaj uklapanja vjetroelektrana na planiranje pogona i vođenje EES-a

- Ograničene mogućnosti dugoročnog planiranja proizvodnje
- Ograničene mogućnosti kratkoročnog planiranja proizvodnje
- Dodatni kapaciteti potrebni za sekundarnu f-P regulaciju
- Dodatni kapaciteti potrebni za tercijarnu f-P regulaciju i energiju uravnoteženja
- Regulacija napona i jalove snage
- Koordinacija na razini sustava vođenja (TSO)
- Koordinacija rada VE s postojećim klasičnim elektranama
 - Tehnički aspekt: promjena režima rada
 - Ekonomski aspekt: posljedični troškovi

Utjecaj uklapanja vjetroelektrana na planiranje pogona i vođenje EES-a

- Plan proizvodnje - temeljen na tehn-ekonomskim načelima (ekonomski dispečing),
- Uklapanje VE u ukupni dnevni plana proizvodnje,
- Osiguranje dodatnih regulacijskih rezervi i energije uravnoteženja,
- Planiranje rada VE.

Utjecaj uklapanja vjetroelektrana na planiranje i vođenje EES-a

- Promjenjivost proizvodnje vjetroelektrana (vremenski i prostorno-flaktuacija snage) uvjetovana je promjenljivošću inteziteta vjetra na svim vremenskim razinama, što zahtijeva da se pogon klasičnih elektrana mora prilagođavati (prednost u dispečiranju) kako bi se osigurala stalna ravnoteža proizvodnje i potrošnje električne energije.
- Mogućnosti takve podrške su ograničene, a vezane su za strukturu ostalih elektrana u sustavu.
- HE su idealni komplement vjetroelektrana u smislu predhodno navedene podrške, budući da su, pogotovo akumulacijske hidroelektrane i posebice reverzibilne elektrane, u mogućnosti osigurati brzu regulaciju djelatne snage na razini primarne, sekundarne i tercijarne regulacije, a također i prilagođavanje proizvodnje na satnoj, dnevnoj, tjednoj i višemjesečnoj razini.
- **Ograničenja: tehnički minimum, hidrološka ovisnost, rad izvan optimalnog režima,...**

Utjecaj uklapanja vjetroelektrana na planiranje i vođenje EES-a

- Utjecaj rada VE na planiranje i vođenje EES-a i odgovarajući troškovi ovise o razini penetracije VE u EES
 - do cca. 10% instalirane snage VE u odnosu na vršno opterećenje nema značajnijeg utjecaja
 - do cca. 20-25% općenito nema tehničkih ograničenja ali se mogu očekivati značajnije ekonomski posljedice na optimalan rad ostalih elektrana
 - iznad 25% potrebne su velike prilagodbe postojećeg sustava vođenja EES-a, što povlači i odgovarajuće troškove
 - danas u svijetu postoje primjeri s cca. 50% instalirane snage VE u odnosu na vršno opterećenje koji dobro funkcioniraju (Danska)

Planiranje izgradnje, planiranje proizvodnje, vođenje

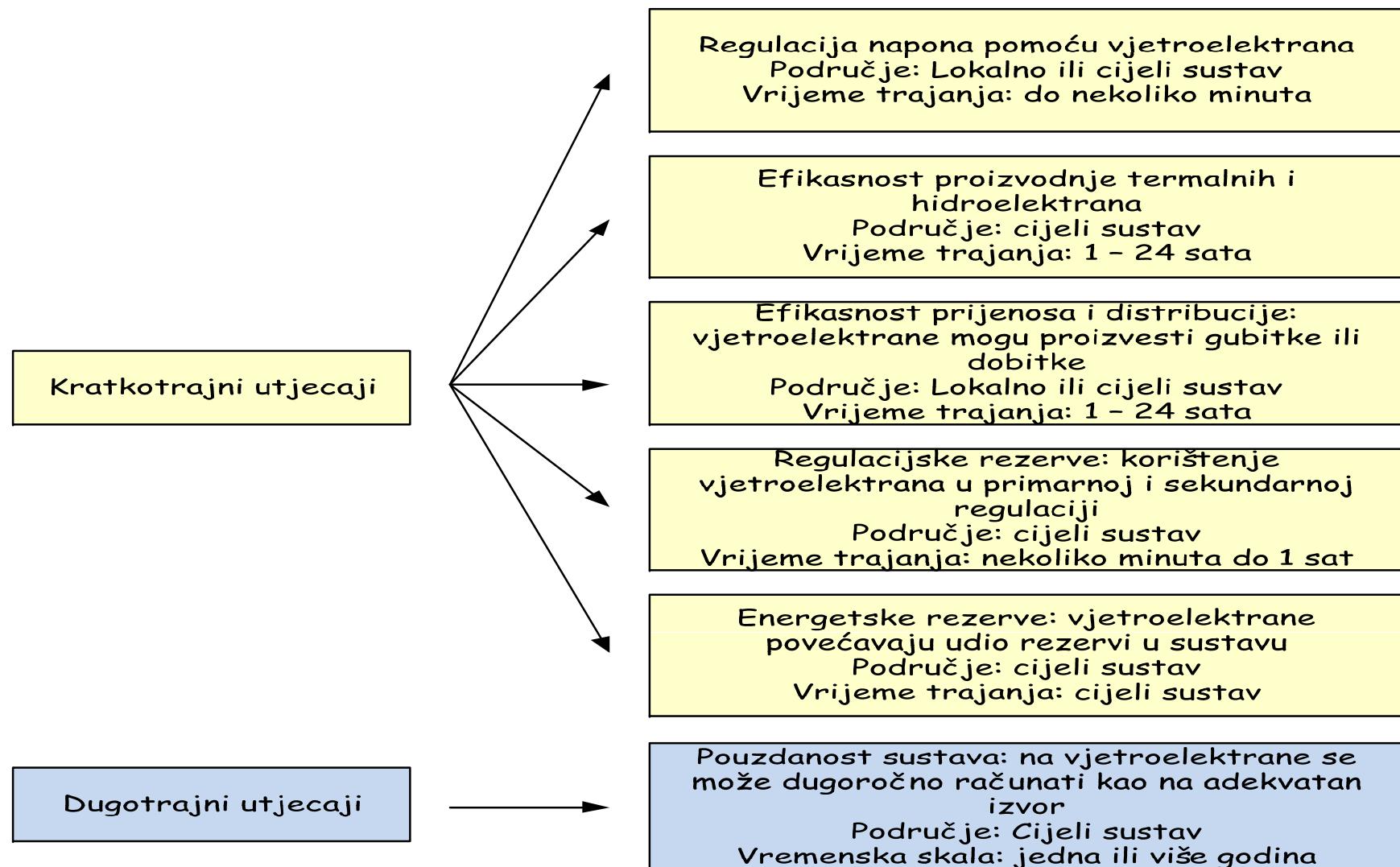
- Ciljevi:
1. Osigurati potrebnu energiju i snagu za pokrivanje potrošnje
 2. Osigurati potrebnu snagu i energiju za sigurnost rada sustava

Vremenski interval	HE	TE	VE	
Izgradnja izvora el.en.	3-30 g.	Živ. vijek ~100g. Inv. troškovi 1000-3000EUR/kW	Živ. vijek 25-40g. Inv. troškovi 500-1200EUR/kW	Živ. vijek 20-25g. Inv. troškovi 1300-1700EUR/kW
Planiranje proizvodnje	1 dan 1 godina	Ovisno o hidrologiji, +/- 30% na god. razini, a daleko više na dnevnoj raz. Regulabilne ovisno o volumenu akumulacije Faktor angažiranja ~25%(a), ~50%(p)	Promjenljivi troškovi i proizvodnja ovisno o cijenama goriva Faktor angažiranja ~20%(vršne) -80%(temeljne)	Proizvodnja ovisna o brzini vjetra Nepredvidivo na god. razini Donekle predvidivo na razini 1-3 dana Faktor ang. 15-35%
Dispečing, vođenje, regulacija	1s 1 dan	Vrlo fleksibilne u regulaciji na svim vremenskim razinama	Slabija mogućnost regulacije od HE (osim plinskih) Koriste se po potrebi za tercijarnu regulaciju	Potpuno neregulabilne Mogućnost redukcije proizvodnje
Rezerva snage:		Visoka za akumulacijske: i do 100% Mjesečno ovisna o hidrologiji za protočne	Ovisno o faktoru raspoloživosti: 80-95%	10-30%, ovisno o metodologiji izračuna

Varijabilnost rada VE

- varijabilnost proizvodnje na svim vremenskim razinama te ograničena mogućnost predviđanja takvih promjena utječe na:
 - plan proizvodnje ostalih elektrana,
 - potrebnu energiju uravnoteženja,
 - rezervu regulacijske snage u sustavu
- mogućnost predviđanja proizvodnje i varijacija proizvodnje ključno je za integriranje i optimalno iskorištavanje VE u EES-u
- najveće promjene u proizvodnji VE javljaju se prilikom prolaska olujnih fronti => visoke brzine=>zaustavljanje VE
- Učinak geografske disperzije - kratkoročne i lokalne varijacije brzine vjetra obično nisu povezane => ujednačavanju ukupne proizvodnje VE

Utjecaj VE na pogon EES-a

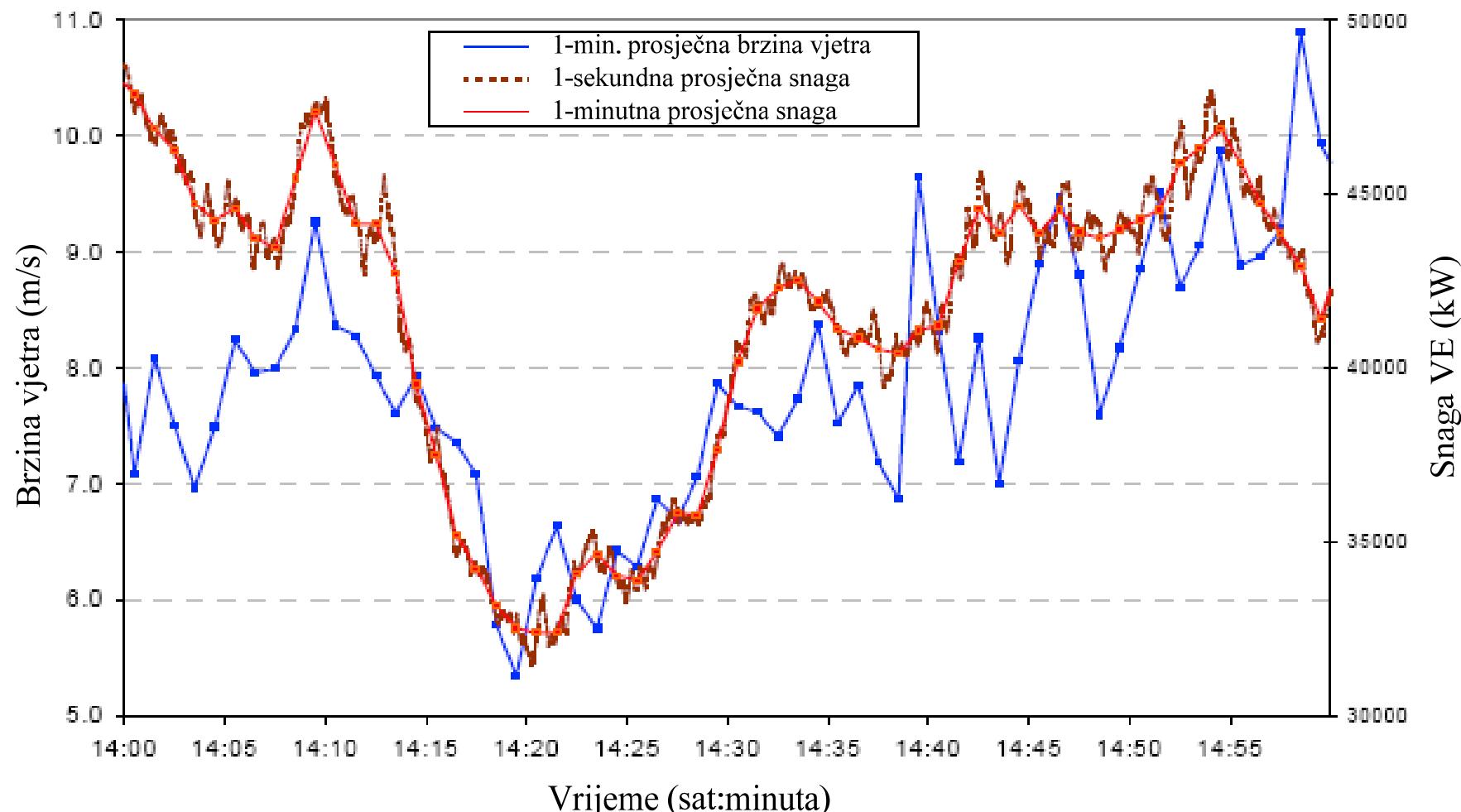


Kratkoročne varijacije proizvodnje i utjecaj geografske disperzije VE

- **Varijacije proizvodnje u sekundnom području (primarna f-P regulacija):** zanemarive zbog uprosječenja snage vjetra na rotoru turbine i tromosti rotora
- **Varijacije proizvodnje u intervalima do nekoliko desetaka sekundi:** zanemarive zbog uprosječenja snage po pojedinim vjetroagregatima
- **Varijacije proizvodnje do nekoliko minuta:** zanemarive u slučaju dobre geografske disperzije većeg broja vjetroelektrana
- **Varijacije proizvodnje unutar jednog sata:** mogu biti značajne bez obzira na geografsku disperziju (20-30% ukupne instalirane snage, a povremeno i više)
- **Najveće varijacije tijekom zaustavljanja uslijed jakog vjetra:** zaustavljanje proizvodnje cijele vjetroelektrane može potrajati i nekoliko sati zbog nejednolike raspodjele brzina vjetra na lokaciji
- **Varijacije proizvodnje u višesatnim intervalima:** ključni "problem" zbog potrebe rezervi (+/-) u ostalim izvorima

Kratkoročne varijacije proizvodnje i utjecaj geografske disperzije VE

Varijacije proizvodnje VE u sekundnom i minutnom području

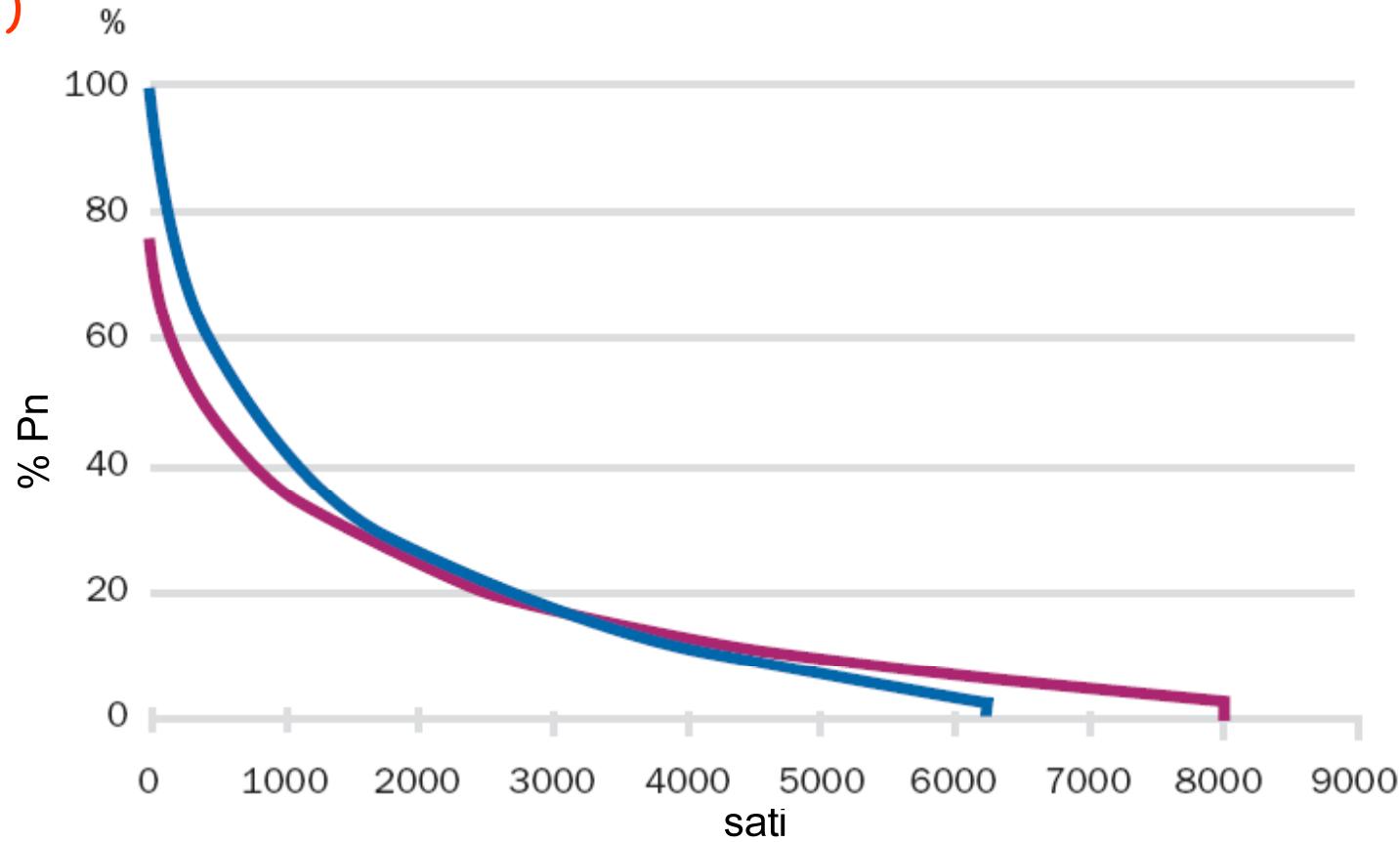


Učinak geografske disperzije

- U slučaju dobre geografske disperzije vjetroelektrana ukupne kratkoročne varijacije proizvodnje smanjuju se u relativnom iznosu
- Učinak "izglađivanja": s većom razine penetracije vjetroelektrana u EES smanjuje se učestalost kratkoročnih varijacija proizvodnje
- Krivulja trajanja proizvodnje jedne VE i svih VE u Njemačkoj 2003. g.

