

## **PROGNOZA GODIŠNJEG VRŠNOG OPTEREĆENJA U OKOLNOSTIMA PRIMENE PROGRAMA UPRAVLJANJA OPTEREĆENJEM**

N. Rajaković, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, Srbija  
V. Šiljkut, JP EPS Direkcija za distribuciju električne energije, Srbija  
S. Maksimović, Elektrodistribucija Beograd, Srbija

### **UVOD**

U ovom radu se iznosi predlog alternativne metode prognoziranja godišnjeg vršnog opterećenja jednog konzumnog područja, u okolnostima primene određenog programa upravljanja opterećenjem (DSM) odnosno odziva potrošnje (DR). Kao primer, uzeto je konzumno područje "Elektrodistribucije Beograd". Ukupni kapacitet posmatranog konzuma za DSM, model ovog programa i dinamika njegovog širenja, unapred su utvrđeni. Simuliran je uticaj primene ovog programa na smanjenje godišnjeg vršnog opterećenja, do trenutka okončanja njegovog uvođenja na celom konzumnom području. Potom je za dalje prognoziranje rasta godišnje vršne snage primenjena metoda lančanog koeficijenta, na osnovu podataka iz istorije opterećivanja, superponiranog na modelovanje poremećaja (efekata uvedenog DSM programa). Ovakav pristup je potvrdio svoju ispravnost i vrednost u praksi, tokom prethodne dekade, uspešnim prognoziranjem godišnje vršne snage nakon uvođenja i efekata izmenjenog Tarifnog sistema iz 2001. godine.

U ovom radu, ilustrovan je uticaj odabranog DSM programa i primena opisane metode prognoze na rast godišnjeg vršnog opterećenja u narednih 25 godina. Vrednovano je simulirano smanjenje vršne snage, postignuto u odnosu na vrednosti koje bi se imale u odsustvu pretpostavljenog DSM programa. Sagledano je vremensko odlaganje izgradnje kapitalnih objekata, a investicije potrebne za njih svedene su na sadašnju vrednost. Sa druge strane, procenjeni su i troškovi uvođenja DSM programa. Njihovim poređenjem je ocenjena svrsishodnost ovog programa i primene, prema njemu korigovane, metode prognoze godišnje vršne snage.

### **OPIS STUDIJE SLUČAJA**

Istraživanje koje je tema ovoga rada obuhvatilo je potrošače na konzumnom području "Elektrodistribucije Beograd" (EDB), istorijski zabeleženi rast godišnje vršne snage, razvoj i primenu metodologije za procenu kapaciteta konzuma za DSM/DR, modelovanje odgovarajućeg ovakvog programa, određivanje dinamike njegovog širenja tokom perioda od nekoliko godina, simulaciju efekata koji mogu biti ostvareni i razvoj prognostičke metode kojom bi ti efekti bili uvaženi, radi korektnog određivanja budućeg rasta vršne snage.

### **Ukupni kapacitet EDB u termo-akumulacionim uredajima**

Tokom 2013. je urađeno istraživanje i razvijena metoda poređenja grafika dnevnih opterećenja za isti datum tokom više godina sa različitim meteorološkim prilikama. Ova metoda služi za procenu kapaciteta nekog konzumnog područja za DSM/DR i detaljno je obrazložena u posebnom radu. Između ostalog, ona je primenjena i na celokupno konzumno područje EDB (s izuzetkom direktnih potrošača na 110 kV). Njeni rezultati pokazuju

da je kapacitet termo-akumulacionih uređaja (TA-peći i akumulacionih bojlera) na području EDB, u trenutku izrade analize iznosio oko 240 MW. To predstavlja relativno veliki kapacitet za DSM/DR (oko 17,5% godišnje vršne snage, računate bez područja Mladenovca i direktnih kupaca na 110 kV). Jedan osetan kapacitet postoji i tokom letnjeg perioda, u klima-uređajima (procena je da on iznosi oko 11% letnjeg vršnog opterećenja). Termo-akumulacioni uređaji i navedeni iznos snage biće predmet modelovanja odgovarajućeg programa DSM/DR, prikazanog u ovom radu.

### **Predlog modela DSM/DR programa za EDB**

Na osnovu analize savremenih stranih, ali i određenih domaćih iskustva, uključujući i ona vezana za mogućnosti upravljanja opterećenjem pomoću već raspoloživih tehnologija, kao što je sistem mrežne ton-frekventne komande (MTK), [1], koncipiran je DSM/DR program za konzumno područje EDB, opisan u nastavku. Pretpostavljeno je i dalje širenje i korišćenje za DSM/DR, infrastrukture sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR), koji i sâm poseduje mogućnosti direktnog upravljanja opterećenjem. Osim toga, telekomunikaciona infrastruktura, potrebna za uspešnu realizaciju DSM/DR programa, gotovo je identična ili slična onoj za AMR sistem. Stoga su rejon TS 10/0,4 kV podvedeni pod AMR, najozbiljniji kandidati za implementaciju (najpre eksperimentalnu, u vidu pilot-projekata) programâ i mera DSM/DR. Na primeru EDB, projekat DSM/DR bi bio sačinjen od tri programa;

#### Program A – iskorišćenje AMR sistema za DSM/DR

- 1) Sve potrošače koji već jesu ili koji će biti podvedeni pod AMR sistem treba razvrstati u dve grupe, npr. parnu i neparnu – po kućnim brojevima.
- 2) Vreme nastupanja nižeg dnevnog tarifnog stava kod jedne grupe potrošača bi bilo u 22 h, a kod druge u ponoć. Vreme nastupanja više tarife bilo bi u 6 i u 8 časova izjutra, respektivno za ove dve grupe.
- 3) Grupe bi svake sedmice međusobno menjale ova vremena, i to nedeljom uveče za nastupanje nižeg, i ponedeljkom ujutro za nastupanje višeg dnevnog tarifnog stava.
- 4) Ukoliko sistemom AMR budu obuhvaćena i brojila sa isključivo termičkim trošilima kupaca, treba predvideti mogućnost njihovog isključivanja putem AMR sistema, onda kada je to potrebno isporučiocu električne energije, a u skladu sa propisanim uslovima primene odgovarajuće, povoljnije tarife (DUT).

#### Program B – poboljšanje efikasnosti korišćenja sistema MTK

- 5) Za potrošače koji nisu na AMR sistemu treba planirati sukcesivnu zamenu prijemnika MTK preprogramiranim prijemnicima, tako da se oforme takođe dve grupe prijemnika, koje će reagovati svaka na svoj telegram za promenu tarifnog stava.
- 6) Prva grupa preprogramiranih prijemnika MTK bi se instalirala kod potrošača na parnim kućnim brojevima, a druga kod neparnih.
- 7) Shodno prethodnom, treba formirati dva kodirana telegrama, sa različitom preselekcijom. Iz centralnog emisionog postrojenja (i iz postrojenjâ lokalne automatike paricama nepovezanih TS x/10 kV) jedan telegram za uključenje niže tarife bio bi emitovan u 22 h, a drugi u ponoć. Svake nedelje uveče, vreme emitovanja ova dva telegrama bi međusobno bilo zamenjivano. Telegrami za uključenje više tarife emitovali bi se u 6 i 8 h ujutro, respektivno, uz međusobnu zamenu ponedeljkom.
- 8) U periodu od dve do tri godine od početka primene ovog programa DSM/DR treba planirati zamenu svih prijemnika MTK na konzumnom području EDB, prijemnicima programiranim na opisani način.
- 9) Kod novih potrošača na područjima bez AMR, treba odmah ugrađivati prijemnik MTK programiran na odgovarajući način. Na području Mladenovca (bez signala MTK) treba ugrađivati savremena mikroprocesorska brojila sa ugrađenim funkcijama astronomske časovnika i uklopnog uređaja. Vremena promenâ tarifnih stavova treba da budu podešena ili na 22 h i 6 h ili na ponoć i 8 h.
- 10) Za one potrošače koji odranije imaju razdvojene električne instalacije sa termičkim trošilima, i mogućnost primene DUT tarife, u potpunosti treba koristiti mogućnosti daljinskog upravljanja ovim opterećenjem u periodima kada je to potrebno radi sniženja ukupnog opterećenja DEES.

#### Program C – uvođenje stohastičkog upravljanja opterećenjem, proračunavanja njegove raspodele i korišćenja dinamički modelovanih termostata

- 11) Kod krajnjih potrošača, a najpre kod onih podvedenih pod AMR sistem, planirati:
  - instaliranje uređaja za stohastičko upravljanje opterećenjem i proračune njegove raspodele, [2], ili
  - primenu dinamički modelovanih termostata termičkih trošila i klima-uređaja, [3].Potrebno je obezbediti odgovarajući, centralni, upravljački softver, uz što veće iskorišćenje postojeće TK strukture. Za ostvarenje lokalne automatizacije i komunikacije treba koristiti neki od savremenih koncepata

- (npr. objedinjenih čvorova za integrisano upravljanje opterećenjem i ZigBee Wireless komunikacije unutar automatizovanog objekta), [4]. Potrebno je utvrditi realnu dinamiku širenja ovog sistema.
- 12) Obezbediti, u skladu sa zakonskom i drugom regulativom, podsticaje za učešće potrošača u delu DSM/DR programa, navedenom u prethodnoj tački. Cilj je podrediti ovom sistemu što veći broj TA-peći, akumulacionih bojlera i klima-uređaja.
  - 13) U saradnji sa lokalnom samoupravom, iznaći načina da se potrošačima pruže podsticaji i za učešće u programima energetske efikasnosti i korišćenja obnovljivih izvora (pre svega termalnih i fotonaponskih solarnih kolektora, na krovovima zgrada). Cilj je dodatno smanjenje opterećenja sistema i odlaganje ulaganja u nove kapitalne objekte isporučioaca. Ovakav pristup je definisan i zahtevom iz [5], po kome operater distributivnog sistema, pri planiranju mreže, kao alternativu gradnji novih ili rekonstrukciji postojećih kapaciteta, mora da razmatra i mere energetske efikasnosti i DSM/DR, kao i distribuiranu proizvodnju.
  - 14) Eventualno dograditi i unaprediti postojeće načine praćenja, merenja, komunikacije i komandovanja u okviru postojećih sistema AMR i monitoringa transformatora 10/0,4 kV, [6], za potrebe efikasnijeg upravljanja opterećenjem, isključivo ili u kombinaciji sa potencijalno većom proizvodnjom iz intermitentnih obnovljivih izvora. Obezbediti odgovarajuću hardversku i softversku podršku.
  - 15) Posle isteka godine dana od početka primene (na jednom ili više trafo-rejona) pilot-projekata stohastičkog upravljanja i korišćenja dinamičkih termostata, proceniti efekte koji su ostvareni. Na osnovu njih treba doneti odluku o opravdanosti realizacije planiranog daljeg širenja ovog sistema.