Učinak geografske disperzije

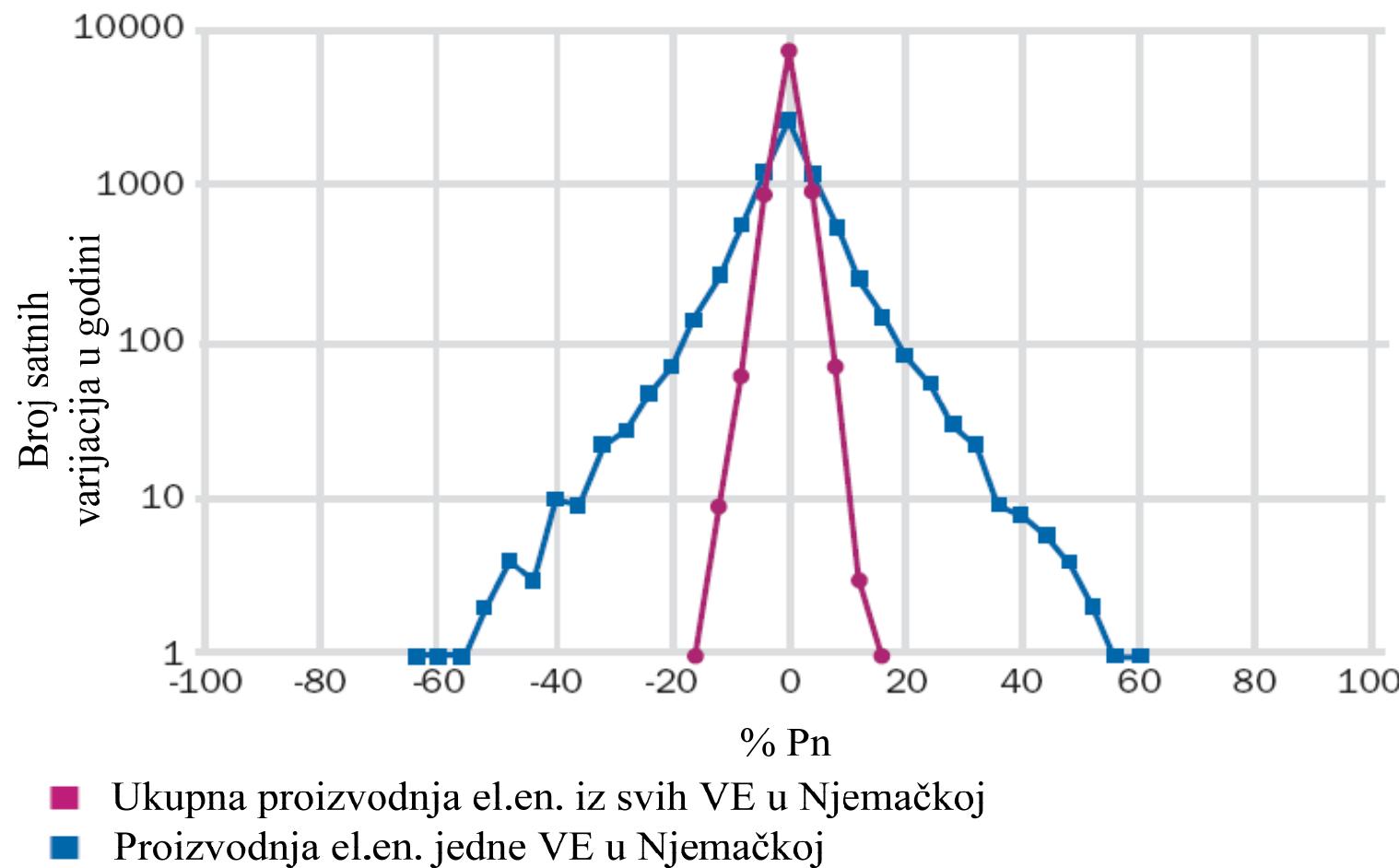
Krivulja trajanja proizvodnje jedne VE i svih VE u Njemačkoj
(2003. g.)



- Ukupna proizvodnja el.en. iz VE u Njemčkoj 2003.g.
- Proizvodnja el.en. iz jedne VE u Njemačkoj 2003.g.

Učinak geografske disperzije

- Učestalost satnih varijacija proizvodnje iz jedne VE i svih VE u Njemačkoj (2003. g.)



Dugoročne varijacije proizvodnje VE

- Višednevne, mjesecne, sezonske, godišnje varijacije
- Višednevne: vrlo često u čitavom rasponu snage (0-max)
- Mjesecne/sezonske: uglavnom dobro predvidive na razini ukupne mjesecne proizvodnje, s mogućnošću odstupanja cca. 30-40%
- Godišnje: na godišnjoj razini niske varijacije ukupne proizvodnje, cca. +/-15% (za razliku od HE)
- Doprinos instalirane snage vjetroelektrana sigurnosti rada EES-a po pitanju rezerve snage:
 - efektivna očekivana snaga (engl. capacity credit), temeljem proračuna LOLP (engl. Loss of Load Probability) faktora
 - "optimistički" pristup: na razini prosječnog faktora angažiranja, tj. 20-30% Pmax
 - "konzervativni" pristup: cca. 10-15%
 - smanjuje se s povećanjem razine penetracije VE u EES

Dugoročne varijacije proizvodnje VE

Maksimalne varijacije proizvodnje VE na području koje pokriva
Vattenfall u Njemačkoj (2007.g.)

		% u odnosu na: Max. proizv. Inst.snaga
Maximum in-feed	7.511 MW	
Minimum in-feed	2 MW	
Greatest increase over 15 min	638 MW	8.5% 7.4%
Greatest decrease over 15 min	977 MW	13.0% 10.9%
Greatest increase over 60 min	1.601 MW	21.3% 17.8%
Greatest decrease over 60 min	1.618 MW	21.5% 18.0%
Greatest difference between minimum and maximum in-feed over one day	6.398 MW	85.2% 71.3%

Predviđanje proizvodnje VE

- Prognoziranja proizvodnje VE svodi se na prognoziranje vremenskog slijeda atmosferskih varijabli (brzine i smjera vjetra, gustoće zraka itd...) s dovoljno malim korakom za dijelove atmosfere (lokacije VE) i različite periode predviđanja.
- U slučaju složenih terena (slučaj Hrvatske) bitan čimbenik je rezolucija numeričkih prognostičkih alata
- Prosječne prognostičke pogreške dobro kalibriranih modela za pojedine VE danas se kreću do 20% instalirane snage za razdoblje od 1-2 dana. Za veći broj VE pogreška pada ispod 10%.
- Veliki značaj prognoze proizvodnje VE za planiranje i angažiranje rezervi, primarno energije uravnoteženja i tercijarne rezerve

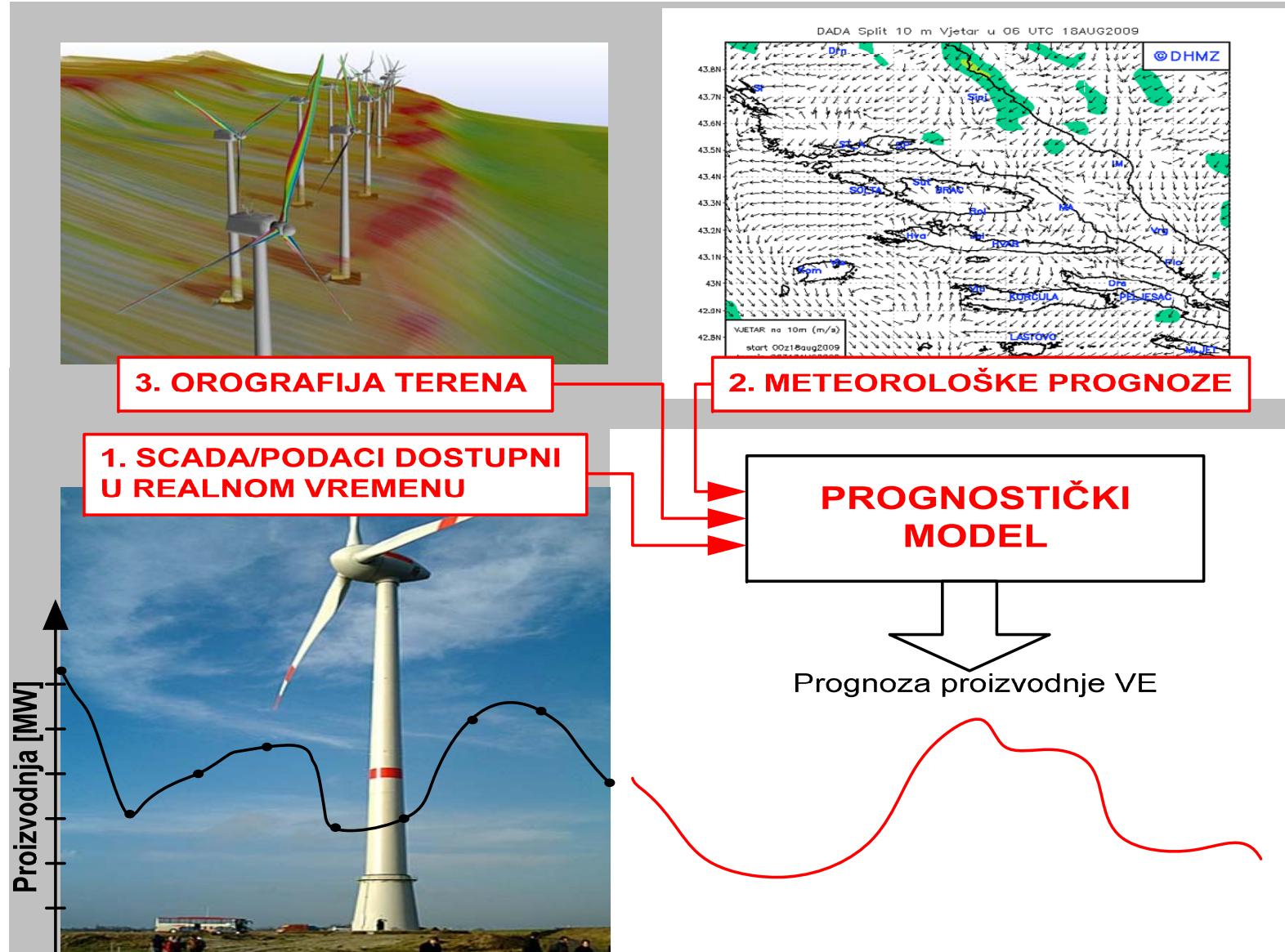
Predviđanje proizvodnje VE

- U svijetu su razvijeni različiti prognostički modeli, koji kombinirani s iskustvenim/heurističkim pristupom daju vrlo dobre kratkoročne prognoze (za slijedeći dan ili nekoliko dana, po intervalima 15-60 min), te se koriste u praksi (Njemačka, Španjolska, Danska...)
- Prognostički modeli temelje se na numeričkim modelima prognoze vremena (engl. numerical weather prediction models - NWPM)
- Promjenjivost vjetra kao izvora zahtjeva primjenu složenih prognostičkih alata
- Kraće vrijeme prognoze vodi k boljim rezultatima
- Današnji trend je korištenje više različitih numeričkih modela za prognozu vremena

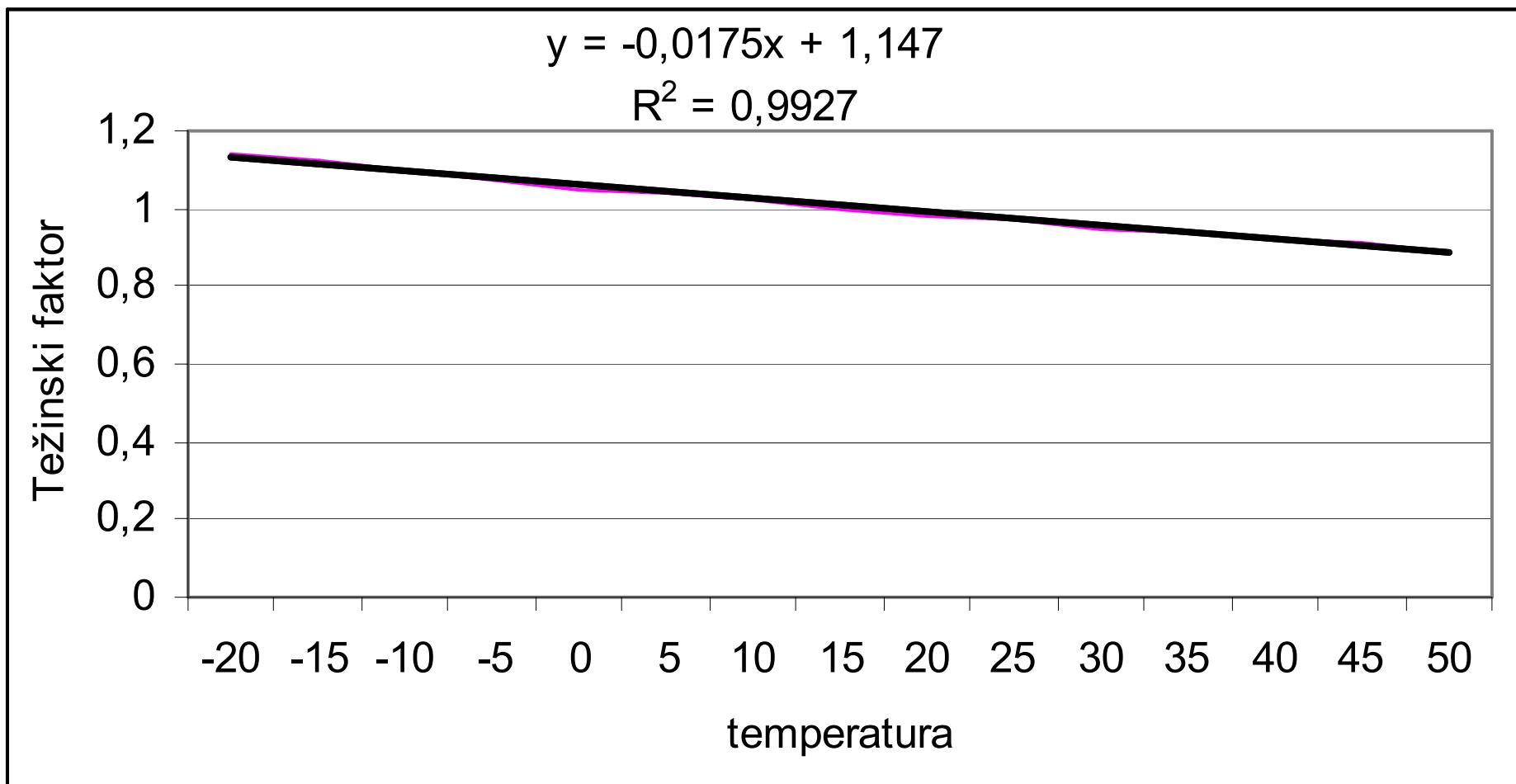
Prognoza proizvodnje VE

- Prognoza temeljem ostvarenog trenda proizvodnje, meteorološke prognoze, karakteristika konkretne lokacije i ostalih utjecajnih parametara
- **Ulazni podaci:**
 - Meteorološki podaci (1),
 - Orografija (2),
 - Podaci dostupni u realnom vremenu i arhivski podaci o proizvodnji VE (3)
- **Izlazni podaci:** prognoza proizvodnje VE
- Tri osnovna pristupa:
 - Fizikalni (1) + (2),
 - Statistički (1) + (3),
 - Heuristički (Hibridni) (1) + (2) + (3)

Predviđanje proizvodnje VE



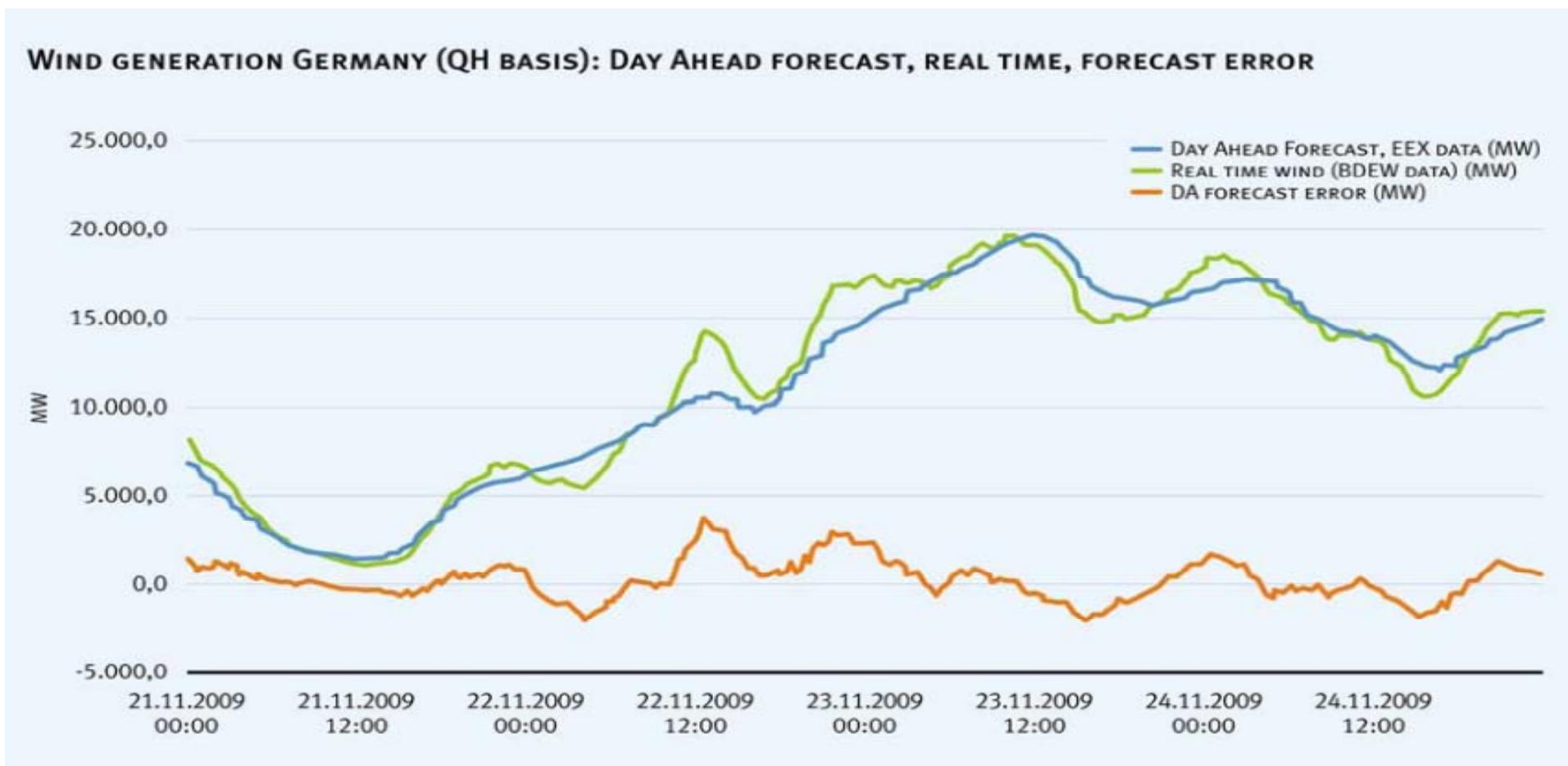
Ovisnost proizvodnje o temperaturi zraka