### **Neophodna hardverska i softverska podrška predložene modelu DSM/DR programa**

Posmatrano na lokalnom nivou, na slučaju jednog trafo-rejona, ukoliko se energetska transformator približi režimu preopterećenja (npr. tokom zime), sistem DSM/DR bi omogućio slanje komande za isključenje pojedinih trošila na ovom području. Nasuprot tome, u slučaju malog opterećenja konzuma, a naročito ukoliko postoji velika proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora (V-RES), kao što su fotonaponski solarni paneli ili vetrogeneratori, npr. tokom najtoplijih letnjih dana, onda kada se energetska transformator približi režimu obrnute transformacije i injektiranja energije iz NN mreže u mrežu SN, sistem DSM/DR bi dodatno aktivirao pojedina trošila, npr. pojačao rad klima-uređaja.

Odgovarajući softver bi, na osnovu podataka o trenutnom opterećenju ovoga konzuma (tj. napojnog transformatora) generisao pomenute, odgovarajuće komande za upravljanje opterećenjem. Adrese brojila kojima barata koncentror i sistem AMR, kao i adrese "pametnih" utičnica, uređaja za stohastičko upravljanje opterećenjem i/ili dinamičkih termostata klima-uređaja, bile bi korišćene za odabir opterećenja koje će, po potrebi i u ciklusima, biti isključivano i uključivano, sve dok se ne postigne željeni efekat. Komunikacija između koncentratora u TS 10/0,4 kV i brojilâ i kućnih gateway-a odnosno objedinjenih čvorova za integrisano upravljanje opterećenjem, kod krajnjih korisnika, bila bi uobičajena, PLC. Komunikacija unutar automatizovanih domaćinstava i „pametnih“ zgrada (između Gateway / čvorova i trošilâ) mogla bi da bude bežična, i da se bazira na ZigBee konceptu.

Funkcionalnost i tehno-ekonomska isplativost jednog ovakvog sistema najpre bi mogla da bude istražena na eksperimentalnom nivou, na nekoliko trafo-rejona. Ono što bi trebalo očekivati kao rezultat primene jednog ovakvog koncepta, jeste optimizacija rada distributivne mreže, u ovom slučaju – prvenstveno energetskih transformatora SN/NN. Naime, veliki broj vodova SN i transformatora SN/NN u Beogradu većim delom godine radi u značajno podopterećenom stanju (nije dovoljno iskorišćen), dok u pojedinim kraćim periodima, kod nekih od njih dolazi do preopterećivanja. Ovo govori o tome da je njihov rad daleko od optimalnog.

### **Predlog dinamike realizacije DSM/DR projekta**

Radi jednostavnosti modela, zanemarićemo dokazanu činjenicu da se način korišćenja električne energije – a time i raspoloživi kapacitet za DSM/DR – menja tokom vremena, prvenstveno usled promena cena električne energije i uslova njenog korišćenja (tarifnih stavova i vremena njihovog nastupanja i trajanja), [1]. Dakle, pretpostavićemo da se trenutni kapaciteti za DSM/DR neće menjati do planskog horizonta. Ovakva pretpostavka je opravdana, jer u vreme sprovođenja ovog istraživanja dalje promene cena električne energije i metodologije za njihovo utvrđivanje nisu bile sagledive. Drugo, efekti predloženog modela DSM/DR na celom konzumnom području EDB, biće razmotreni bez prisustva i uticaja proizvodnje električne energije iz distribuiranih V-RES.

Predlaže se realizacija projekta DSM/DR u dve faze.

U prvoj fazi, tokom dve do najviše tri godine, realizovali bi se prethodno opisani programi A i B – program iskorišćenja AMR sistema za DSM/DR i program poboljšanja efikasnosti korišćenja sistema MTK. Suština oba programa je raspodela svih dvotarifnih kupaca u dve grupe, sa pomećenim vremenima nastupanja promenâ dnevnih tarifnih stavova, za dva sata. Pritom bi se, tokom svake od tri godine, ovoj podeli podvrgla po trećina ovih kupaca. Ovakav model je usvojen zbog već duže od decenije važećeg stava iz odgovarajuće regulative – da vreme nastupanja promene dnevnih tarifnih stavova, u delu konzuma, može da bude pomereno za najviše dva

sata, s tim da niža tarifa mora da nastupi između 22 h i ponoći. Drugi razlog je rezultat istraživanja prikazanog u [1], da se – u ovakvim okolnostima – nešto veće smanjenje vršne snage (od 6,6%) postiže podelom potrošača u dve grupe, nego li u tri. Stoga ćemo pretpostaviti da se u prve tri godine primene ova dva programa iz projekta DSM/DR, postiže smanjenje od po 2,2% u odnosu na prognoziranje opterećenje, koje bi se imalo bez realizacije projekta. Priroda prve faze projekta je, dakle, pretežno tipa odziva potrošnje (DR), jer je zasnovana na očekivanom prilagođavanju kupaca na izmenjeno tj. pomereno vreme nastupanja nižeg dnevnog tarifnog stava.

U poslednjoj godini realizacije prve faze, otpočela bi i druga faza projekta, i trajala tokom narednih pet godina. Tokom ove faze, postepeno bi se uvodio sistem stohastičkog upravljanja opterećenjem i proračunavanja njegove raspodele. Alternativno, ili u kombinaciji sa prethodnim sistemom, koristili bi se dinamički modelovani termostati pojedinih trošila, ključnih za DSM/DR. U toj, poslednjoj godini prve faze projekta, gotovo svi ovako upravljani uređaji već bi bili razvrstani u jednu od dve grupe za pomereno nastupanje dnevnih tarifnih stavova. Stoga ćemo pretpostaviti da bi svega oko 5 MW od ukupnog kapaciteta (oko 240 MW) za DSM/DR tokom zimskog perioda, učestvovalo u smanjenju vršne snage za tu godinu, prognozirane u uslovima bez primene bilo kakvih DSM/DR programa ili mera. Tokom narednih pet godina, iznosi novih, dodatnih snaga,  $\Delta P_i$ , podvrgnutih daljinskom upravljanju kretali bi se na sledeći način: 15, 20, 20, 30 i 30 MW. Dakle, ukupno bi se na ovaj način moglo da isključi oko 120 MW u trenutku godišnjeg vršnog opterećenja. Ova smanjenja bi se superponirala kako na prethodno postignuta ovim načinom, tako i na smanjenja snage postignuta raspodelom potrošača u dve grupe, prema vremenima promenâ dnevnih tarifnih stavova. Pri proračunima se vodilo računa da ukupno smanjenje godišnje vršne snage ne pređe ukupni raspoloživi kapacitet u termičkim trošilima,  $\Sigma P_{TA} \approx 240$  MW. Vidi se da je priroda druge faze projekta direktno upravljanje opterećenjem (DSM), daljinskim isključivanjem i uključivanjem pojedinih trošila kod krajnjih korisnika elektrodistributivnog sistema.