Prognoza i ostvarenje - Španjolska

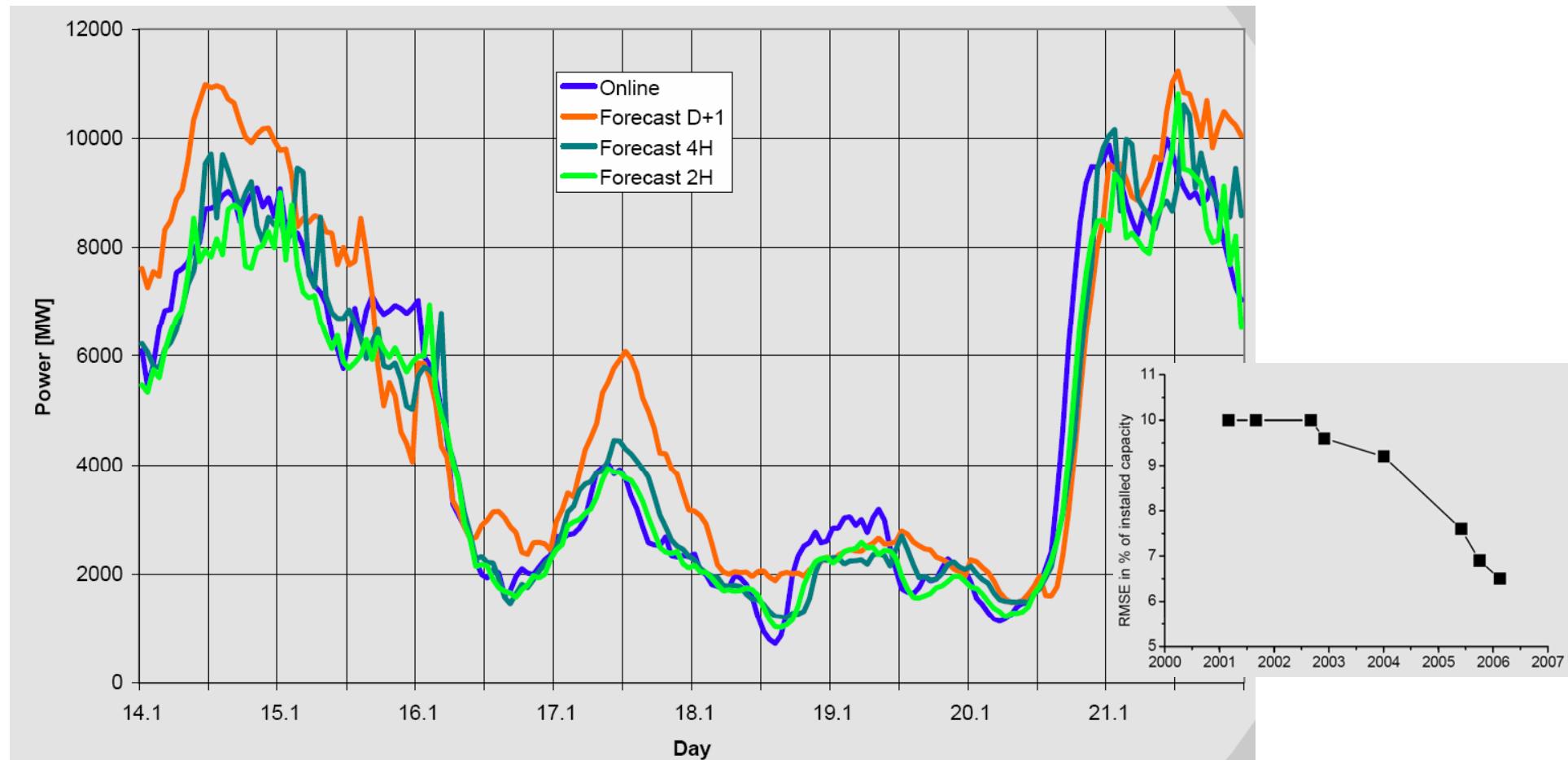


Prognoza i ostvarenje - Njemačka



Prognoza i ostvarenje - usporedba

Prognoza (dan unaprijed, 4 sata unaprijed i 2 sata unaprijed) i ostvarenje proizvodnje VE u Njemačkoj (Wind Power Management System Germany)



Zahtjevi na signale, komunikacije i upravljanje

- Informacijski signali iz vjetroelektrane prema operatoru sustava,
- Upravljački signali od operatora sustava prema vjetroelektrani,
- Meteorološki podaci,
- Plan proizvodnje djelatne snage.

Utjecaj VE na planiranje pogona i vođenje EES

- **Posljedice varijabilnosti proizvodnje VE**
 - Dnevno i unutar dnevnog planiranja proizvodnje
 - Osiguranje rezerve za sekundarnu i tercijarnu f-P regulaciju
 - Energija uravnoteženja
 - Uklapanje proizvodnje VE u dnevne dijagrame potrošnje/proizvodnje
 - Posljedice na tržišne odnose
- **Primarna f-P regulacija:** zanemariv utjecaj VE, osim u slučaju ispada uslijed kvara u mreži (propad napona) - znatno smanjeno tehničkim uvjetima prolaska kroz stanje kvara
- **Sekundarna f-P regulacija:** relevantne su 15-minutne varijacije proizvodnje VE koje se redovito kreću 10- 20% uz vrlo rijetka prekoračenja → uz osiguranu tercijarnu rezervu, zahtjevi za dodatnom rezervom snage sekundarne regulacije su minimalni

Utjecaj VE na planiranje pogona i vođenje EES

- **Energija uravnoteženja:** veći zahtjevi za rezervom u odnosu na sekundarnu regulaciju (rezolucija 15-60 min)
- **Tercijarna f-P regulacija:**
 - osnovni problem visokog stupnja integracije VE u sustav s obzirom na znatne varijacije proizvodnje na višesatnoj/dnevnoj razini
 - povećava potrebu rezerve regulacijske snage u sustavu
 - dobra prognoza brzine vjetra/proizvodnje VE može smanjiti potrebnu rezervu tercijarne regulacije na ispod 20% instalirane snage VE
- **Ukupne rezerve snage u EES-u** potrebne za pokrivanje varijabilne proizvodnje VE procjenjuju se na ispod 10% čak i kod velike razine penetracije VE u EES

Utjecaj VE na planiranje pogona i vođenje EES

- **Uklapanje u dnevne dijagrame potrošnje/proizvodnje:**
 - uz tercijarnu regulaciju, ključni problem
 - i uz idealnu prognozu vjetra, potrebno je osigurati "povlačenje" proizvodnje ostalih elektrana, često do 60-95% instalirane snage svih VE (ovisno o razini penetracije VE u EES)
- **Provedena su brojna istraživanja za utvrđivanje ukupnih troškova regulacije i sistemskih usluga potrebnih za podršku rada VE:**
 - kreću se do 5 €/MWh za regulaciju/rezerve i pomoćne usluge sustava
 - dodatni troškovi za sigurnost rada sustava (*Capacity credit*): 3-10 €/MWh

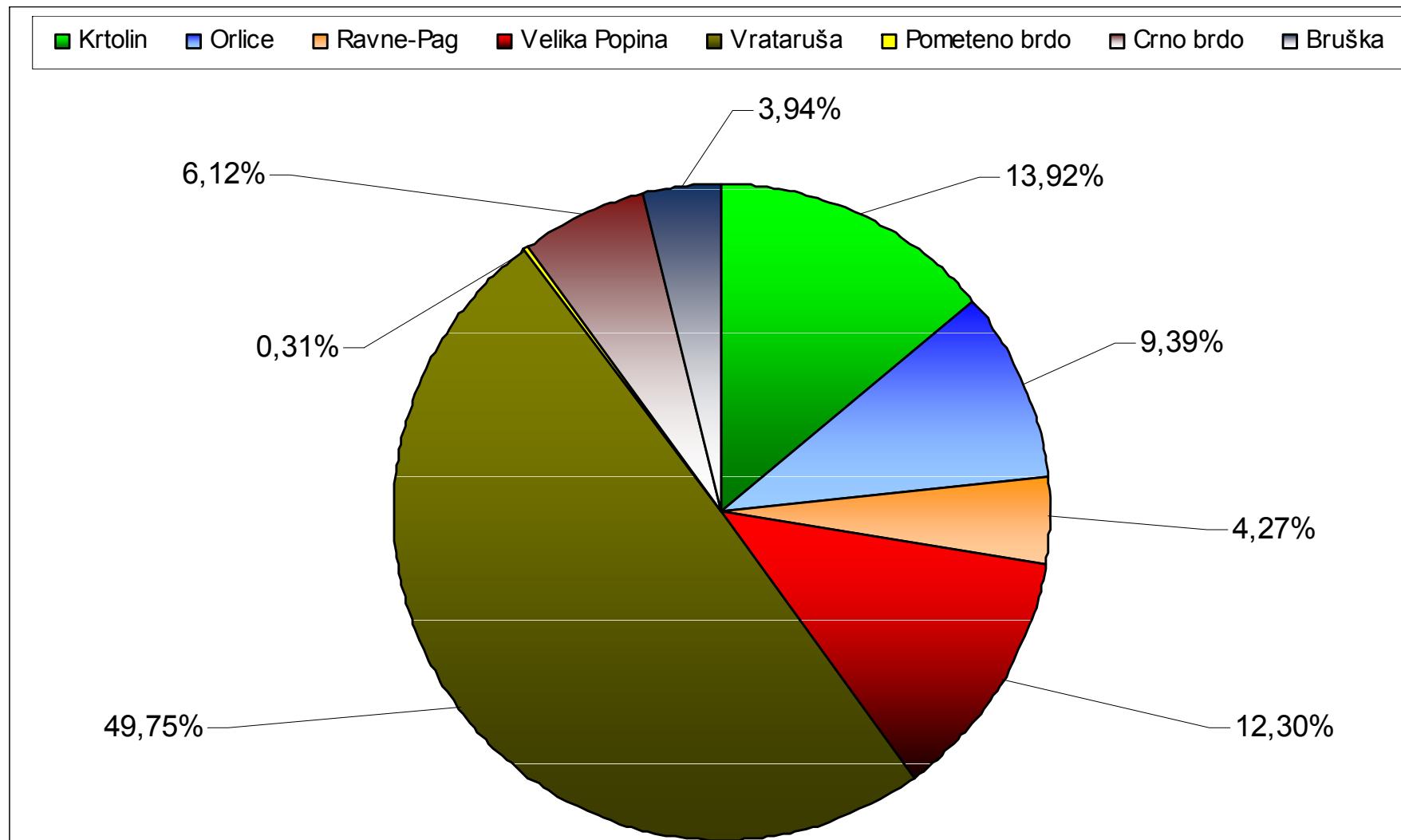
Utjecaj VE na tržište ee (Kontinentalna Europa)

- Promjenjivost spot cijena električne energije dodatno se povećava,
- Negativna spot cijena električne energije,
- Povećanje zahtjeva za električnom energijom uravnoteženja i pomoćnim uslugama,
- Nužnost uvođenja unutar-dnevnih prekograničnih tržišta električne energije,
- Nužnost uvođenja složenih metoda upravljanja zagušenjima,
- Prekogranično trgovanje električnom energijom uravnoteženja i pomoćnim uslugama.

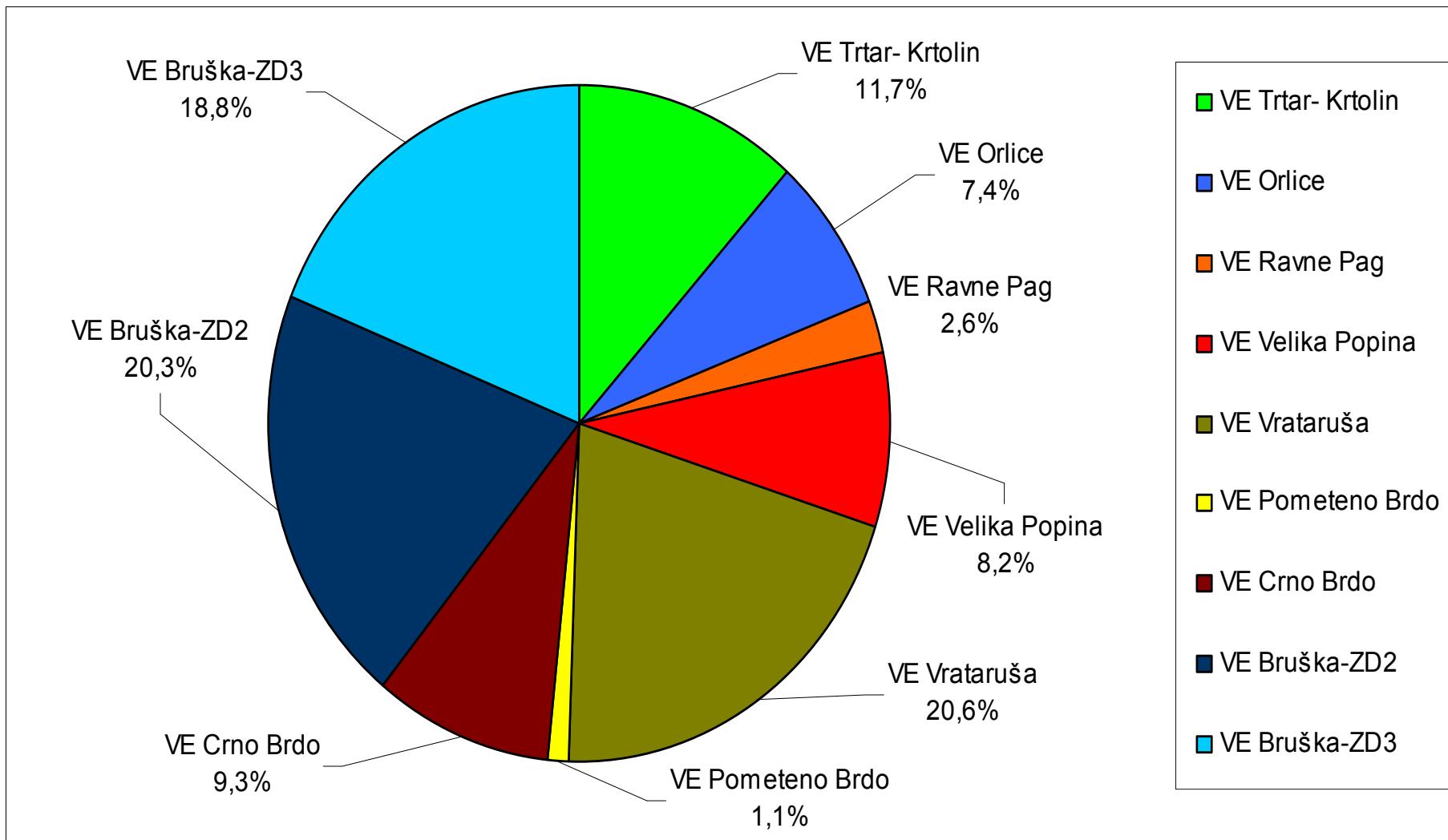
Vjetroelektrane u pogonu u Hrvatskoj Veljača 2012. godine

Red. broj	Naziv VE	Proizvođač agregata	Broj agregata kom	Snaga agregata (kW)	Ukupna snaga VE (kW)	Napon priključenja (kV)	U pogonu od
1.	Trtar-Krtolin	Enercon	14	800	11.200	30	2007.
2.	Ravne-Pag	Vestas	7	850	5.950	10	2007
3.	Orlice	Enercon	8 + 3	900 +800	9.600	30	2009
4.	Vrataruša	Vestas	14	3.000	42.000	110	2010
5.	Velika Popina	Siemens	4	2.300	9.200	35	2011
6.	Pometeno Brdo	Končar	6	1.000	6.000	110	2010
7.	Crno Brdo(p.p)	Leitwind	7	1.500	10.500	10	2011
8.	Bruška – ZD2	Siemens	8	2.300	18.400	110	2011
8.	Bruška – ZD3	Siemens	8	2.300	18.400	110	2011
9.	Ukupno		79		131.250		

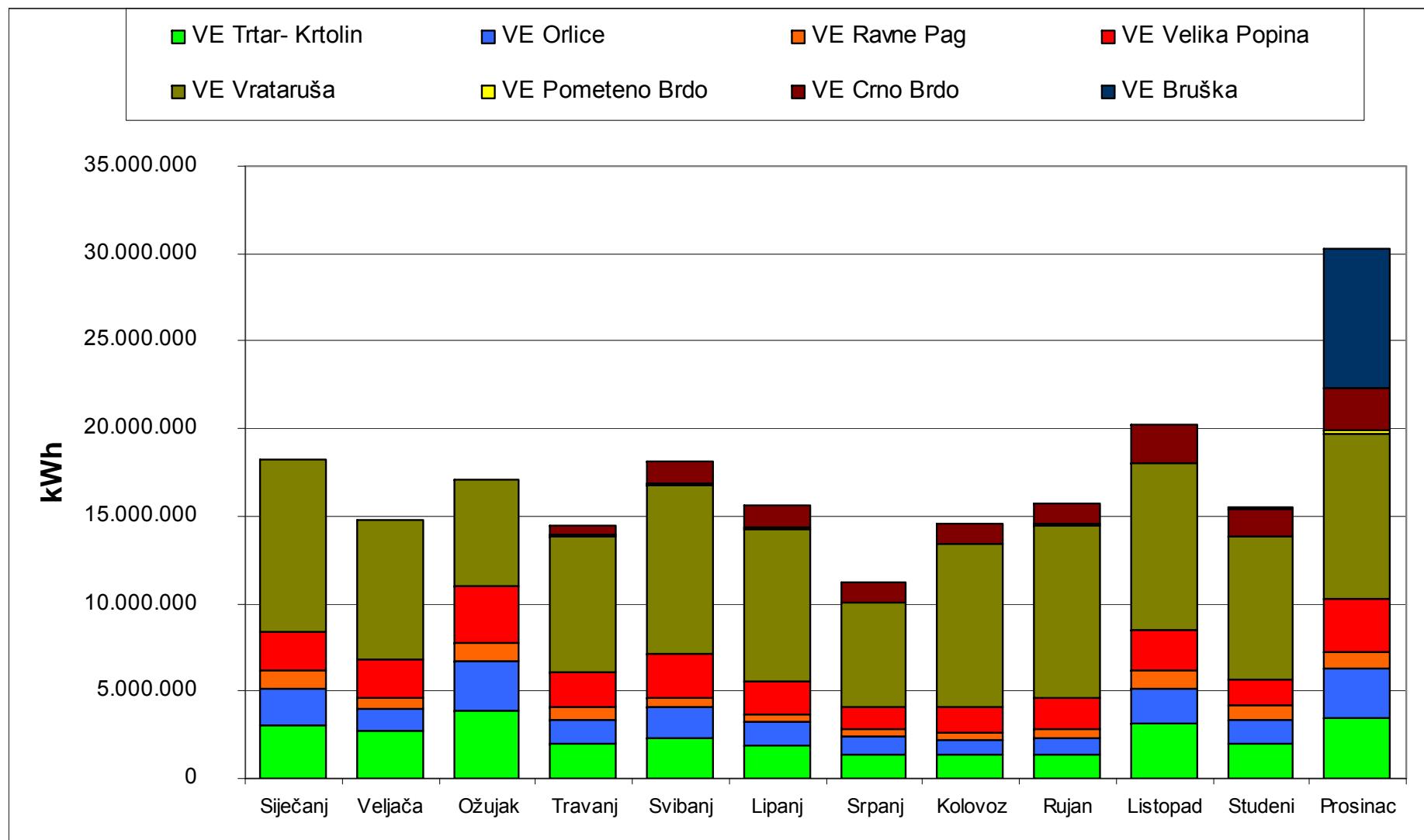
Udio proizvodnje pojedine VE u ukupnoj proizvodnji u 2011. g.



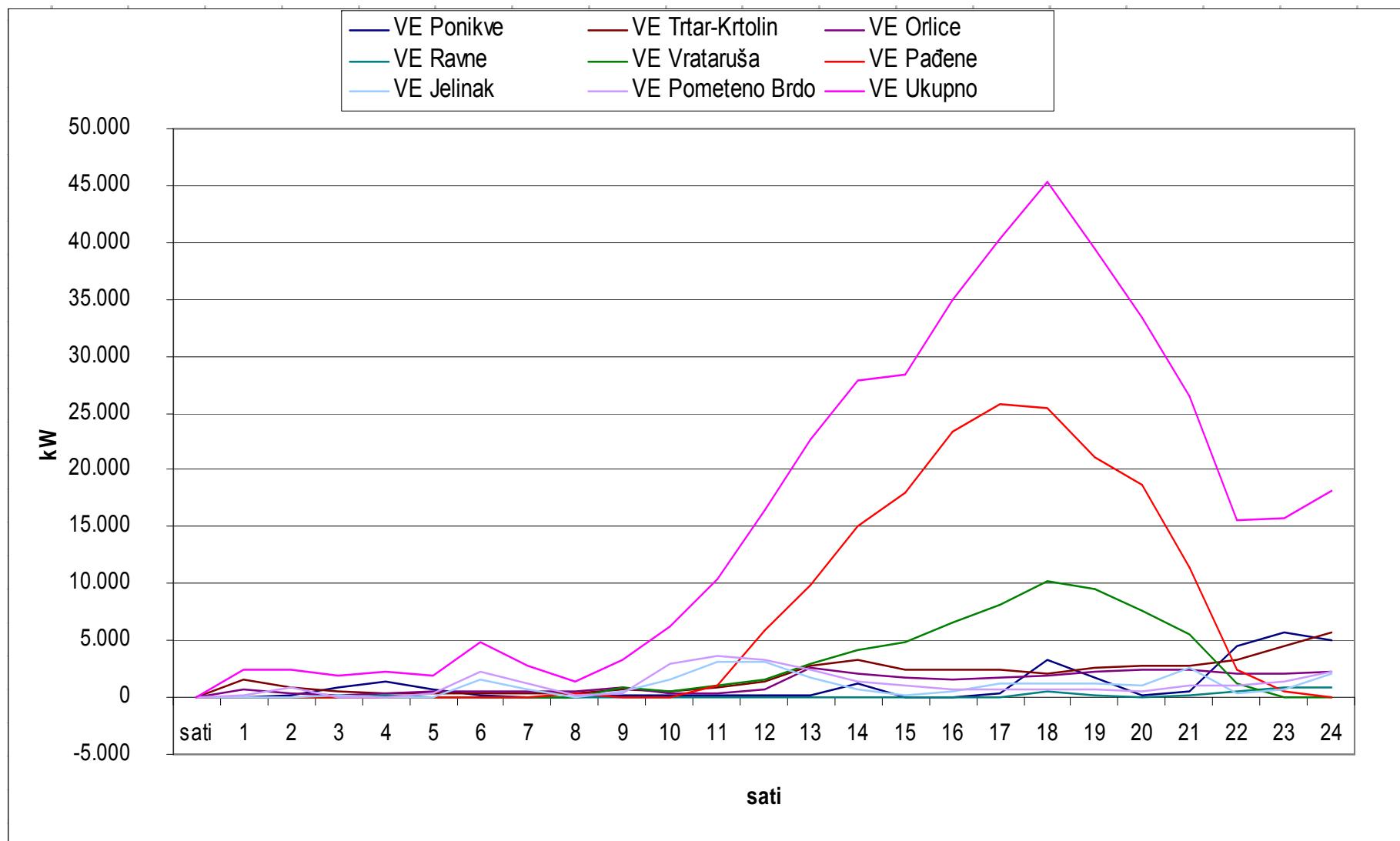
Udio proizvodnje pojedine VE u ukupnoj proizvodnji u razdoblju 01.01.-12.03.2012.g.



Mjesečna proizvodnja u 2011. godini



Primjer plana proizvodnje VE



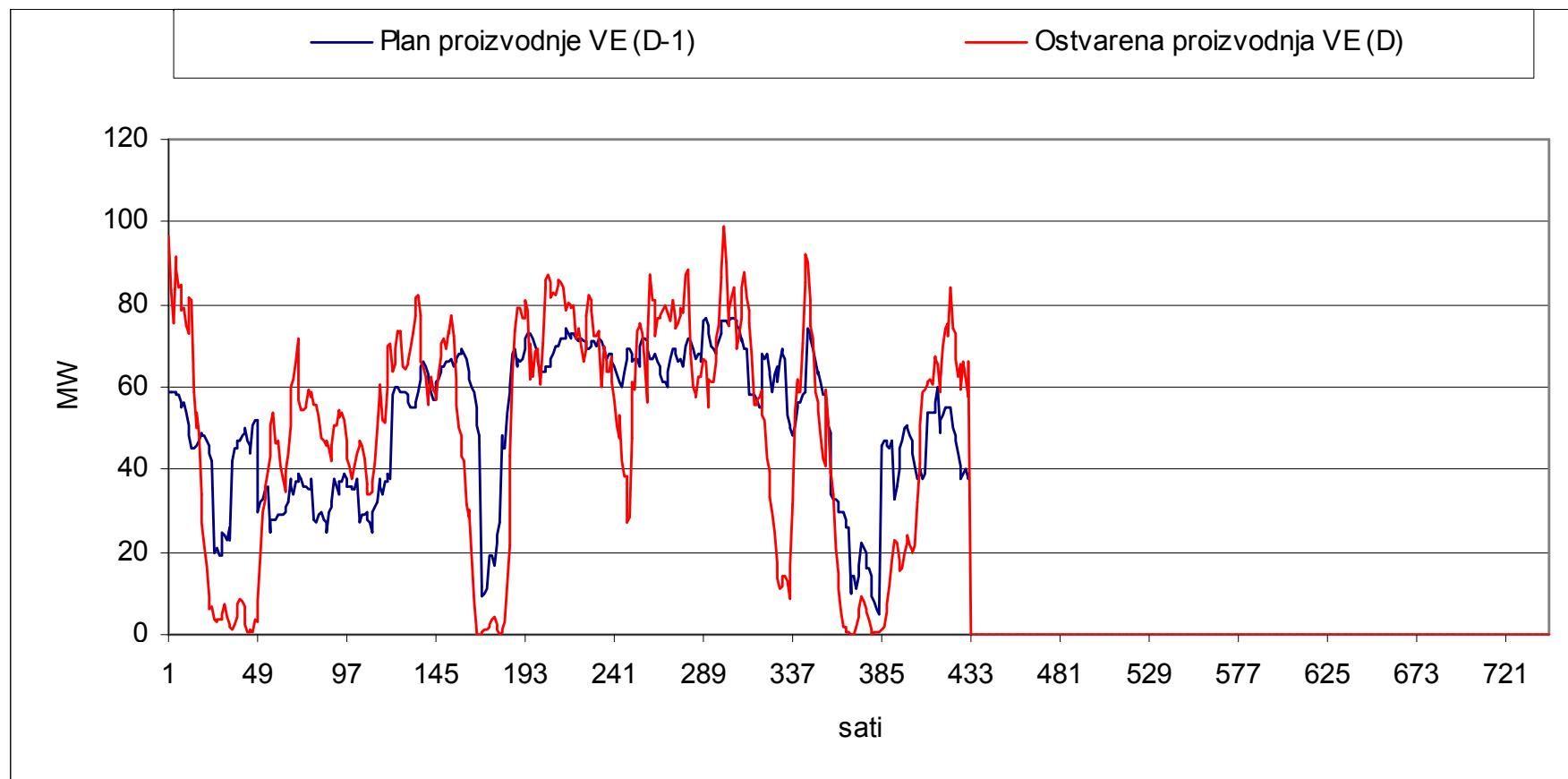
Uporedba planirane i ostvarene satne proizvodnje VE od 01.03 do 18.03.2012. g.

greška u prognozi (brzina i smjer vjetra, temperatura zraka)

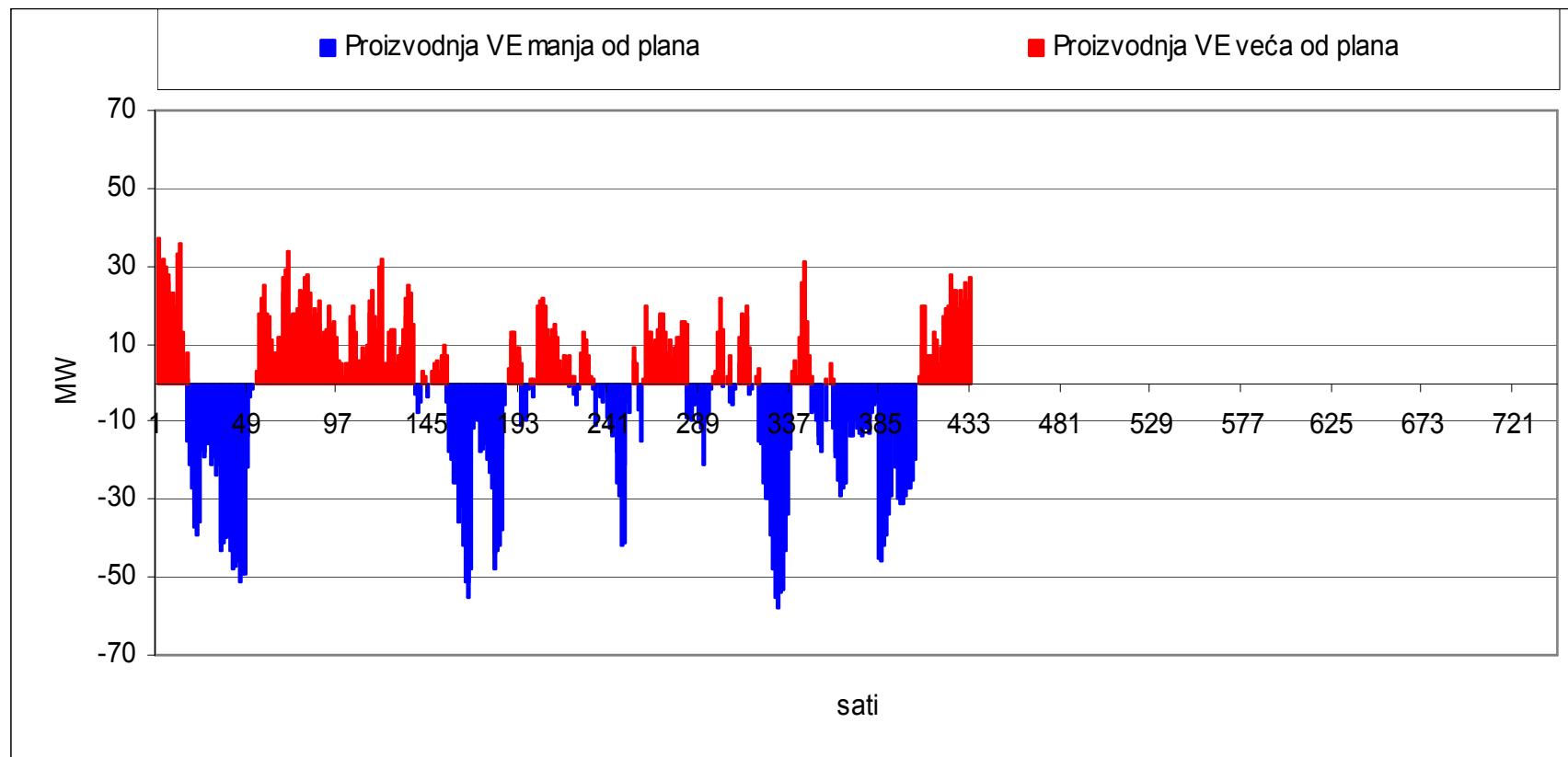
20-30% za dan unaprijed

5% za sat unaprijed

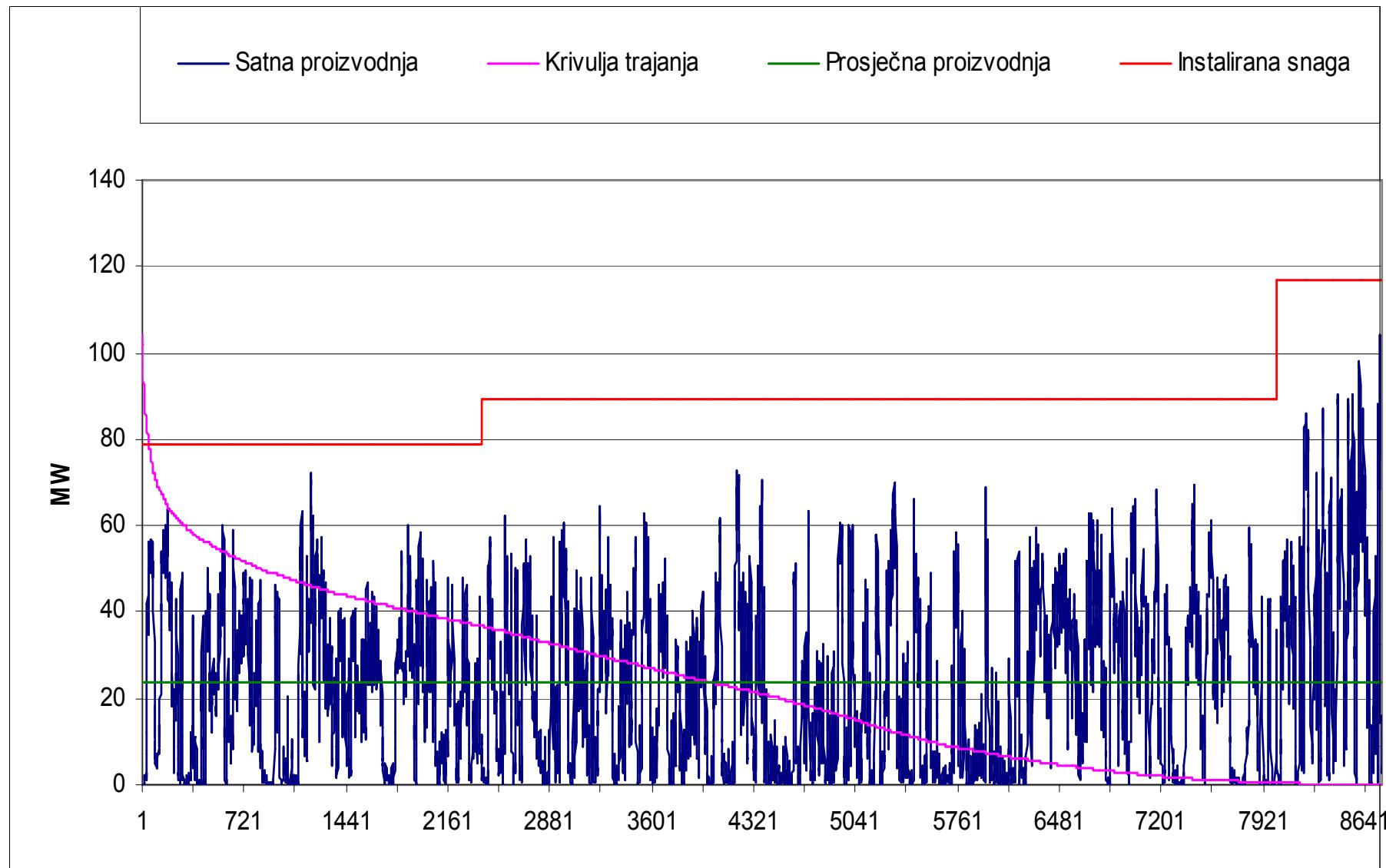
2% za 15 minuta unaprijed



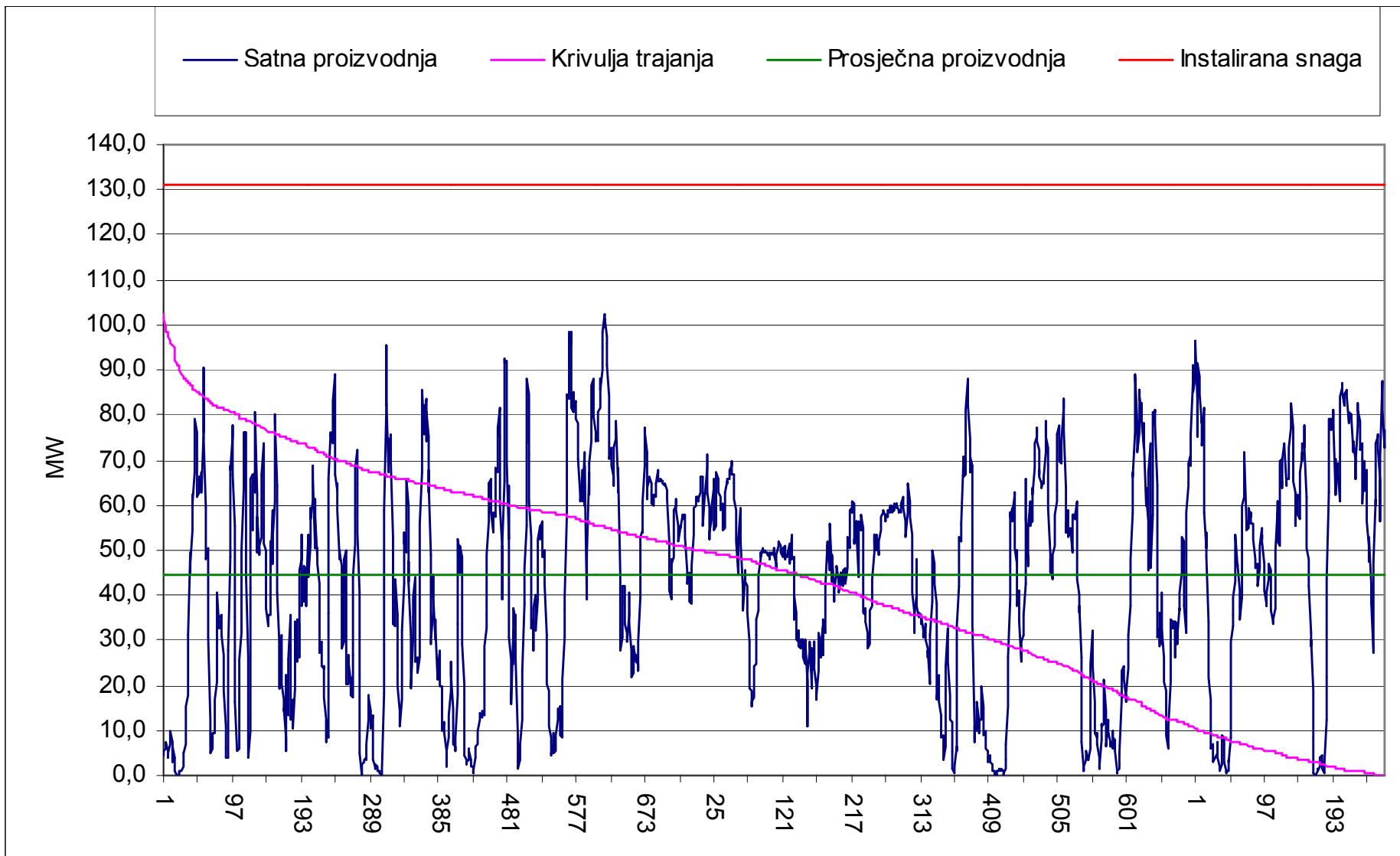
Greška u prognozi VE od 01.03. do 18.03.2012. g.