Prethodno opisani model realizacije projekta može se, matematički, prikazati izrazima navedenim u nastavku. Na početku primene DSM/DR projekta, u godini  $Y_0$ , tj. zimskoj sezoni  $Y_{0/1}$ , usvaja se prosečna vrednost prognoziranje vršne godišnje snage konzuma EDB,  $P_0^{progn}$ . Ona je sračunata kao srednja vrednost maksimalne i minimalne vršne godišnje snage, prognoziranje za okolnosti bez primene DSM/DR mera i distribuirane proizvodnje iz V-RES, a prema metodologiji lančanoga koeficijenta, opisanoj u [7]. Ona se, dakle, računa kao:

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 0}^{progn} + P_{\min 0}^{progn}), \quad (1)$$

i u konkretnom slučaju, za zimsku sezonu 2013/14. iznosi 1645,65 MW. Rezultati implementacije programa na kraju prve godine realizacije,  $Y_1$ , tj. u zimskoj sezoni  $Y_{1/2}$  (ovde: 2014/15.) dati su sa:

$$P_{rez1} = 0,978 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 1}^{progn} + P_{\min 1}^{progn}), \quad (2)$$

Analogno, a prema napred opisanome modelu tj. dinamici, rezultujuće vršne godišnje snage konzuma EDB bile bi predstavljene izrazima:

$$P_{rez2} = 0,956 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 2}^{progn} + P_{\min 2}^{progn}), \quad (3)$$

$$P_{rez3} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 3}^{progn} + P_{\min 3}^{progn}) - \Delta P_3^{TA}; \quad \Delta P_3^{TA} = 5 \text{ MW}, \quad (4)$$

$$P_{rez4} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 4}^{progn} + P_{\min 4}^{progn}) - \sum_{i=3}^4 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^4 \Delta P_i^{TA} = 20 \text{ MW}, \quad (5)$$

$$P_{rez5} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 5}^{progn} + P_{\min 5}^{progn}) - \sum_{i=3}^5 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^5 \Delta P_i^{TA} = 40 \text{ MW}, \quad (6)$$

$$P_{rez6} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 6}^{progn} + P_{\min 6}^{progn}) - \sum_{i=3}^6 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^6 \Delta P_i^{TA} = 60 \text{ MW}, \quad (7)$$

$$P_{rez7} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 7}^{progn} + P_{\min 7}^{progn}) - \sum_{i=3}^7 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^7 \Delta P_i^{TA} = 90 \text{ MW}, \quad (8)$$

$$P_{rez8} = 0,934 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 8}^{progn} + P_{\min 8}^{progn}) - \sum_{i=3}^8 \Delta P_i^{TA}; \quad \sum_{i=3}^8 \Delta P_i^{TA} = 120 \text{ MW}, \quad (9)$$

gde su  $\Delta P_i$  dodatne instalisane snage u TA-pećima podvrgnute daljinskom upravljanju opterećenjem, u godinama  $i = 3, 4, \dots, 8$ . Provera da li je prekoračen ukupan raspoloživi kapacitet za DSM/DR, data je sa:

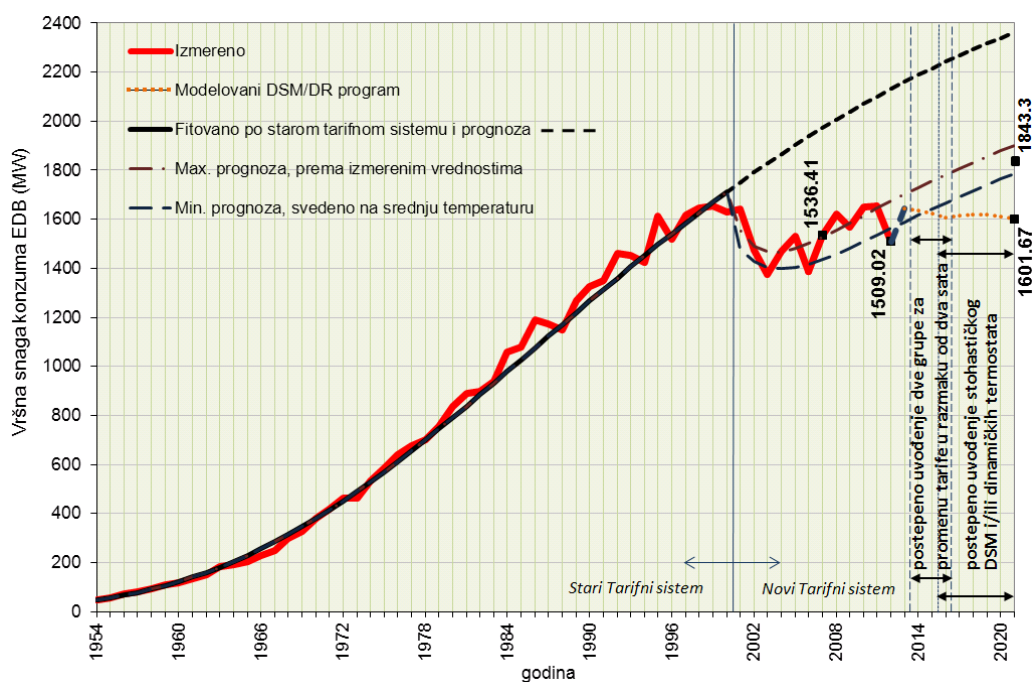
$$P_8 - P_{rez8} = 0,066 \cdot \frac{1}{2} \cdot (P_{\max 8}^{progn} + P_{\min 8}^{progn}) + 120 < \sum P_{TA}. \quad (10)$$