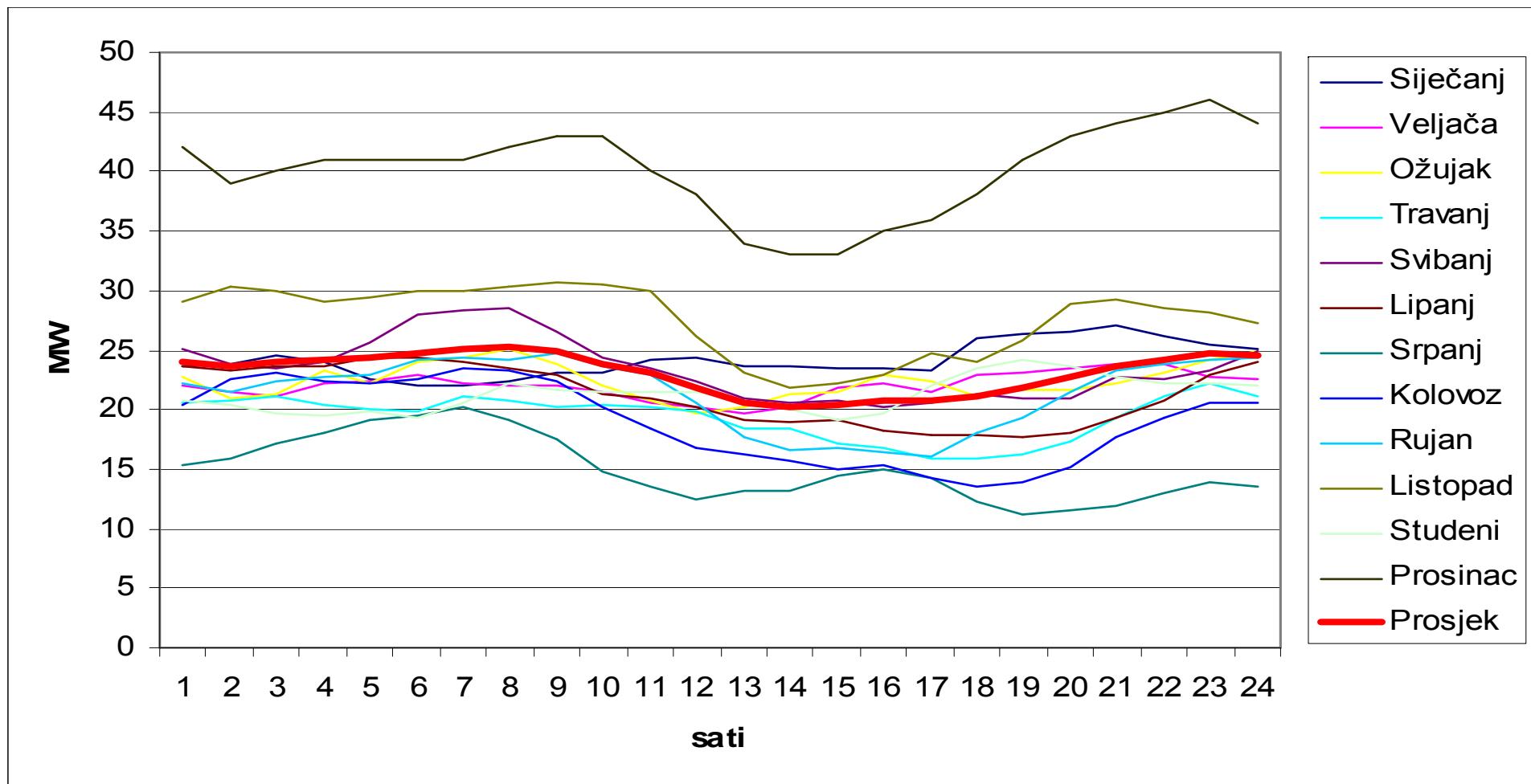
Satna proizvodnja VE u 2011. godini



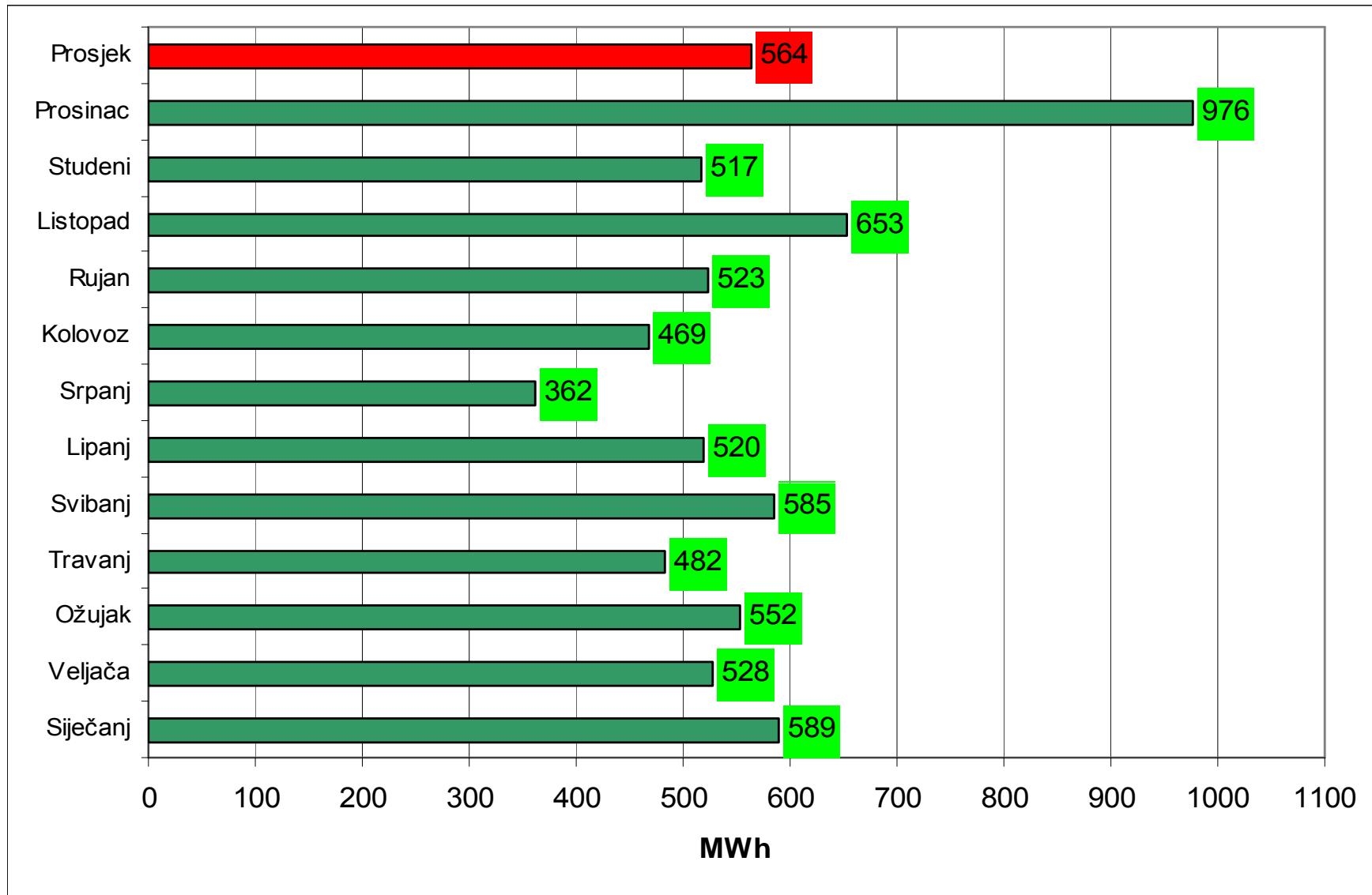
Satna proizvodnja VE od 1.01. do 12.03.2012. g.



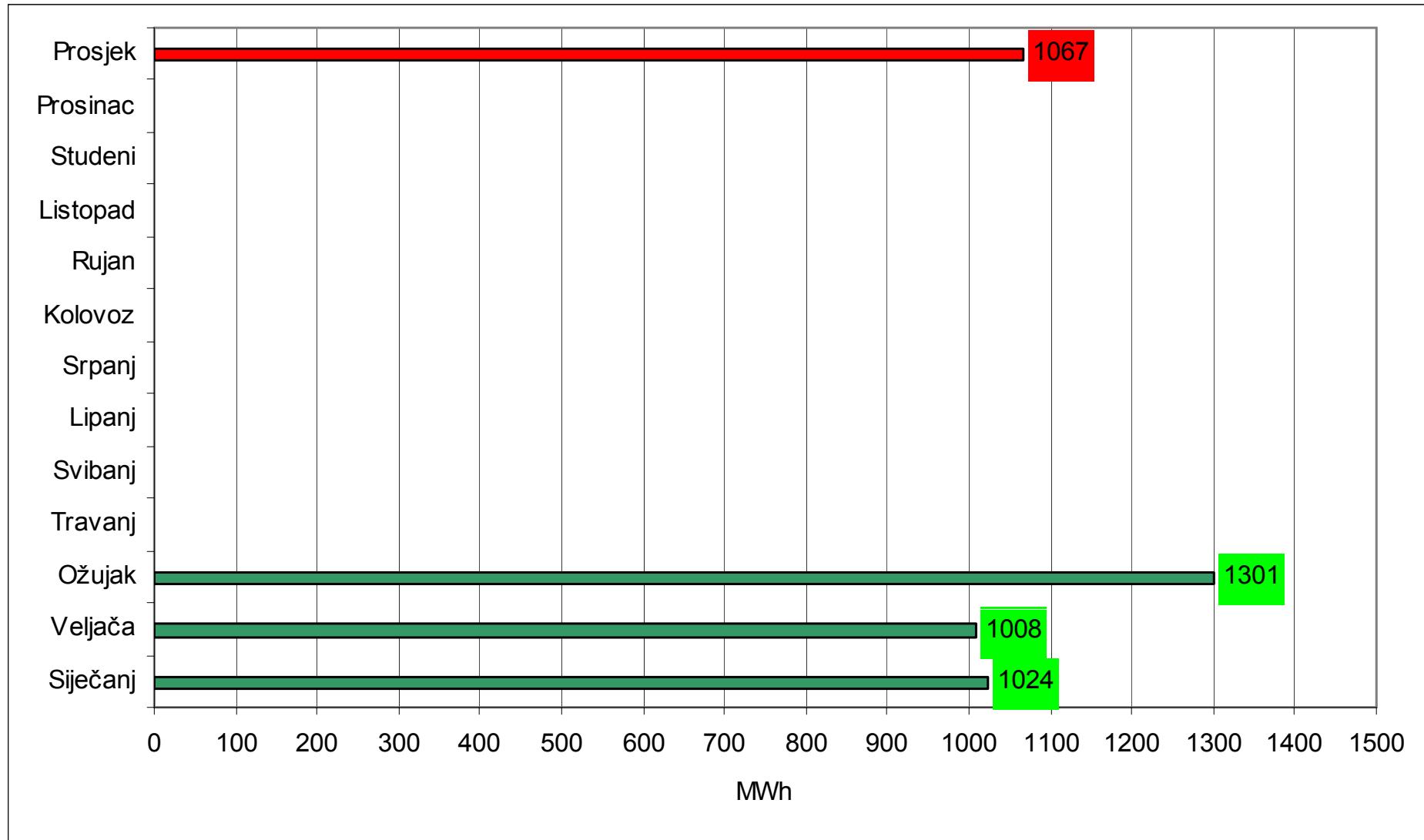
Prosječna satna proizvodnja na mjesечноj razini u 2011. g.



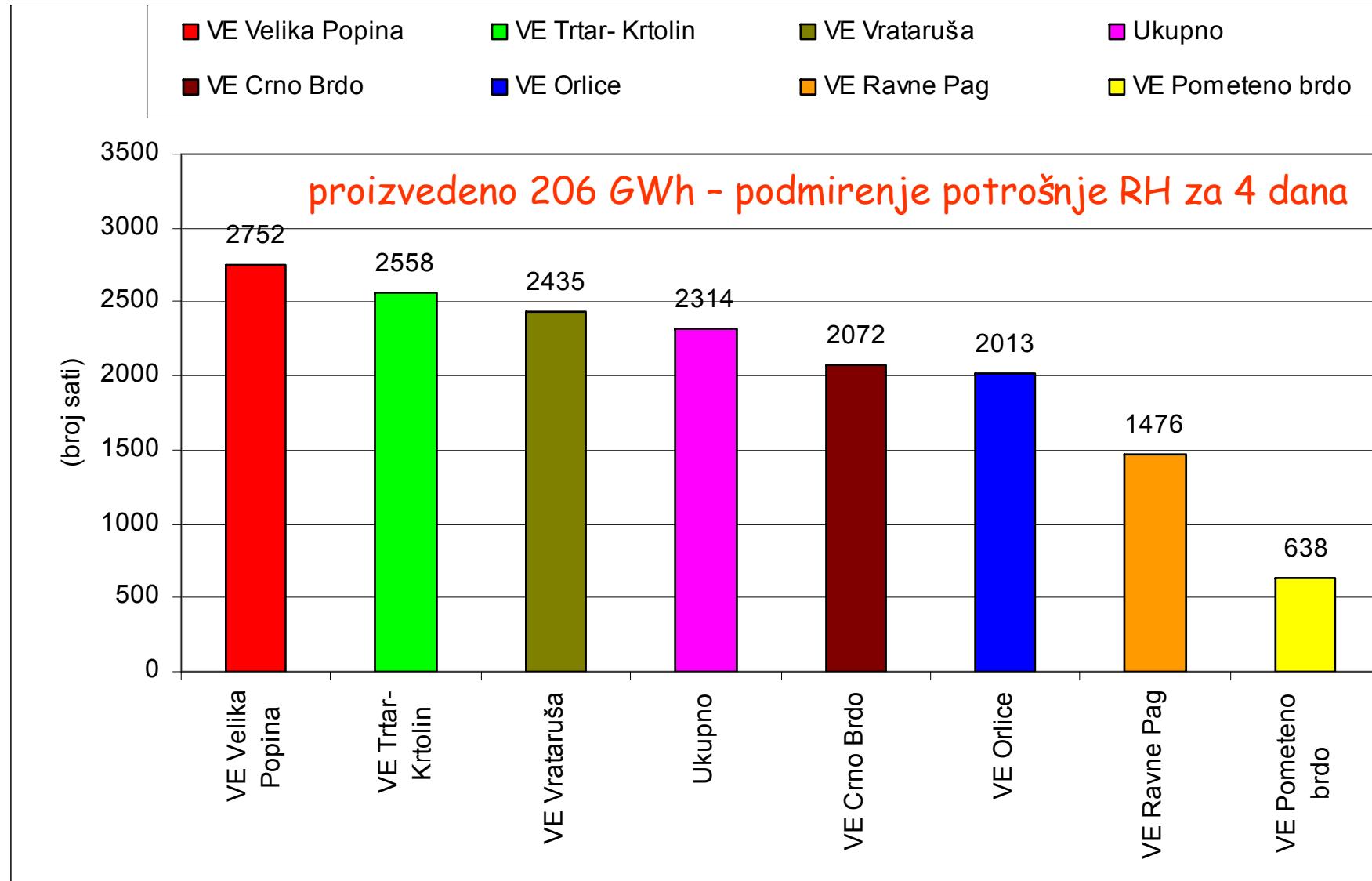
Prosječna dnevna proizvodnja u pojedinom mjesecu 2011. godine (oko 1% potrošnje)



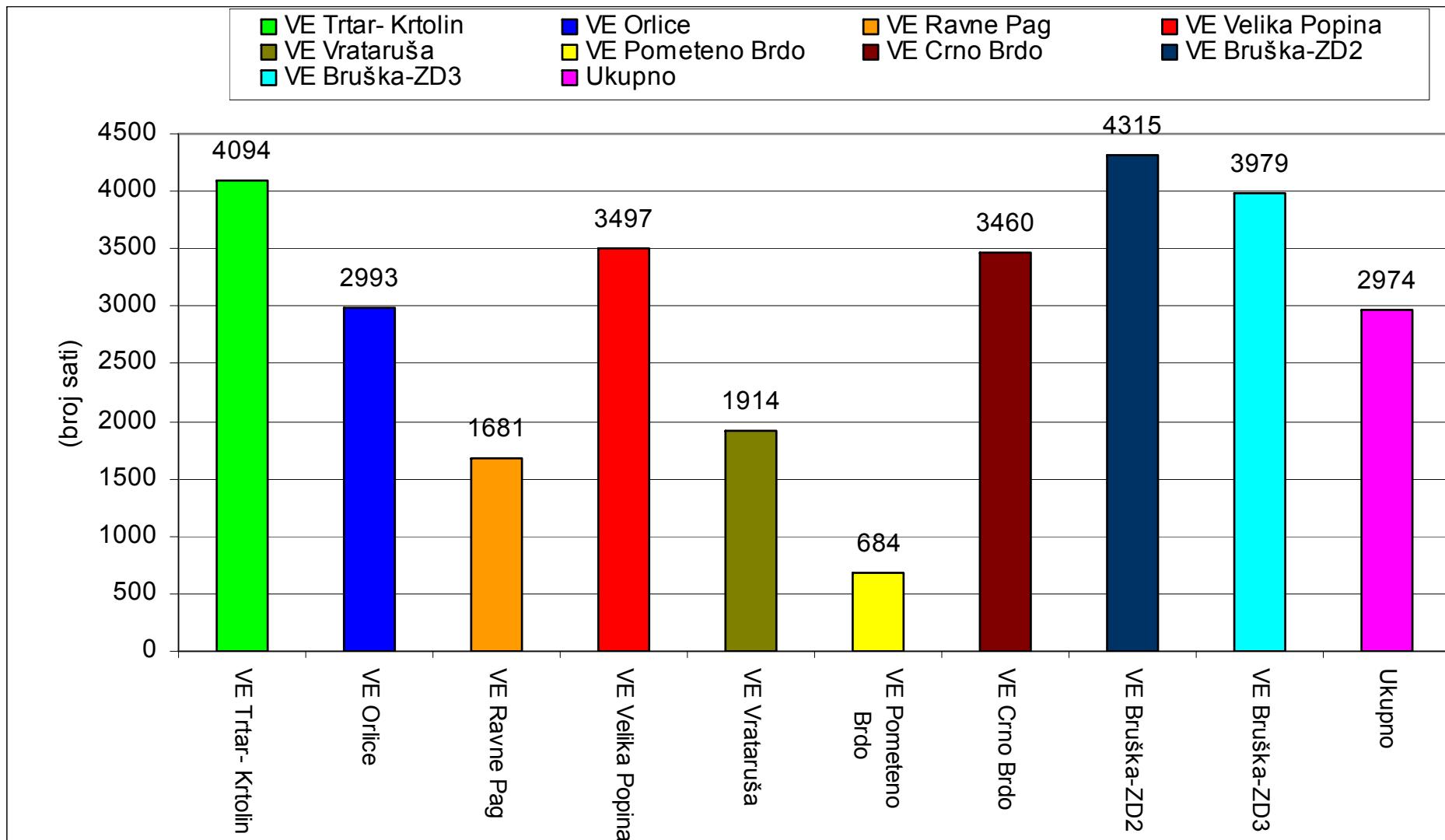
Prosječna dnevna proizvodnja u razdoblju 01.01.-13.03.2012. g. (oko 2%)



Vrijeme korištenja instalirane snage na godišnjoj raziniu 2011. g.