## SIMULACIJA UTICAJA PREDLOŽENOG DSM/DR PROGRAMA NA VRŠNO OPTEREĆENJE

### Energetski rezultati simulacije primene DSM/DR projekta

Primenom napred izloženog modela dinamike realizacije predloženog projekta DSM/DR, počev od 2014. godine, tj. sa prvim efektima koji bi bili ostvareni u zimskoj sezoni 2014/15, na kraju perioda za implementaciju projekta, u zimskoj sezoni 2021/22, u odnosu na ranije prognoziranu srednju vrednost vršne godišnje snage (1843,3 MW, iz [7]), ostvarilo bi se smanjenje od 241,66 MW. Ono je praktično jednako punom kapacitetu termo-akumulacionih uređaja za DSM/DR,  $\Sigma P_{TA}$ .

Na osnovu prognostičkih podataka  $P_{max i}$  i  $P_{min i}$  iz [7], ilustrovanih ovde na slici 1, i primenom (1) do (9), dobija se dinamika ostvarivanja smanjenja vršne snage tokom implementacije i širenja opisanog projekta DSM/DR. Ona je ilustrovana tačkastim nastavkom krive izmerenih vrednosti na grafiku sa slike 1. Na toj slici su prikazana ta, ostvarena opterećenja konzuma EDB (bez direktnih potrošača na 110 kV, ali sa konzumom Mladenovca), od zimske sezone 1954/55. do 2012/13. Za dalje poređenje usvojena je sredina opsega između maksimalne i minimalne prognoze,  $P_{max i}$  i  $P_{min i}$ . One su dobijene modelovanjem lančanog koeficijenta, detaljno opisanim u [7]. Cilj izrade tih prognoza po posebnome modelu bilo je uvažavanje naglog i trajnijeg smanjenja vršne snage 2001/02, nastalog usled radikalne izmene Tarifnog sistema za obračun utrošene električne energije.



Slika 1 Ostvarene i prognozirane godišnje vršne snage konzuma EDB do 2021/22. godine; po starom Tarifnom sistemu, maksimalne i minimalne po novom Tarifnom sistemu (bez DSM i RES), i simulacija primene predloženog projekta DSM/DR

Ovde treba napomenuti da su ranije analize određivanja kapaciteta DSM/DR, zasnovane na poređenjima dijagrama opterećenja, radene za dijagrame konzuma EDB bez direktnih potrošača na 110 kV (što važi i za sl. 1), ali i bez područja Mladenovca (što ovde nije slučaj). Zbog toga ranije utvrđeni DSM/DR kapacitet od 240 MW ne obuhvata područje ovog satelitskog naselja. Stoga su rezultati sa sl. 1 dobijeni na stranu sigurnosti, jer će stvarni kapacitet za DSM/DR i mogući njegovi efekti biti veći od prikazanih, s obzirom da i u Mladenovcu postoje trošila kod krajnjih kupaca koja bi mogla da budu podvedena pod navedeni program DSM/DR.

Inače, na slici 1 je uočljiva preciznost metode prognoze lančanim koeficijentom sa superponiranim uticajem poremećaja, za slučaj nastupanja i efekata izmenjenog Tarifnog sistema iz 2001. Naime, u međuvremenu ostvarene vrednosti vršne godišnje snage (puna izlomljena linija sa sl. 1) osciluju oko maksimalnih i minimalnih vrednosti prognoziranih po ovoj metodi. Prekoračenja su posledica ekstremno oštih i blagih vremenskih uslova. Na osnovu metodologije detaljno objašnjene u [7], prognostička funkcija koja rezultuje isprekidanim linijama ( $P_{max i}$  i  $P_{min i}$ ) desno na slici 1, može se matematički predstaviti kao:

$$P_n = P_0 \cdot \prod_{i=0}^n (1 + i_i/100) - \left[ P_1 - P_2 \cdot \exp\left(- (Y - Y_0) \cdot T_P^{-1}\right) \right], \quad (11)$$

gde su:  $Y \geq Y_0$ , i  $Y_0$  – godina u kojoj je poremećaj nastupio;  $P_0$  – vršna snaga u toj godini;  $P_n$  – vršna snaga u

godini  $n$  koja je predmet prognoze;  $i_i$  (%) – lančani indeks u godini  $i$  (procentualna promena vrednosti vršne snage, posmatrane u jednoj određenoj godini u odnosu na njenu vrednost u prethodnoj godini).

Numerički parametri  $P_1$ ,  $P_2$  i  $T_p$  se određuju regresionom analizom, i to u dve varijante: za vrednosti vršnog godišnjeg opterećenja preračunate na prosečnu vrednost srednje dnevne temperature (ovde:  $-6.38^\circ\text{C}$ ) i za nepreračunate vrednosti opterećenja, onakve kakve su zabeležene pri ostvarenim temperaturama okoline. Time se dobijaju pomenute krive maksimalne i minimalne prognoze vršne godišnje snage, sa slike 1, desno.