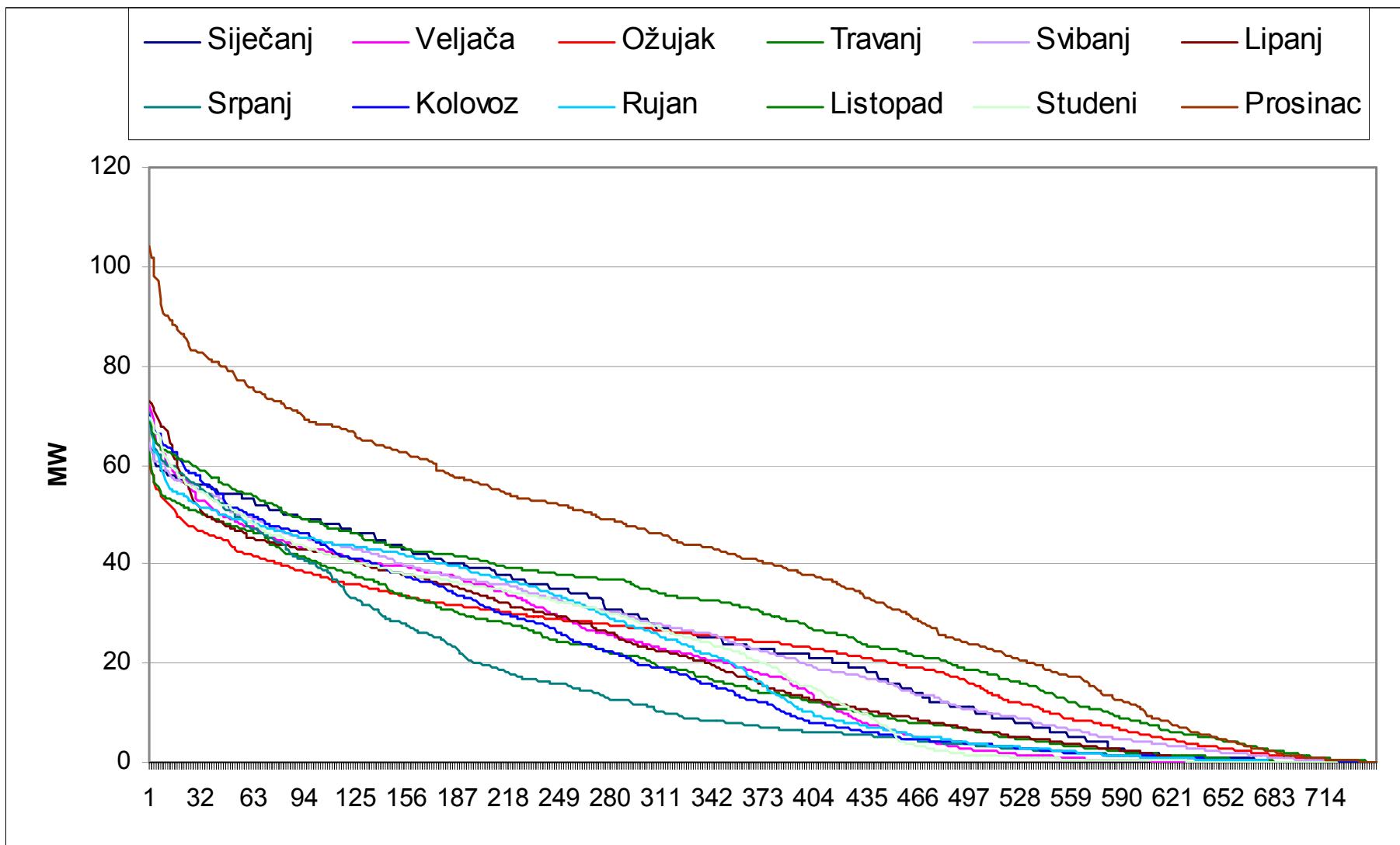


Vrijeme korištenja na godišnjoj razini u razdoblju 01.01-13.03.2012.g.

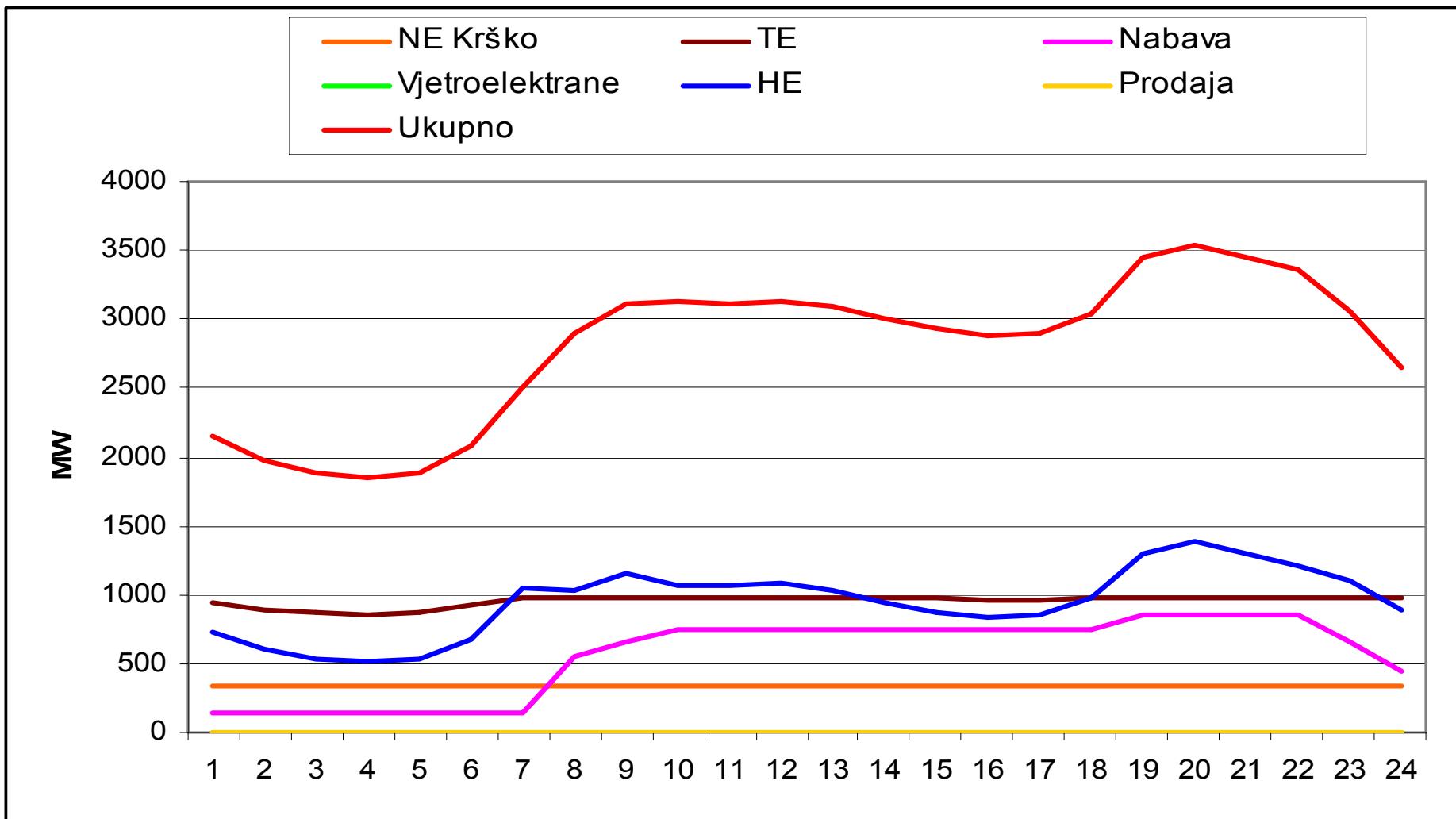


Očekuje se proizvodnja VE 300 GWh - podmirenje potrošnje RH za 6 dana u 2012. g.

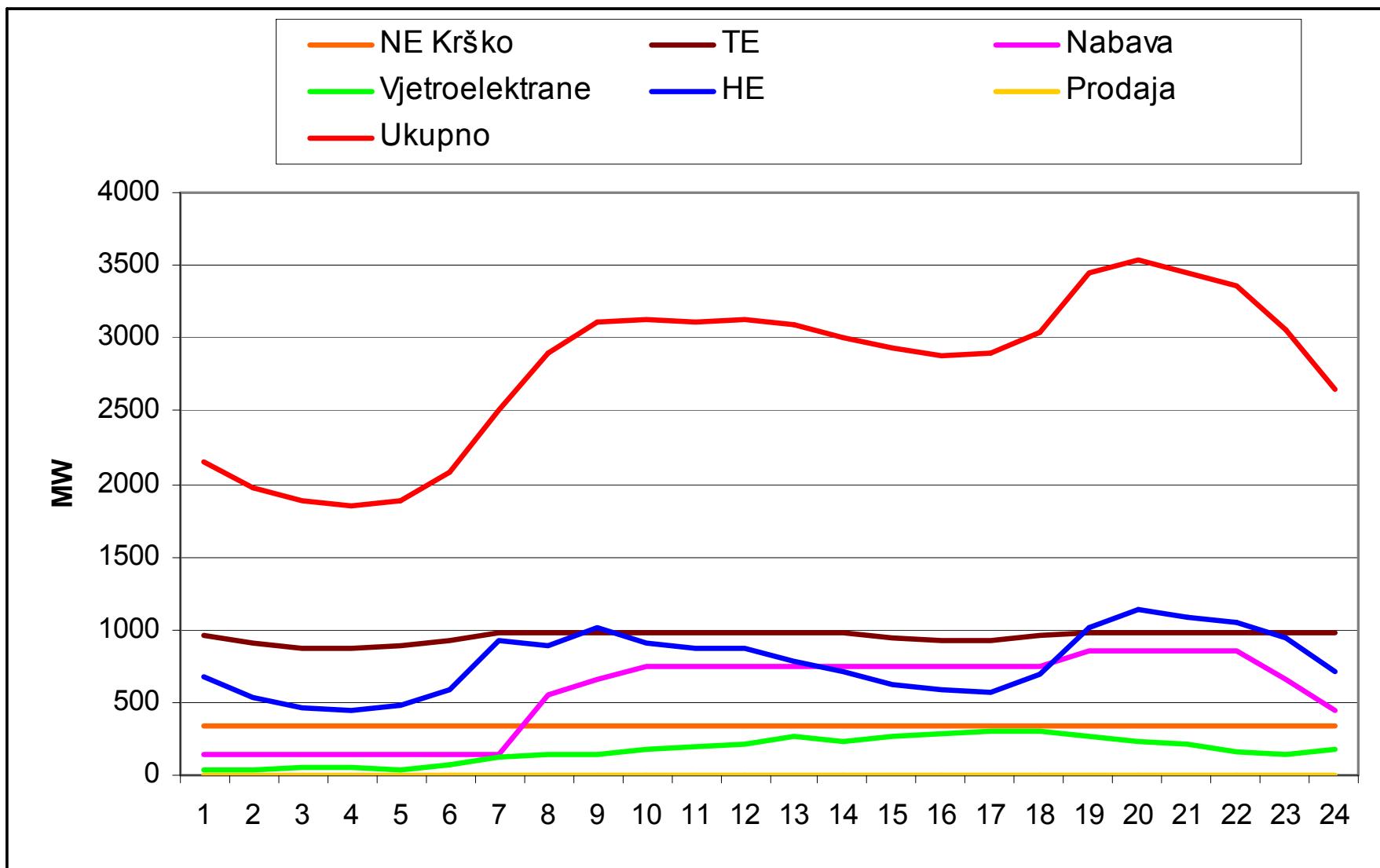
Mjesečne krivulje trajanja proizvodnje VE



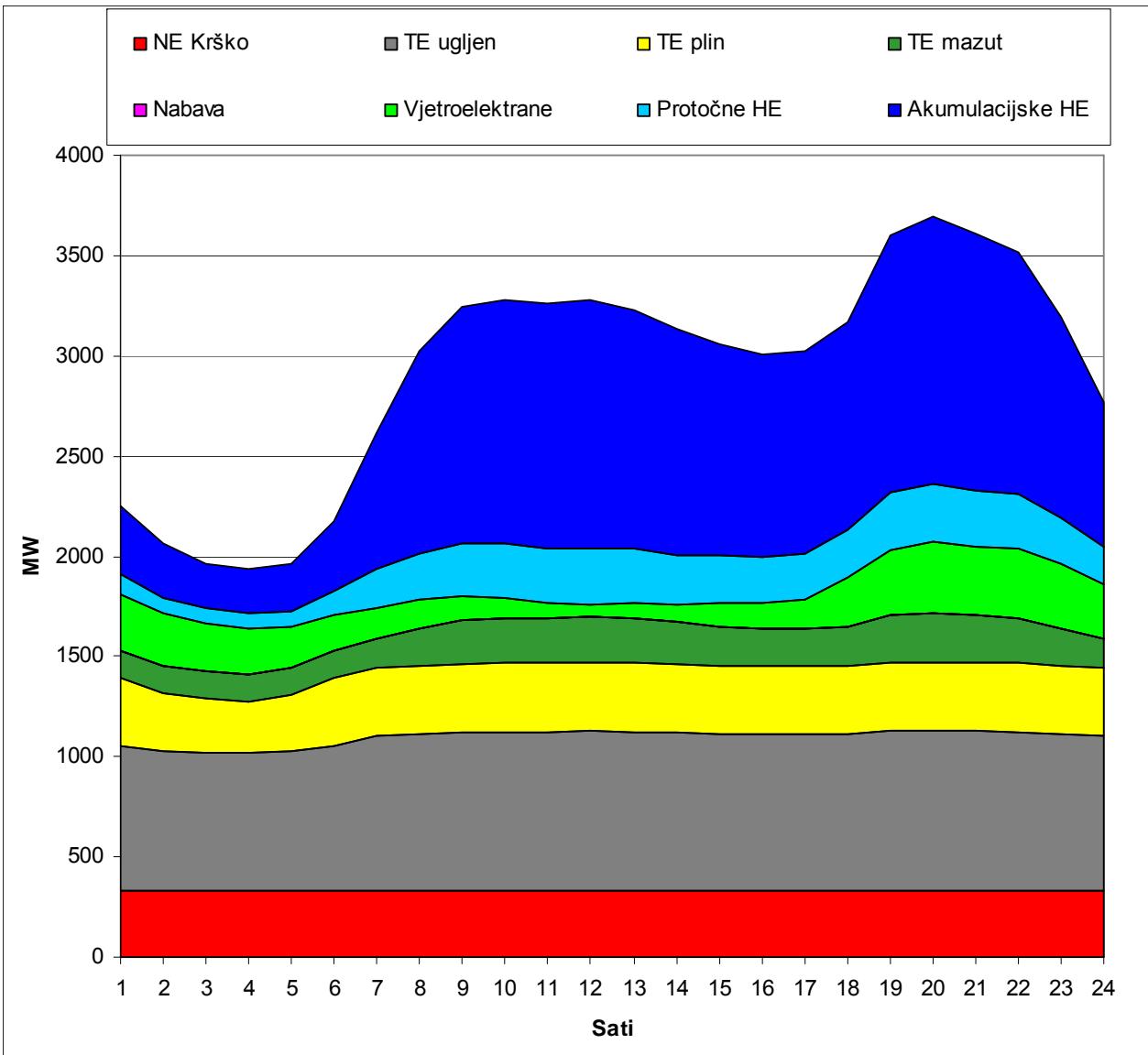
Dnevni dijagram proizvodnje/Vozni red bez VE



Dnevni dijagram proizvodnje/Vozni red s VE



Dnevni dijagram proizvodnje (400 MW VE)



Utjecaj VE na planiranje pogona EES-a u RH

- Vrlo veliki broj projekata vjetroelektrana je u razvoju, realizacija se ubrzava svake godine tako da je u idućih nekoliko godina za očekivati nagli rast ukupno instaliranog kapaciteta VE :
- Do kraja 2012. godine se očekuje u pogonu oko 200 MW
- Do kraja 2013. godine se očekuje u pogonu oko 300 MW
- Do kraja 2015. godine se očekuje u pogonu oko 400 MW
- Do kraja 2020. godine se očekuje u pogonu oko ??? MW
- Posebno je otvoreno pitanje razvoja prijenosne mreže (3G, 5G i 10 G) u cilju prihvaćanja veće instalirane snage VE, pogotovo na određenim geografskim područjima s visokom koncentracijom lokacija za VE : planiranje razvoja mreže, pokrivanje investicijskih troškova razvoja prijenosne mreže (??? k€/MW vjetroelektrana, problem nesigurnosti realizacije planiranih lokacija...)

Utjecaj VE na planiranje pogona EES-a u RH

- Uklapanje proizvodnje VE u plan voznog reda će **povećati troškove pogona ostalih elektrana** (HE: mogući preljevi i pogon koji nije optimalan zbog dodatnog angažiranja u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji; TE: dodatno angažiranje u tercijarnoj regulaciji pri povećanju i smanjenju snage, odstupanje od optimalnog ekonomičnog rada), **pitanje nabave i prodaje električne energije**, povećati će se **troškovi pomoćnih usluga sustava** (sekundarne i tercijarne regulacije).
- Procjena dodatnih troškova je od 4 - 7 €/MWh zbog VE.
- Posebna pozornost i značaj procesu planiranja pogona EES-a.
- Akumulacijske HE, a nešto malo i protočne HE (ovisno dotocima i karakteristikama kompenzacijskih bazena) najviše će sudjelovati u prilagodbi/regulaciji snage.

Utjecaj VE na planiranje pogona EES-a u RH

- U razdoblju od studenog do travnja (vlažni mjeseci hidrološke godine) u slučaju pojave vlažne hidrologije (35%), vrlo vlažne (15%) i ekstremno vlažne (5%) smanjuje se mogućnosti prilagodbe HE u uklapanju vjetroelektrana u voznim redovima (veliki dotoci i mogućnosti preljeva vode), te se ograničavaju mogućnosti sudjelovanja HE Zakučac (samo za ekstremne slučajeve hidrologije) i HE Senj (vozi s punom snagom) u radu sekundarne regulacije snage, dok se za ostale HE smanjuju mogućnosti sudjelovanja u tercijarnoj rezervi/regulaciji na povećanje i smanjenje snage (mogućnost preljeva),
- Za navedene slučajeve hidrologije, potrebna je prilagodba proizvodnje TE, (korištenje brze i spore tercijarne rezerve) na povećanje i smanjenje snage za uredno uklapanje proizvodnje VE u vozni red i uravnoteženja u elektroenergetskom sustavu.

Utjecaj VE na planiranje pogona EES-a u RH

- Noćni sati u voznim redovima (22-07 sati) tijekom cijele godine predstavljat će velike probleme kako za HE, a posebice za TE s obzirom na njihovu angažiranost i mogućnost sudjelovanja u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji.
- Proizvodnja VE tijekom noći (kada je cijena električne energije najjeftinija na tržištu), predstavljat će veliki problem posebno u definiranju dodatnih ograničenja, mogućnosti otkazivanja, skladištenja energije, cijena i dr.
- U slučajevima vrlo suhe (85%) i ekstremno suhe (95%) hidrologije u svim mjesecima također se smanjuju mogućnosti sudjelovanja HE, te se dodatno trebaju koristiti TE,
- RHE Velebit se može tijekom cijele godine koristiti u crpnom pogonu (tijekom noći) za uravnoteženje sustava s jednim ili dva agregata i time pridonijeti učinkovitijem uklapanju VE izuzev kada su dotoci takvi da bi se mogli izazvati preljevi (eksremno vlažna, vrlo vlažna i vlažna hidrologija (studen-travanj)).



Planiranje pogona elektroenergetskog sustava

Optimizacijske metode u procesu planiranja pogona

Prof.dr.sc. Igor Kuzle

Planiranje rada EES-a

- Operator prijenosnog sustava planira:
 - dijagram opterećenja cijelokupnog elektroenergetskog sustava
 - gubitke u prijenosnoj mreži
 - proizvodnju vjetroelektrana
 - angažiranje sekundarne regulacije
 - aktiviranje tercijarne regulacije
 - rješavanje zagušenja u prijenosnoj mreži
 - sigurnost prijenosa električne energije u prijenosnoj mreži (tehnička ograničenja)
 - s ciljem što manje neravnoteže/odstupanja (uravnoteženja) između ostvarenja i plana.

Planiranje rada EES-a

- Zajednički cilj je minimizirati:
 - troškove uravnoteženja,
 - troškove angažiranja pomoćnih usluga
 - odstupanje prema susjednim TSO
- Kvalitetno prognoziranje vjetroproizvodnje u izravnoj je vezi sa spomenutim troškovima



Optimizacijske metode u procesu planiranja pogona EES-a

- Planiranje rada EES-a na svim vremenskim razinama (G , M , T , D , h , min) zajednički je zadatak:
 - Svakog Subjekta odgovornog za uravnoteženje u planiranju svog kontrolnog područja:
 - **Davanje energije u sustav:** optimiranje rada TE (ekonomski dispečing, hidro-termo koordinacija, planiranje stanja akumulacija (vrijednost vode u akumulacijama, i dugoročno optimiranje (usklađivanje) nabave i proizvodnje TE), uvoz električne energije i kupnja na tržištu, prihvat proizvodnje VE
 - **Primanje energije iz sustava:** (potrošnja povlaštenih i nepovlaštenih kupaca, angažiranje crpnih i reverzibilnih hidro postrojenja, pokrivanje gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži, izvoz električne energije, prodaja na tržištu)
 - s ciljem što manje neravnoteže/odstupanja (uravnoteženja) između ostvarenja i plana

Ravnoteža djelatnih snaga EES-a

- Poznato je da se izmjenična električna energija ne može akumulirati, stoga je energiju potrošenu u datom trenutku potrebno u istom trenutku proizvesti u elektranama
- Zbroj proizvedenih snaga mora pokriti osim izravnog potrošačkog zahtjeva i gubitke prijenosa električne energije

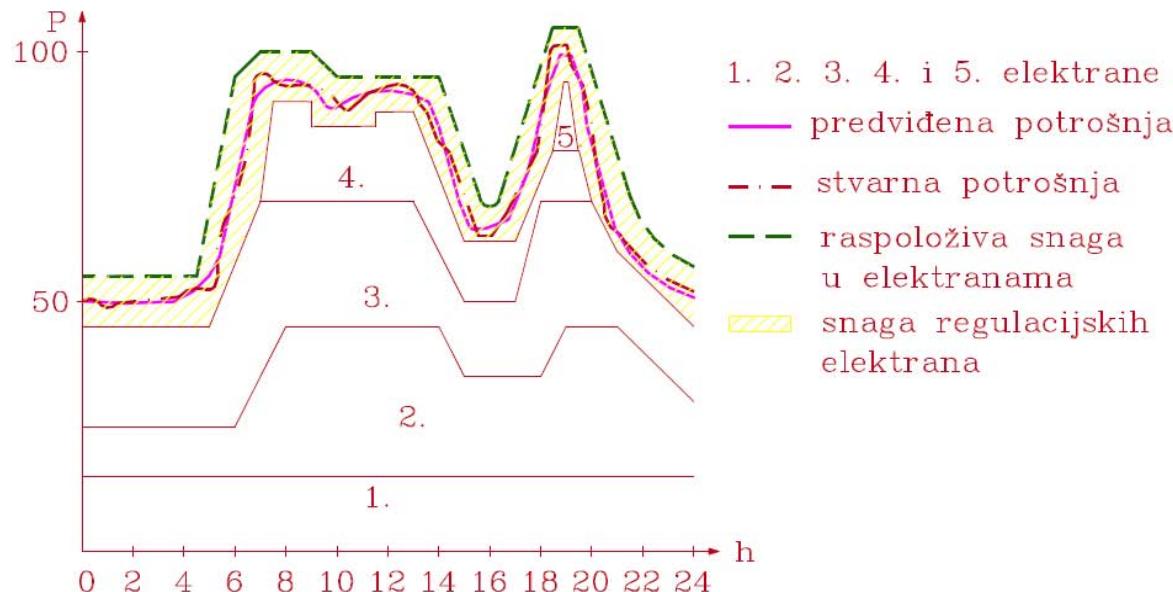
$$\sum_{i=1}^n P_{pi} = \sum_{j=1}^m P_{tj} + \sum_{k=1}^l P_{gk}$$

Optimiranje raspodjele opterećenja među elektranama

- Zove se **i ekonomski dispečing**
- Postoje 2 vrste s obzirom na vrijeme u okolnostima kada se primjenjuju:
 - određivanje voznog reda elektrana za sljedeći dan
 - tercijarna regulacija EES-a prilikom značajnije neravnoteže proizvodnje i potrošnje u EES-u, dinamičkih tranzijentnih stanja, ispada većih generatorskih jedinica

Vozni red elektrana

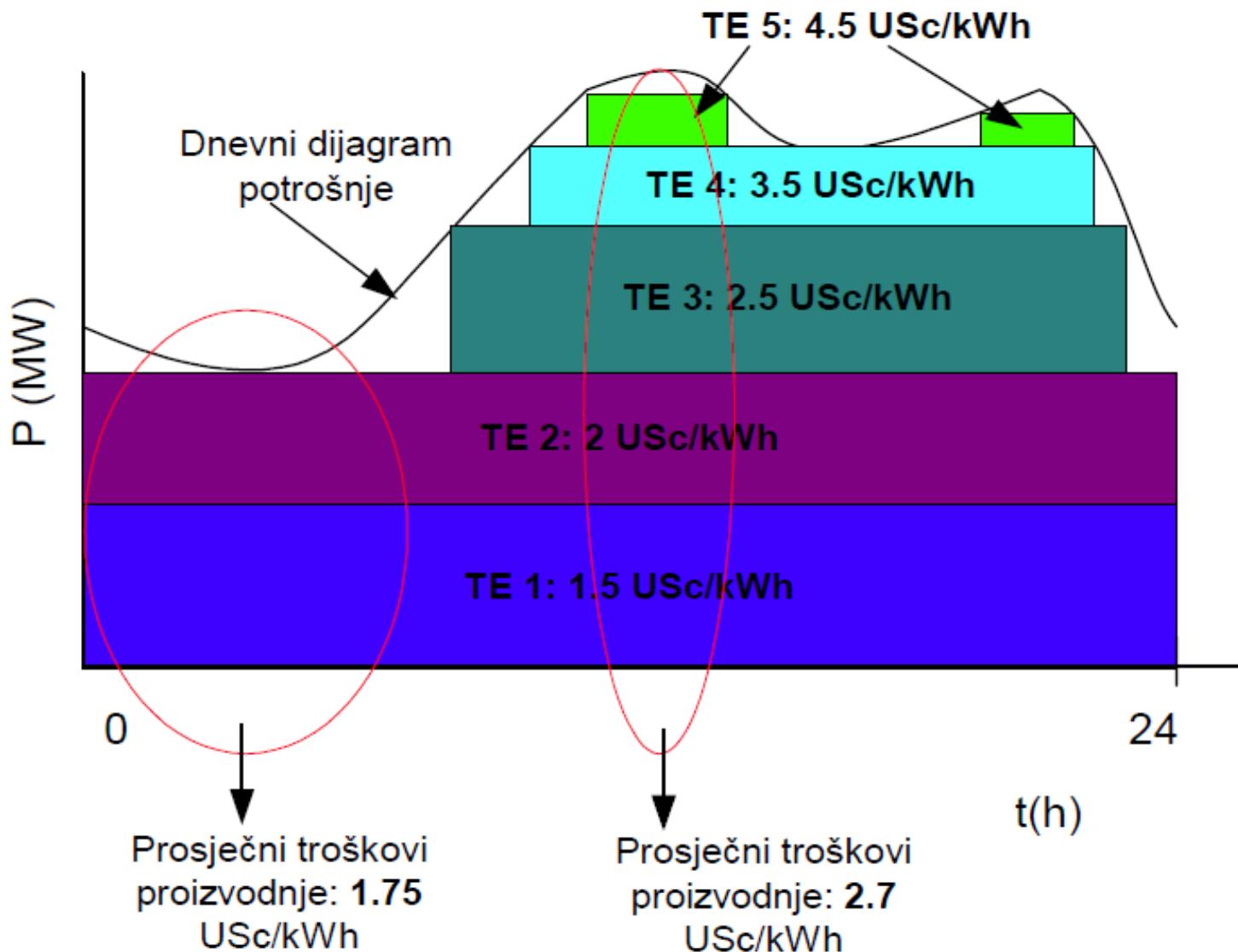
- Dnevni vozni red elektrana koji dispečerski centar pravi uvijek za sljedeći dan, sadrži očekivano opterećenje za svaki sat, te propisuje tome odgovarajuću i prethodno proračunatu raspodjelu opterećenja među elektranama
- Tipični vozni red opterećenja na kojem su numerički označeni tipovi elektrana koje snabdijevaju bazna i vršna opterećenja u elektroenergetskom sustavu:



Ocjena elektrana na temelju ekonomičnosti

- Najekonomičnije elektrane drže se u pogonu tijekom cijelog dana s maksimalnim opterećenjem i nazivaju se **temeljne elektrane** - protočne HE, NE, TE s niskim specifičnim potroškom goriva
- **Poluvršne elektrane** pokrivaju srednju, varijabilni dio krivulje trajanja opterećenja - HE s manjim akumulacijama, TE sa srednje visokim specifičnim potroškom goriva
- **Vršne elektrane** koje su u pogonu samo tijekom jutarnjih i večernjih velikih opterećenja - PTE, HE s većim akumulacijama
- **Regulacijske elektrane** imaju zadatak podmirivati razliku između stvarne i predviđene potrošnje

Troškovi proizvodnje elektrana na dnevnom dijagramu opterećenja

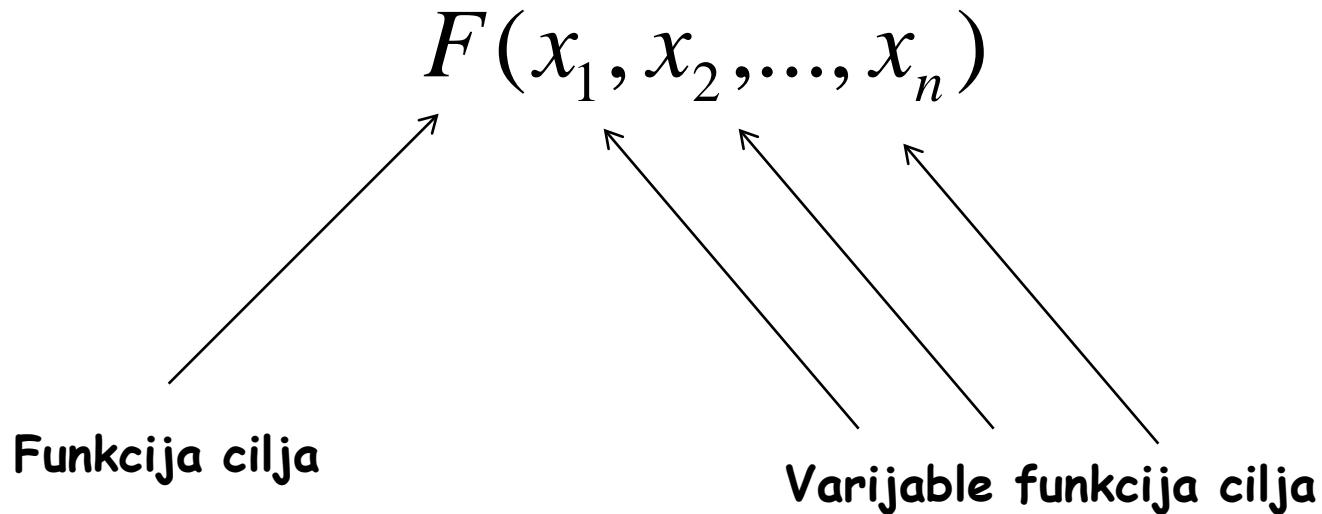


Problem tercijarne regulacije među turboagregatima

- Koja elektrana, imajući u vidu zahtjev za konstantnom frekvencijom, treba razviti potrebni višak snage prilikom porasta opterećenja, odnosno kojoj treba smanjiti snagu prilikom smanjenja opterećenja u sustavu?
- Odgovor daje pogonsko djelovanje koji se zove ekonomična raspodjela opterećenja ili tercijarna regulacija.
- Prilikom razmatranja problematike ekonomične raspodjele opterećenja među turboagregatima cilj je da se oni opterećuju tako da ukupni troškovi za gorivo budu minimalni.
- Raspodjela opterećenja na agrete u sustavu predstavlja optimizacijski problem.

O tehnici optimiranja i definiciji optimizacijskog problema

- Općenito, matematička formulacija optimizacijskog problema može se opisati na način da je potrebno odrediti vrijednosti za n varijabli x_1, x_2, \dots, x_n , tako da funkcija tih varijabli



bude što je moguće veća ili što je moguće manja

O tehniči optimiranja i definiciji optimizacijskog problema

- Da bi problem bio rješiv može postojati i određen broj odnosa između varijabli funkcije cilja, odnosno kaže se da te varijable ili njihove funkcije moraju zadovoljavati određene jednadžbe ili nejednadžbe
- Ti se odnosi nazivaju ograničenja ili uvjeti i mogu se prikazati u obliku:

$$G_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad i = 1, \dots, n$$

O tehniči optimiranja i definiciji optimizacijskog problema

- Općenito može se pisati, ako se npr. traži minimum funkcije cilja

$$\min F(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

uz uvjete

$$G_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad i = 1, \dots, n$$

Primjer funkcije cilja i ograničenja

- Funkcija cilja je minimizacija troškova proizvodnje:

$$\text{Minimize } C(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$$

- Ograničenja:
 - Proizvodni kapaciteti

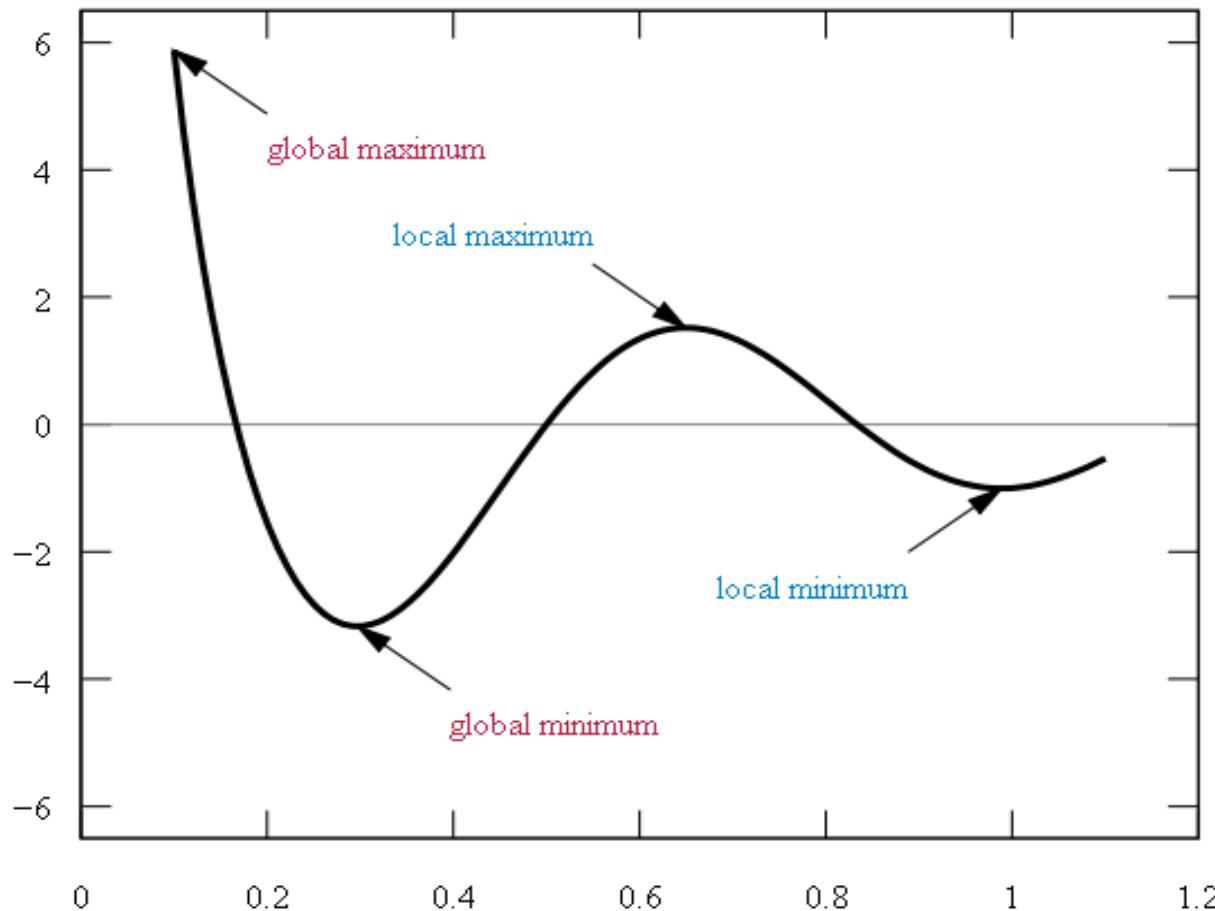
$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$$

- Ravnoteža između proizvodnje i potrošnje

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_{\text{potrosnja}} + P_{\text{gubitaka}}$$

O tehnici optimiranja i definiciji optimizacijskog problema

- Razlikuju se globalni i lokalni ekstremi funkcije



Podjela tehnika optimizacije

- Analitičke (traženje ekstrema funkcije putem derivacija)
- Algoritamske (traženje ekstrema putem razvijenih algoritama):
 - egzaktne metode (simpleks metoda, dinamičko programiranje, metoda grananja i ogradijanja, *brute force* metoda, ...)
 - daju točno rješenje, ali u slučaju složenijeg problema izračun im traje jako dugo, čak i uz pomoć snažnih računala
 - heurističke metode (genetski algoritmi, kolonija mrava, stohastička relaksacija, ...)
 - daju približno rješenje u realnom vremenu (koje ne mora biti optimalno), ali glavna im je vrlina da rješenje mogu izračunati mnogo brže

Rješavanje problema optimizacije

- Optimizacijski problem se rješava metodama matematičkog programiranja
- Ovisno o tipu funkcije cilja i ograničenja, razlikuju se sljedeće metode rješavanja:
 - linearno programiranje (funkcija cilja linearna, ograničenja linearna)
 - kvadratno programiranje (funkcija cilja kvadratna, ograničenja linearna)
 - geometrijsko programiranje (funkcija cilja i ograničenja sastoje se od izraza koji sadrže produkt varijabli odluka)
 - cjelobrojno programiranje (varijable odluke su cjelobrojne)
 - dinamičko programiranje (ograničenja se mijenjaju tijekom vremena)
 - mješovito programiranje (neke varijable odlučivanja su cjelobrojne, a neke pripadaju skupu realnih brojeva), itd.