### Tehno-ekonomski rezultati simulacije primene DSM/DR projekta

Sa slike 1 se vidi i to da moguće smanjenje godišnje vršne snage u poslednjoj godini uvođenja i širenja predloženog DSM/DR projekta, iznosi oko 240 MW. To praktično znači da do te, 2021. godine, EDB može da sagradi četiri transformatorske stanice (TS) 110/10 kV manje, ukoliko bi svaka od njih bila instalisane snage  $S_{inst}=2\cdot 40$  MVA, sa vršnim opterećenjem od oko  $75\% \cdot S_{inst}$ . Ukupni troškovi, označeni sa  $C_{sum}$ , koji se sastoje od investicionih troškova ovih TS, troškova za njihove napojne vodove 110 kV, pripadajuće mreže 10 i 1 kV, kao i TS 10/0,4 kV, iznosili bi oko 145,83 miliona evra. Detaljniji prikaz jediničnih i ukupnih cena po elementima potrebne mreže, kao i njihov broj, prikazani su u Tabeli 1.

Tabela 1 Potrebna elektroenergetska mreža za podmirenje 240 MW

Element mreže	$\times 10^3$ €/kom. ili $\times 10^3$ €/km	Potrebno (oko) kom. ili km	Ukupni troškovi $\times 10^3$ €
TS 110/10 kV	3.500	4	14.000,0
Kablovski vod 110kV	85	5,3	446,9
Kablovski vod 10 kV	50	313,1	15.656,7
Nadzemni vod 10 kV	33	298,1	9.837,6
TS 10/0,4 kV	50	1023,0	51.142,9
Kablovski vod 1 kV	40	649,5	25.980,6
Nadzemni vod 1 kV	25	1150,6	28.766,5
<b>Ukupno, <math>C_{sum}</math>:</b>	-	-	<b>145.831,1</b>

Pretpostavimo da bi svi ovi elektroenergetski objekti bili izgrađivani ravnomerno tokom narednih osam godina ( $N_{god} = 8$ ), tokom kojih se predlaže uvođenje i širenje DSM/DR programa. Tada bi godišnji troškovi iznosili:

$$C_{god} = \frac{C_{sum}}{N_{god}} \quad (12)$$

Ovi troškovi se svode na sadašnju vrednost, na sledeći način:

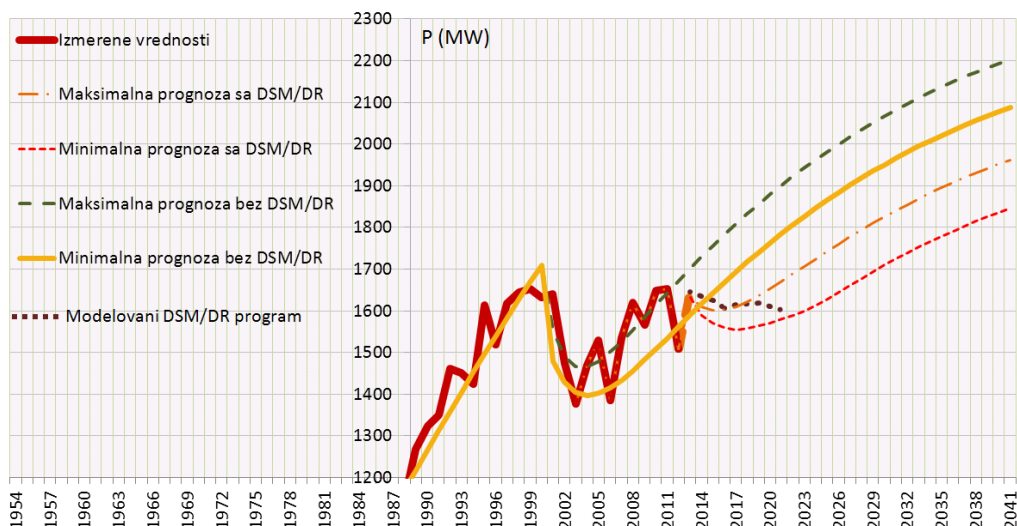
$$C_{sad} = C_{god} \frac{(1+r)^{N_{god}} - 1}{(1+r)^{N_{god}} \cdot r} = \frac{\left[ \frac{(1+r)^{N_{god}} - 1}{r} \right] \cdot C_{sum}}{(1+r)^{N_{god}} \cdot r \cdot N_{god}} \quad (13)$$

gde je  $r$  godišnja ukupna eskontna stopa (u Srbiji:  $r = 9\%$ ).

Prema (13), sadašnja vrednost novca uštedenog odlaganjem investicija u navedene elektroenergetske objekte, zahvaljujući primeni DSM/DR programa, iznosila bi 100,89 miliona evra. Dobit EDB bi tada predstavljala razliku između tog iznosa i investicionih troškova za uvođenje predloženog DSM/DR projekta. Stvarni finansijski efekti bili bi i veći od te razlike, jer bi se – zahvaljujući generalnom smanjenju godišnjeg vršnog opterećenja – imali i manji gubici aktivne snage u mreži.

### Prognoza vršnog godišnjeg opterećenja u periodu nakon uvođenja programa DSM/DR

Primena (11) tj. metode prognoze pomoću lančanog koeficijenta sa superponiranim uticajem poremećaja, na slučaj uvođenja i pretpostavljene dinamike širenja opisanog DSM/DR programa, rezultuje krivom prikazanom na slici 2. Prvi korak modelovanja bazira se na periodu 2003/04-2012/13, a vrednost vršne snage 2013/14. je prognozirana uobičajenom ekstrapolacijom. Drugi korak modelovanja prognoze zasnovan je na predviđenoj dinamici smanjenja vršne snage usled primene DSM/DR programa, predstavljenoj pomoću (2)-(9). I ovde su modelovane i na slici 2 prikazane maksimalna i minimalna prognoza. Poređenjem prognoza sa i bez DSM/DR programa, kako maksimalnih, tako i minimalnih, respektivno, uočljivo je da prognoze sa DSM/DR programima predviđaju dostizanje vrednosti opterećenja sa po 15-tak godina kašnjenja u odnosu na odgovarajuće prognoze bez primene DSM/DR programa. Reč je, dakle, o značajnom odlaganju investiranja u nove, kapitalne objekte.



Slika 2 Prognoza nakon uvođenja i širenja DSM/DR programa, dobijena modelovanjem usporenog zasićenja rasta vršne snage pomoću lančanog indeksa

## ODREĐIVANJE VISINE ISPLATIVIH TROŠKOVA DSM/DR MODULA

Tokom ovog istraživanja, razvijena je i metodologija za utvrđivanje troškova uvođenja Smart Grid modula za DSM/DR (ukupnih i po jednom potrošaču sa DSM). Visina ovih troškova treba da bude takva, da se uvođenje ovog programa isplati u nekom, unapred određenom, vremenskom periodu. Jasno je da će DSM/DR program biti isplativ, ako svedeni troškovi njegovog uvođenja tokom planiranih osam godina, budu manji od iznosa finansijskih sredstava potrebnih za izgradnju novih distributivnih kapaciteta, svedenih na sadašnju vrednost (101 milion evra), a koji bi morali da se grade u odsustvu primene DSM/DR mera i programa.

### Potrebni resursi i troškovi prve (DR) faze projekta DSM/DR

Prva (DR) faza predloženog programa morala bi da obuhvati sve dvotarifne kupce, bez obzira na način grejanja njihovih prostorija. Ona bi podrazumevala zamenu i preprogramiranje svih prijemnika MTK, po trećinu u svakoj od tri godine trajanja ove faze uvođenja programa. Dakle, ovom fazom bi bila obuhvaćena sva merna mesta (svi MRO) na konzumnom području EDB na kojima su ugrađeni prijemnici MTK, ( $pm$ ). Analizom su obuhvaćeni jedinični troškovi skidanja (zamene), preprogramiranja, ispitivanja ispravnosti i ponovnog vraćanja na mrežu MTK prijemnika,  $C'_{pm}$ , kako bi se izračunali ukupni godišnji troškovi njihove zamene i preprogramiranja.

### Potrebni resursi i troškovi druge (DSM) faze projekta DSM/DR

Filtriranjem baza podataka EDB o kupcima električne energije, koja se koristi za potrebe obračuna, utvrđeno je, na osnovu zadatih kriterijuma, da ukupan broj kupaca koji sigurno ili najverovatnije koriste TA peći, iznosi oko 200.000 na području EDB. Kod njih je, naime, odnos količina električne energije utrošenih po nižem dnevnom tarifnom stavu zimi i leti veći od 1,50, a ukupno utrošene energije zimi i leti, veći od 2,00 – za ogromnu većinu kupaca, a za manji deo se kreće između 1,50 i 2,00. Ukupna potrošnja ovih kupaca tokom zime iznosi oko  $W_i^z = 183,25$  GWh. Druga (glavna, DSM) faza predloženog programa DSM/DR bi, dakle, morala da obuhvati sve ove kupce (kako bi se iskoristio puni kapacitet za DSM/DR, od procenjenih, ranije navedenih, 240 MW). Pretpostavljeno je da svaki potrošač ima prosečno 2,5 uređaja koje će podvesti pod DSM/DR program i da je stoga potrebno oko 500.000 „pametnih“ utičnica ( $pu$ ). Lokalno, ovim uređajima bi se komandovalo preko Wireless veze (ZigBee ili sl.), od dodatnog komandnog uređaja ( $wu$ ) koji bi se montirao u MRO kupca. On bi, pak, komande primao preko PLC veze, sa strane energetske mreže NN. Kod kupaca sa samo jednim brojilom u MRO, odnos broja „pametnih“ utičnica, i broja komandnih uređaja (Gateway-a / čvora) u MRO, bio bi jednak broju onih prvih, a prosečno – usvojenih 2,5. Kod MRO sa više brojila, jedan Wireless komandni uređaj u MRO, mogao bi da upravlja većim brojem „pametnih“ utičnica u stanovima napojenih kupaca. Broj utičnica bi se, dakle, kretao od umnoška 2,5 sa dva (brojila) do dvadesetak, po jednom Gateway-u / čvoru. Komande i informacije između ovog uređaja u MRO i koncentratora ( $kt$ ) u TS SN/NN bi se, dakle, prenosile putem PLC. Od koncentratora u TS do Centra upravljanja isporučioća električne energije koristila bi se GPRS veza, Internet ili mobilna telefonija. U Centru bi postojao server sa aplikacijom i bazama podataka, i odgovarajući terminali. Cena ovog centralnog hardvera bi, pak, bila zanemarljivo mala u odnosu na cenu ostatka sistema. Naime, TS SN/NN na konzumnom području EDB ima oko 7000, pa bi to približno bio i broj potrebnih koncentratora i modema.

Broj potrebnih Wireless uređaja u MRO je mnogostruko veći od broja koncentratora. Nadasve, treba voditi računa da sve većem broju kupaca, za sve veću količinu energije, treba davati popust (15%) na ukupno utrošenu energiju. S obzirom na ranije utvrđenu dinamiku širenja DSM/DR programa, od treće do osme godine njegove primene, respektivno, treba obuhvatati: 4,17%, 12,5%, 16,66%, 16,66%, 25 i 25% kupaca sa TA pečima i drugim termičkim trošilima.