Metoda Lagrange-ovih multiplikatora

- Rješava nelinearni optimizacijski problem poput ekonomične raspodjela opterećenja među turboagregatima
 - Opći oblik za funkciju jedne varijable:

$$\min F'(x) = F(x) + \lambda f(x)$$

Funkcija cilja

Ograničenje funkcije cilja

Lagrange-ov multiplikator

Equivalentna funkcija cilja -
Lagrange-ova funkcija

- Potrebni uvjet za ekstrem te funkcije je:

$$\frac{\partial F'(x_i)}{\partial x_i} = 0$$

Primjena optimizacije za problem tercijarne regulacije EES-a

- Za optimizacijski proračun potrebno je definirati skalarnu funkciju troškova koja opisuje jednosatne troškove proizvodnje električne energije svih turboagregata u novčanim jedinicama na sat (n.j./h)
- Traži se minimum funkcije cilja

$$\min F(P_{p1}, P_{p2}, \dots, P_{pn})$$

- Funkcija troškova ne sadrži fiksne troškove održavanja, osoblja i izgradnje, već samo promjenjive troškove proizvodnje, koji su uglavnom određeni troškovima za gorivo

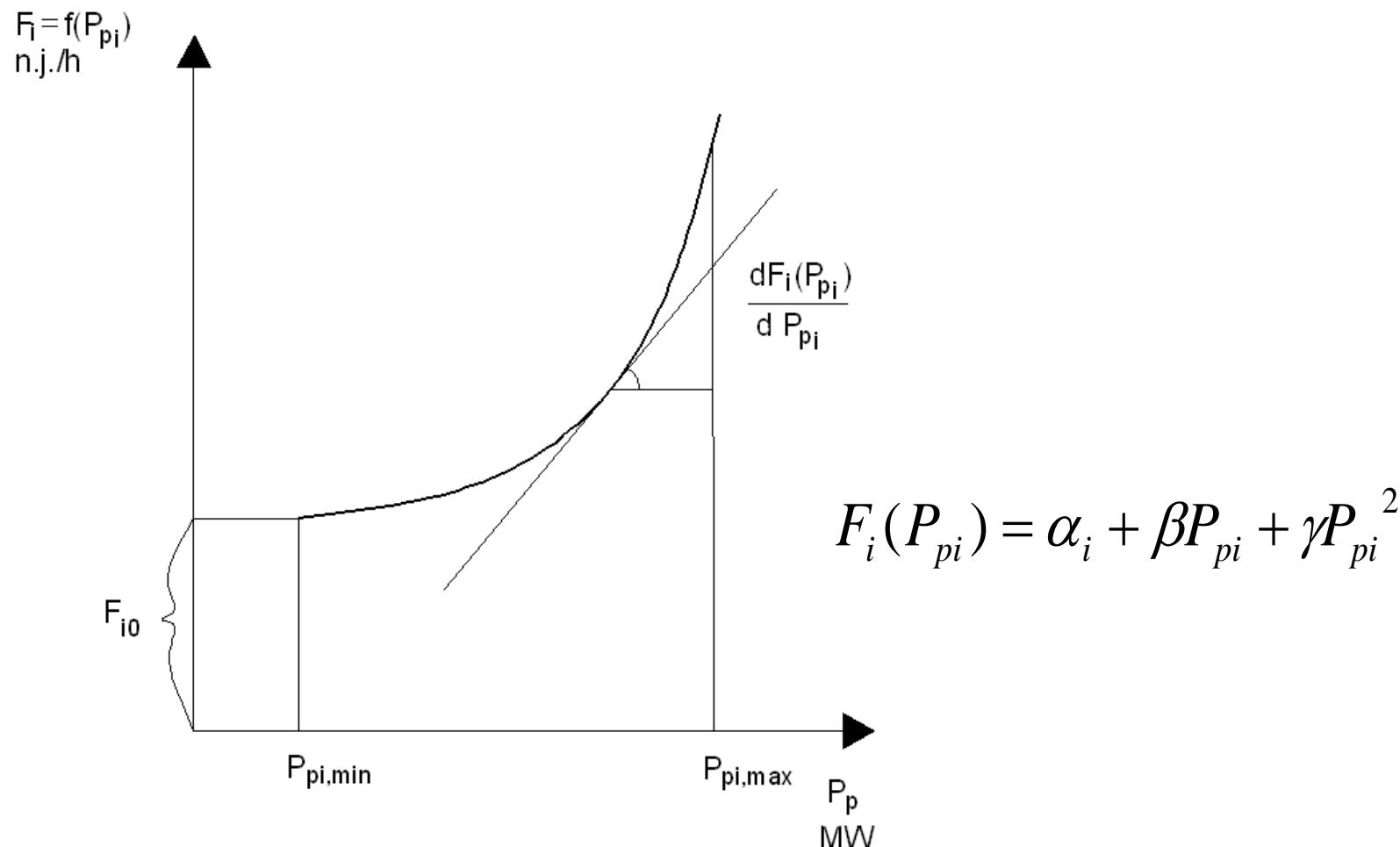
Primjena optimizacije za problem tercijarne regulacije EES-a

- Označe li se s $F_i(P_{pi})$ troškovi agregata i , ukupni troškovi svih n agregata dobiju se zbrajanjem

$$F = \sum_{i=1}^n F_i(P_{pi})$$

Primjena optimizacije za problem tercijarne regulacije EES-a

- Funkcije $F_i(P_{pi})$ neprekidne su ovisnosti troškova za gorivo i proizvedenih snaga agregata



Primjena optimizacije za problem tercijarne regulacije EES-a

- Ograničenja funkcije cilja:

$$f(P_{p1}, P_{p2}, \dots, P_{pn}) = P_t - \sum_{i=1}^n P_{pi}$$

↗ ↑

**Porast ukupnog
opterećenja u sustavu**

**Proizvedena snaga i -tog
agregata**

$$P_{pi,\min} \leq P_{pi} \leq P_{pi,\max}$$

**proizvedena snaga agregata može se
mijenjati samo unutar fiksnih granica**

Primjer

- Matematički postupak optimiranja raspodjele opterećenja razmotriti će se na jednostavnom primjeru dviju termoelektrana
- Njihov je zadatak da u uvjetima poremećaja u EES-u na sebe preuzmu porast opterećenja P_t



Primjer

- Formulacija optimizacijskog problema

Funkcija cilja

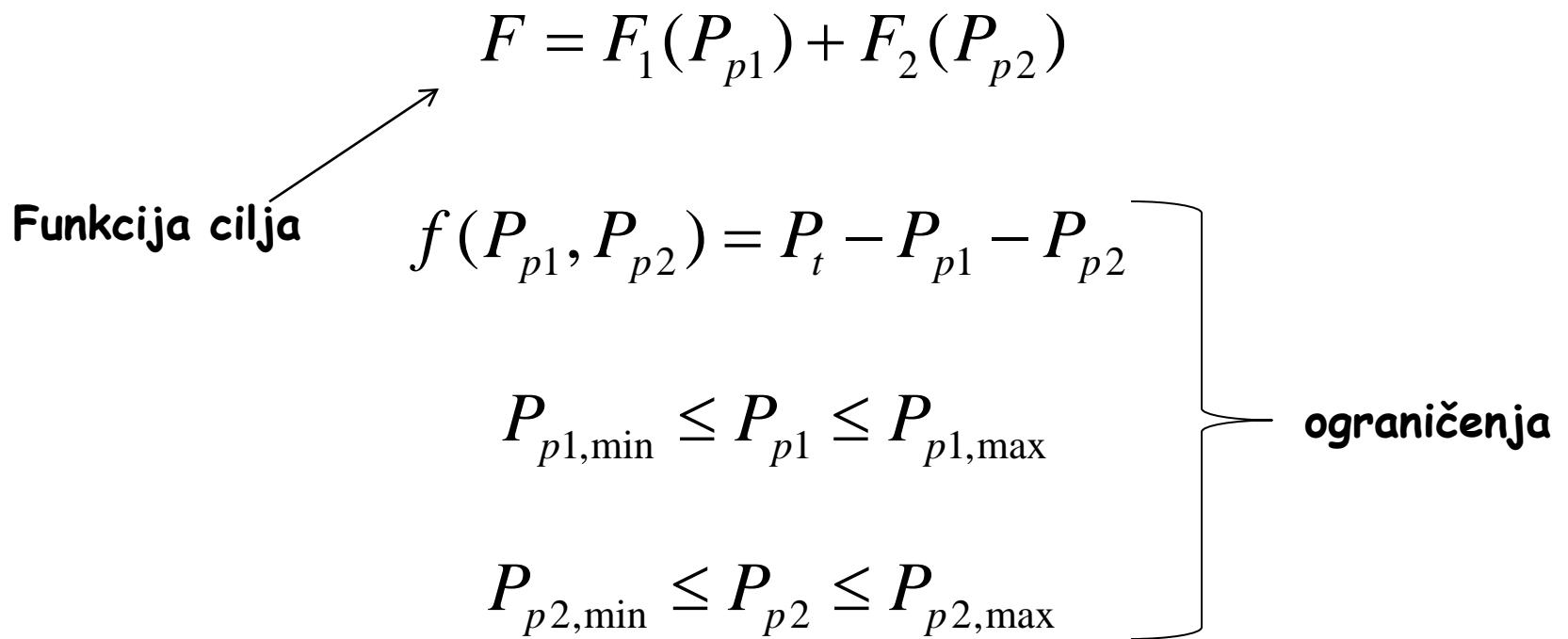
$$F = F_1(P_{p1}) + F_2(P_{p2})$$

$f(P_{p1}, P_{p2}) = P_t - P_{p1} - P_{p2}$

$P_{p1,\min} \leq P_{p1} \leq P_{p1,\max}$

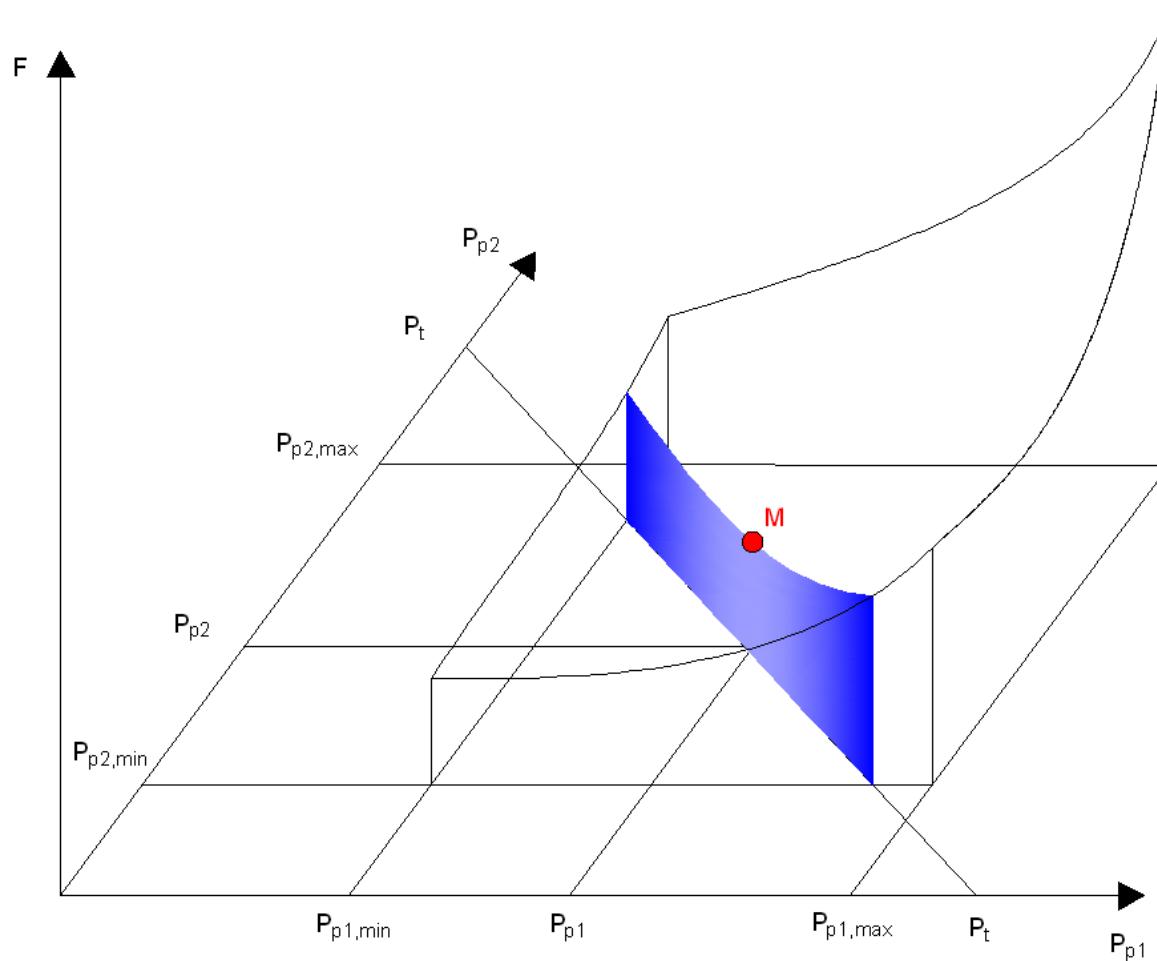
$P_{p2,\min} \leq P_{p2} \leq P_{p2,\max}$

ograničenja



Primjer

- Grafički prikaz funkcija troškova $F_1(P_{p1})$ i $F_2(P_{p2})$ zajedno s funkcijama ograničenja



Primjer

- Potrebno je formirati Lagrange-ovu funkciju

$$\min F' = F_1(P_{p1}) + F_1(P_{p2}) + \lambda(P_t - P_{p1} - P_{p2})$$

- Uvjet za ekstrem funkcije

$$\frac{\partial F'}{\partial P_{p1}} = \frac{dF_1(P_{p1})}{dP_{p1}} - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial F'}{\partial \lambda} = P_t - P_{p1} - P_{p2} = 0$$

$$\frac{\partial F'}{\partial P_{p2}} = \frac{dF_2(P_{p2})}{dP_{p2}} - \lambda = 0$$

Primjer

- Usporedbom jednadžbi slijedi izravno

$$\frac{dF_1(P_{p1})}{dP_{p1}} = \frac{dF_2(P_{p2})}{dP_{p2}} = \lambda$$

- Gornja relacija znači da specifični troškovi (zvani još i granični ili diferencijalni troškovi) $dF_1(P_{p1})/dP_{p1}$ i $dF_2(P_{p2})/dP_{p2}$ za oba agregata, izraženi u n.j/MWh u optimalnoj radnoj točki moraju biti međusobno jednakim, te brojčano jednakim Lagrange-ovom multiplikatoru λ .

Primjer

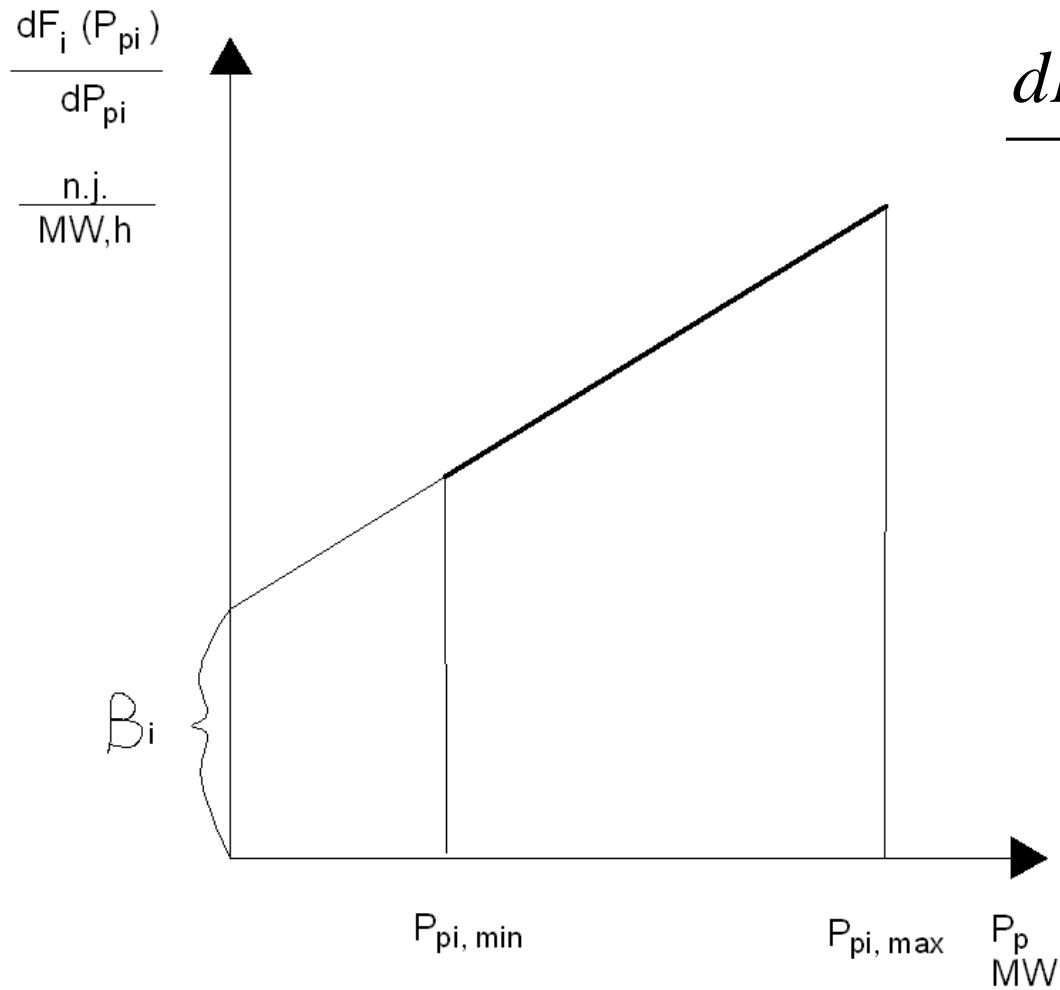
- Diferencijalni troškovi izražavaju dodatne troškove na sat, ukoliko se izlazna snaga agregata poveća za 1 MW, ili pak uštedu na sat pri istom smanjenju izlazne snage
- Kada se u uvjetu za ekstrem funkcije uvrste kvadratne aproksimacije za troškove termoelektrana

$$F_i(P_{pi}) = \beta P_{pi} + \gamma P_{pi}^2$$

- opći izraz za diferencijalne troškove će glasiti

$$\frac{dF_i(P_{pi})}{dP_{pi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{pi}$$

Primjer



$$\frac{dF_i(P_{pi})}{dP_{pi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{pi}$$

Primjer

- Rješavanjem prije navedenih uvjeta za ekstrem funkcije F' dobiva se sustav linearnih jednadžbi

$$\beta_1 + 2\gamma_1 P_{p1} - \lambda = 0$$

$$\beta_2 + 2\gamma_2 P_{p2} - \lambda = 0$$

$$P_t - P_{p1} - P_{p2} = 0$$

- Rješavanjem se dobiju snage koje svaki agregat mora angažirati za pokrivanje porasta opterećenja u EES-u.