### Ukupni troškovi uvođenja DSM/DR program i analiza osetljivosti

Usvajene su referentne vrednosti jediničnih cena sve opreme i radova, i sračunati ukupni troškovi uvođenja predloženog DSM/DR programa, razvrstani po godinama. Oni su zatim svedeni na sadašnju vrednost i sumirani. Dobijena je suma od 21,7 miliona evra. U svakom slučaju, ukoliko želimo da se program DSM/DR isplati već nakon poslednje godine njegovog uvođenja, onda tako svedena i sumirana vrednost ne sme biti veća od – na sadašnju vrednost svedenih – protivvrednosti energetskih kapaciteta koje bi bilo potrebno izgraditi ukoliko programa i smanjenja vršne snage usled njegove primene, nema. Na osnovu jedne takve jednakosti, dobijeni su maksimalno dozvoljeni troškovi po jednoj „pametnoj“ utičnici. Za sračunate ukupne troškove, koji su zapravo čak četiri puta manji od alternativne gradnje novih energetskih kapaciteta, specifična svedena cena celog sistema DSM/DR po jednoj „pametnoj“ utičnici, iznosila bi svega oko 43,4 €, a po jednom kupcu obuhvaćenom njime, oko 108,5 €. Urađena je i analiza osetljivosti promena dobijenih, referentnih rezultata, zavisno od promene ulaznih podataka. Jedan po jedan od ulaznih parametara menjan je u određenim, razumnim granicama, dok su ostali parametri zadržavali svoje, navedene, referentne vrednosti.

Za odabrane maksimalne vrednosti svih ulaznih parametara:

jediničnih cena:  $C'_{pu} = 20$  €/kom;  $C'_{wu} = 75$  €/kom;  $C'_{kt} = 5000$  €/kom;  $C'_{pm} = 50$  €/kom;

broja uređaja:  $N_{pu} = 750.000$  kom;  $N_{wu} = 195.000$  kom;  $N_{pm} = 500.000$  kom;

i za minimalnu diskontnu stopu:  $r = 5\%$  godišnje, dobijaju se najveći mogući svedeni troškovi uvođenja programa DSM/DR. Uz takođe povećane godišnje stope porasta potrošnje električne energije (na 1,5 %) i njene cene (na 15%), ovi, maksimalni troškovi iznose oko 78,77 miliona evra. To je još uvek manje od svedenih troškova za gradnju kapaciteta potrebnih u slučaju neprimenjivanja ovog programa. Prosečni pojedinačni troškovi tada iznose: po „pametnoj“ utičnici oko 105 €, a po kupcu oko 262,5 €.

### ZAKLJUČAK

Kvalitetna procena DSM/DR kapaciteta omogućava njihovu jasnu identifikaciju, bolje i prikladnije modelovanje konkretnih DSM/DR programa, a skupa sa alterantivnom metodom prognoze vršnog opterećenja, koja uvažava njihovo delovanje, osigurava realističnije planove njihovog širenja i sveobuhvatnije sagledavanje mogućih efekata. Sve ovo doprinosi kako optimizaciji rada mreže, tako i njenom optimalnom dugoročnom planiranju, donoseći uštede i koristi za kompaniju. Stoga DSM/DR predstavlja ozbiljnu alternativu gradnji novih kapaciteta.

### LITERATURA

1. Maksimović S, Tanasković M, 2002, “Energetski efekti novog tarifnog sistema za prodaju električne energije”, Savetovanje Juko CIRED, Vrnjačka Banja
2. Papalexopoulos A, Beal J, Florek S, 2013, “Precise Mass-Market Energy Demand Management Through Stochastic Distributed Computing”, “IEEE Transactions on Smart Grid”, Volume: PP, Issue: 99, pp. 1-11
3. Liang Y, Levine D.I, and Shen Z.-J.(M.), 2012, “Thermostats for the Smart Grid: Models, Benchmarks, and Insights”, The Energy Journal, Vol. 33, No. 4. by the IAEE, pp. 61-95
4. LeMay M, Nelli R, Gross G, and Gunter C.A, 2008, “An Integrated Architecture for Demand Response Communications and Control”, Hawaiian International Conference on System Sciences, Waikoloa Hawaii
5. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council, Chapter VI, Article 25, par. 7, pp. 78, 13.7.2009, v.na: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>
6. Misovic D, Kovacevic D, Milosavljevic S, Maksimovic S, Shiljkut V, 2012, “Remote Monitoring of Power Transformers Thermal Image”, CIRED Workshop “Integration of Renewables into the Distribution Grid”, Lisbon, Portugal
7. Maksimovich S, Shiljkut V.M, 2009, “The Peak Load Forecasting Afterwards Its Intensive Reduction”, “IEEE Transactions on Power Delivery”, Vol. 24, No. 3, pp. 1552-1559.

Prof. dr Nikola Rajaković, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, Bulevar kralja Aleksandra 73, 11000 Beograd, 011/337-01-68, 063/555-375, [rajakovic@etf.rs](mailto:rajakovic@etf.rs).

Vladimir Šiljkut, JP EPS, Direkcija za distribuciju električne energije, Vojvode Stepe 412, 11000 Beograd, 011/395-26-36, Fax: 011/397-19-19, 064/897-46-72; 064/396-0-384; [vladimir.siljkut@eps.rs](mailto:vladimir.siljkut@eps.rs), [vmshiljkut@yahoo.com](mailto:vmshiljkut@yahoo.com)

Slobodan Maksimović, Privredno društvo za distribuciju električne energije “Elektrodistribucija Beograd” d.o.o., Masarikova 1-3, 11000 Beograd, 011/328-11-10; 064/83-33-352; [smaks@edb.rs](mailto:smaks@edb.rs)